



DIRECCIÓN FINANZAS INSTITUCIONALES  
SUBDIRECCIÓN CONTADURÍA

# Grupo EPM

Estados financieros consolidados no auditados al 30  
de septiembre de 2011

CONTENIDO

BALANCE GENERAL CONSOLIDADO.....	3
ESTADO DE ACTIVIDAD FINANCIERA, ECONÓMICA Y SOCIAL CONSOLIDADO.....	4
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO .....	5
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO .....	6
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.....	7
Nota 1. Entidad reportante.....	7
Nota 2. Bases para la presentación de estados financieros.....	9
Nota 3. Marco legal y regulación.....	10
Nota 4. Principales políticas y prácticas contables .....	37
Nota 5. Efectos y cambios significativos en la información contable	49
Nota 6. Cambios en moneda extranjera.....	49
Nota 7. Efectivo y equivalentes de efectivo .....	50
Nota 8. Inversiones temporales .....	51
Nota 9. Deudores, neto.....	52
Nota 10. Inventarios, neto .....	54
Nota 11. Gastos pagados por anticipado .....	55
Nota 12. Inversiones a largo plazo, neto.....	56
Nota 13. Propiedades, planta y equipo, neto. ....	57
Nota 14. Reserva financiera actuarial .....	62
Nota 15. Otros activos.....	63
Nota 16. Intangibles, neto.....	63
Nota 17. Valorizaciones.....	65
Nota 18. Obligaciones Financieras .....	66
Nota 19. Operaciones de Cobertura .....	69
Nota 20. Cuentas por pagar .....	69
Nota 21. Impuestos, gravámenes y tasas.....	70
Nota 22. Obligaciones laborales .....	75
Nota 23. Pasivos estimados .....	76
Nota 24. Otros pasivos.....	76
Nota 25. Pasivo pensional.....	77
Nota 26. Patrimonio .....	77
Nota 27. Cuentas de orden.....	78
Nota 28. Ingresos netos.....	81
Nota 29. Costo de ventas .....	81
Nota 30. Depreciaciones, provisiones y amortizaciones.....	82
Nota 31. Gastos administrativos .....	82
Nota 32. Ingresos no operacionales .....	83
Nota 33. Gastos no operacionales.....	83
Nota 34. Interés minoritario.....	84

**EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.**  
**BALANCE GENERAL CONSOLIDADO**  
(En millones de pesos colombianos)

<b>ACTIVOS</b>	Notas	Septiembre 2011	Diciembre 2010
<b>CORRIENTES</b>			
Efectivo	6	849,954	1,096,541
Inversiones temporales	7	1,895,465	1,512,894
Deudores, neto	8	2,769,461	2,045,553
Inventarios, neto	9	183,771	148,193
Gastos pagados por anticipado	10	34,349	32,837
		<b><u>5,733,001</u></b>	<b><u>4,836,019</u></b>
<b>NO CORRIENTES</b>			
Inversiones permanentes, neto	11	514,307	674,596
Deudores, neto	8	741,043	824,367
Propiedad, planta y equipo, neto	12	13,051,058	12,035,592
Reserva financiera actuarial	13	716,302	703,705
Otros activos	14	802,482	663,065
Intangibles, neto	15	1,398,920	921,176
Gastos pagados por anticipado	16	160,433	179,648
Valorizaciones		9,183,514	9,571,652
		<b><u>26,568,059</u></b>	<b><u>25,573,802</u></b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<b><u>32,301,060</u></b>	<b><u>30,409,820</u></b>
<b>PASIVOS Y PATRIMONIO</b>			
<b>CORRIENTES</b>			
Obligaciones financieras	17	646,686	802,875
Operaciones de cobertura de corto plazo	18	51,243	0
Cuentas por pagar	19	1,584,646	1,900,120
Impuestos por pagar	20	580,186	247,624
Obligaciones laborales	21	198,930	129,862
Pasivos estimados	22	12,901	8,503
Otros pasivos	23	181,389	140,872
		<b><u>3,255,981</u></b>	<b><u>3,229,856</u></b>
<b>NO CORRIENTES</b>			
Obligaciones financieras	17	6,029,900	5,422,448
Operaciones de cobertura a largo plazo	18	220,228	0
Cuentas por pagar	19	274,813	227,612
Obligaciones laborales	21	42,181	32,010
Pasivos estimados	22	307,740	240,757
Pasivo pensional	24	1,330,169	1,262,115
Otros pasivos	20	787,678	730,801
		<b><u>8,992,708</u></b>	<b><u>7,915,743</u></b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b><u>12,248,690</u></b>	<b><u>11,145,599</u></b>
<b>INTERÉS MINORITARIO</b>	33	<b><u>1,028,313</u></b>	<b><u>888,862</u></b>
<b>PATRIMONIO (Ver estados financieros adjuntos)</b>	25	<b><u>19,024,057</u></b>	<b><u>18,375,359</u></b>
<b>TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO</b>		<b><u>32,301,060</u></b>	<b><u>30,409,820</u></b>
<b>CUENTAS DE ORDEN</b>	26	<b><u>13,636,234</u></b>	<b><u>13,885,746</u></b>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros consolidados.

**EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.**  
**ESTADO DE ACTIVIDAD FINANCIERA, ECONÓMICA Y SOCIAL CONSOLIDADO**  
(En millones de pesos colombianos)

	Notas	A Septiembre 30 de 2011	A Septiembre 30 de 2010
Ingresos brutos		8,522,803	6,115,521
Descuentos		(17,359)	(1,963)
Ingresos operacionales, neto	27	8,505,445	6,113,557
Costo de ventas	28	(5,094,085)	(3,326,997)
Depreciaciones, provisiones y amortizaciones	29	(585,982)	(504,568)
<b>UTILIDAD BRUTA</b>		<b>2,825,378</b>	<b>2,281,992</b>
Gastos de administración	30	(657,549)	(613,415)
Cálculo actuarial y pensiones		(131,482)	(131,382)
Depreciaciones, provisiones y amortizaciones	29	(129,600)	(157,690)
<b>UTILIDAD OPERACIONAL</b>		<b>1,906,747</b>	<b>1,379,506</b>
Ingresos no operacionales	31	421,448	543,035
Gastos no operacionales	32	(574,774)	(394,168)
<b>UTILIDAD NETA ANTES DE IMPUESTOS E INTERÉS MINORITARIO</b>		<b>1,753,421</b>	<b>1,528,373</b>
Provisión de impuesto de renta	20	(498,469)	(390,884)
<b>UTILIDAD NETA ANTES DE INTERÉS MINORITARIO</b>		<b>1,254,952</b>	<b>1,137,489</b>
Interés Minoritario		(70,658)	(25,013)
<b>UTILIDAD NETA</b>		<b>1,184,294</b>	<b>1,112,476</b>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros consolidados.

**EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.**  
**ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO**  
(En millones de pesos colombianos)

	<u>Capital y reservas</u>	<u>Reservas</u>	<u>Utilidades retenidas no apropiadas</u>	<u>Superávit para Donaciones</u>	<u>Superávit por revalorización de activos</u>	<u>Revalorización del patrimonio</u>	<u>Ajuste por conversion</u>	<u>Total</u>
<b>Saldo al 31 de diciembre, 2009</b>	<b>67</b>	<b>2,948,227</b>	<b>4,009,218</b>	<b>112,272</b>	<b>7,662,256</b>	<b>2,963,843</b>	<b>(9,640)</b>	<b>17,676,603</b>
Apropiación de reservas	-	244,801	(244,801)	-	-	-	-	-
Movimiento del año	-	-	(509,343)	-	-	-	(13,308)	(522,651)
Aumento de superávit por valorización	-	-	-	-	628,965	-	-	615,657
Utilidad neta	-	-	1,112,476	-	-	-	-	1,112,476
<b>Saldo al 30 de septiembre, 2010</b>	<b>67</b>	<b>3,193,028</b>	<b>4,367,550</b>	<b>112,272</b>	<b>8,291,221</b>	<b>2,963,843</b>	<b>(22,948)</b>	<b>18,905,033</b>
<b>Saldo al 31 de diciembre, 2010</b>	<b>67</b>	<b>3,193,028</b>	<b>3,824,179</b>	<b>113,392</b>	<b>8,452,066</b>	<b>2,963,843</b>	<b>(171,216)</b>	<b>18,375,359</b>
Apropiación de reservas	-	376,985	(376,985)	-	-	-	-	-
Aumento de superávit por valorización	-	-	-	-	(481,975)	-	-	(481,975)
Movimiento del año	-	(50,000)	-	-	-	(182,743)	179,121	(53,622)
Utilidad neta	-	-	1,184,294	-	-	-	-	1,184,294
<b>Saldo al 30 de septiembre, 2011</b>	<b>67</b>	<b>3,520,013</b>	<b>4,631,488</b>	<b>113,392</b>	<b>7,970,091</b>	<b>2,781,100</b>	<b>7,905</b>	<b>19,024,057</b>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros consolidados.

**EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.**  
**ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO**  
(En millones de pesos colombianos)

	<b>A septiembre 30 de 2011</b>	<b>A septiembre 30 de 2010</b>
<b>Flujo de efectivo de actividades operacionales:</b>		
Utilidad neta	1,184,294	1,132,680
Depreciación de propiedad, planta y equipo	481,966	420,051
Amortización de otros activos e intangibles	96,862	129,870
Amortización pasivo pensional	9,369	131,382
Provisión para inversiones no controladas	380	2,368
Provisión para cuentas de dudoso recaudo	63,523	97,696
Provisión para inventarios	936	1,453
Provisión para propiedad, planta y equipo	-	778
Provisión para contingencias	-	21,997
Provisión otros impuestos	-	21,475
Otras provisiones	25,851	566
Impuesto de renta diferido	52,743	41,676
Interés minoritario	51,721	24,974
<b>Cambios en activos y pasivos operacionales, neto</b>		
Aumento (disminución) de cuentas por cobrar	(536,113)	(575,992)
Aumento (disminución) de inventarios	(22,508)	(2,751)
Disminución (aumento) de otros activos	412,950	(5,541)
Aumento (disminución) de cuentas por pagar	172,392	49,227
Aumento (disminución) de impuestos	171,486	251,248
Aumento (disminución) de obligaciones laborales	67,024	(76,924)
Aumento (disminución) de otros pasivos	212,372	(86,014)
<b>Efectivo neto derivado de actividades operacionales</b>	<b>2,445,247</b>	<b>1,580,219</b>
<b>Flujos de efectivo por actividades de inversión:</b>		
Adquisición y anticipos para inversiones de largo plazo	(22,211)	(48,380)
Adquisición de nuevos negocios	(496,784)	-
Aumento de propiedad, planta y equipo	(907,737)	(899,385)
Aumento de intangibles y otros activos	(529,426)	(175,158)
<b>Efectivo neto usado en actividades de inversión</b>	<b>(1,956,158)</b>	<b>(1,122,923)</b>
<b>Flujos de efectivo por actividades financieras:</b>		
Aumento de obligaciones financieras	1,103,280	-
Pago de obligaciones financieras	(708,886)	(131,832)
Utilidades distribuidas al Municipio de Medellín	(747,500)	(846,843)
Disminución otros pasivos financieros	-	(23,662)
<b>Efectivo neto provisto (usado) en actividades financieras</b>	<b>(353,105)</b>	<b>(1,002,337)</b>
<b>Aumento neto (disminución) de efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>135,984</b>	<b>(545,041)</b>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al comienzo del ejercicio</b>	<b>2,609,435</b>	<b>2,456,787</b>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año</b>	<b>2,745,419</b>	<b>1,911,746</b>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros consolidados.

**EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.  
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, excepto la tasa representativa del mercado de cambio que se expresa en pesos colombianos y los dólares, euros, libras esterlinas y yenes, que están expresados en miles)

**Nota 1. Entidad reportante**

Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (en adelante EPM) es una entidad descentralizada del Orden Municipal, creada en Colombia, mediante Acuerdo No. 58 del 6 de agosto de 1955, del Consejo Administrativo de Medellín, como un Establecimiento Público Autónomo. Se transformó en empresa industrial y comercial del Estado del Orden Municipal, por Acuerdo No. 069 del 10 de diciembre de 1997, expedido por el Concejo de Medellín. En razón de su naturaleza jurídica, EPM está dotada de autonomía administrativa, financiera y patrimonio propio, de acuerdo con el Artículo 85 de la Ley 489 de 1998.

EPM es una entidad pública del Orden Municipal, y todo el capital con el que se constituyó y funciona, al igual que su patrimonio, es de naturaleza pública, siendo su único propietario el Municipio de Medellín. Su domicilio principal está en la carrera 58 No. 42-125 de la ciudad de Medellín, Colombia. No tiene establecido un término de duración.

El objeto social del Grupo EPM es la prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, energía, distribución de gas combustible, telefonía fija pública básica conmutada y telefonía local móvil en el sector rural, y demás servicios de telecomunicaciones. Puede también prestar el servicio público domiciliario de aseo, así como las actividades complementarias propias de todos y cada uno de estos servicios públicos y el tratamiento y aprovechamiento de las basuras.

Los servicios de telecomunicaciones de EPM son suministrados por EPM Telecomunicaciones S.A. E.S.P. (empresa filial de EPM), que fue creada mediante la Resolución No. 45 del 7 de octubre de 2005 por el Consejo Municipal de Medellín, a través de una transferencia de las acciones, los activos y pasivos del anterior Grupo Estratégico de Negocios de Telecomunicaciones de EPM. La nueva empresa creada en ese momento es un sistema descentralizado de servicios públicos, 100 % propiedad del Gobierno Municipal de Medellín, con capital público, en los términos del Artículo 14.5 de la Ley 142 de 1994.

Para el cumplimiento del objeto social, sin menoscabar la propiedad de sus activos, EPM y sus filiales podrán desarrollar todo tipo de contratos, asociarse o formar consorcios con otras personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, prestadoras de servicios públicos domiciliarios o usuarias. El fin es lograr la universalidad, calidad y eficacia en la prestación de los servicios domiciliarios que ofrece a sus usuarios, en procura siempre del bienestar general y del mejoramiento de la calidad de vida en la población, ciñéndose a criterios técnicos precisos, con rigor jurídico y financiero, bajo los principios de solidaridad y redistribución del ingreso.

También podrá:

- Realizar alianzas estratégicas, asociaciones a riesgo compartido y suscribir cualquier tipo de convenios o contratos de colaboración empresarial, siempre y cuando le permitan cumplir con su objeto social.
- Participar en actividades para el fomento de la innovación, la investigación científica y el desarrollo tecnológico en los campos relacionados con los servicios públicos que constituyen su objeto social.
- Suscribir convenios para ofrecer o recibir cooperación técnica, de conformidad con las normas vigentes sobre la materia.
- En general, realizar actividades enmarcadas en su objeto social o que se consideren necesarias para el cumplimiento de sus fines.

El Grupo EPM ofrece sus servicios públicos a través de tres Grupos Estratégicos de Negocios:

- Grupo Estratégico de Negocios de Agua
  - Servicio de acueducto
  - Servicios de aguas residuales
- Grupo Estratégico de Negocios de Energía
  - Generación de electricidad
  - Distribución y comercialización de electricidad a los usuarios finales (incluyendo la propiedad de una parte del sistema colombiano de electricidad alta tensión)
  - Distribución y comercialización de gas natural
- Grupo Estratégico de Negocios de Telecomunicaciones
  - Voz
  - Conectividad
  - Internet
  - Servicios profesionales
  - Centro de datos
  - Páginas de Servidores Activos (Active Service Pages “ASP”)
  - Capacitación
  - Servicios de valor agregado

### Propósito de los estados financieros consolidados

La Junta directiva de EPM requirió a la Gerencia General preparar los estados financieros consolidados para propósito de seguimiento administrativo interno y para cumplir con suministro de información a los tenedores de bonos.

La emisión de los estados financieros consolidados no es requerida por la legislación local que regula a EPM y sus filiales.

### Subsidiarias

A continuación se enumeran las filiales, indicando la participación directa o indirecta que EPM tiene dentro de las empresas:

Nombre de la filial	Ubicación (País)	Negocio	Porcentaje de propiedad		Fecha de creación
			2011	2010	
EPM Telecomunicaciones S.A. E.S.P. “UNE”	Colombia	Telecomunicaciones	99.99%	99.99%	Jun 23, 2006
EPM Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Telecomunicaciones	99.88%	99.88%	Jun 11, 1997
Emtelco S.A.	Colombia	Telecomunicaciones	99.93%	99.93%	Jul 21, 1994
Edatel S. A. E.S.P.	Colombia	Telecomunicaciones	56.00%	56.00%	Dic 17, 1969
Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S. A. E.S.P. “ETP”	Colombia	Telecomunicaciones	56.14%	56.14%	May 16, 1997
Cinco Telecom Corporation “CTC”	Estados Unidos	Telecomunicaciones	100.00%	100.00%	Dic 24, 2001
Orbitel Comunicaciones Latinoamericanas S.A.U. “OCL”	España	Telecomunicaciones	100.00%	100.00%	Jul 22, 2003
Orbitel Servicios Internacionales S.A. E.S.P. “OSI”	Colombia	Telecomunicaciones	99.99%	99.99%	Jun 27, 2003
EPM Inversiones S.A.	Colombia	Inversión	99.99%	99.99%	Ago 25, 2003
EPM Ituango S.A. E.S.P.	Colombia	Energía	99.42%		Mar 31, 2011
Empresa de Energía del Quindío S. A. E.S.P. “EDEQ”	Colombia	Energía	92.85%	92.85%	Dic 22, 1988
Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. E.S.P. “CHEC”	Colombia	Energía	80.09%	80.09%	Sep 9, 1950
Electrificadora Santander S. A E.S.P. – “ESSA”	Colombia	Energía	73.77%	73.77%	Sep 16, 1950
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S. A. ESP “CENS”	Colombia	Energía	91.52%	91.52%	Oct 16, 1952
Hidroecológica del Teribe S.A. “HET”	Panamá	Construcción	96.63%	96.63%	Nov 15, 1994
Comercializadora Energética Colombiana S. A. E.S.P. “CENCOL”(a)	Nacional Colombia	Energía	95.00%	95.00%	Ov 26, 2004
EEPPM RE LTD	Bermudas	Seguros	100.00%	100.00%	Abr 23, 2008
Empresa de Aguas del Oriente Antioqueño S. A. E.S.P.	Colombia	Saneamiento Básico	56.01%	56.00%	Nov 22, 1999
Aguas de Urabá S. A. E.S.P.	Colombia	Saneamiento Básico	63.42%	66.55%	Ene 18, 2006



Nombre de la filial	Ubicación (País)	Negocio	Porcentaje de propiedad		Fecha de creación
			2011	2010	
Regional de Occidente S. A. E.S.P.	Colombia	Saneamiento Básico	62.01%	62.01%	Dic 26, 2006
Aguas Nacionales EPM S. A. E.S.P.	Colombia	Saneamiento Básico	99.99%	99.99%	Nov 29, 2002
Empresas Públicas de Oriente S. A. E.S.P	Colombia	Saneamiento Básico	58.33%	58.33%	Nov 12, 2009
Distribución Eléctrica Centroamericana DOS (II) S. A. (b)	Guatemala	Inversion	100.00%	99.99%	Mar 12, 1999
Empresa Eléctrica de Guatemala S. A. "EEGSA" (b)	Guatemala	Energía	80.90%	80.90%	Oct 5, 1939
Inversiones Eléctricas Centroamericanas S. A. "INVELCA" (b)	Guatemala	Inversión	80.90%	80.90%	Sep 23, 2004
Almacenaje y Manejo de Materiales Eléctricos S. A. "AMESA" (b)	Guatemala	Servicios de outsourcing	100.00%	100.00%	Mar 23, 2000
Inmobiliaria y Desarrolladora Empresarial de América S. A. "IDEAMSA" (b)	Guatemala	Inversión	80.90%	80.90%	Jun 15, 2006
Comercializadora Eléctrica de Guatemala S. A. "COMEGSA" (b)	Guatemala	Energía	80.90%	100.00%	Nov 5, 1998
Transportista Eléctrica Centroamericana S. A. "TRELEC" (b)	Guatemala	Energía	80.10%	100.00%	Oct 6, 1999
Enérgica S. A. "ENÉRGICA" (b)	Guatemala	Proyectos	80.90%	100.00%	Ago 31, 1999
Credieegsa S. A. (b)	Guatemala	Contratación personal de	80.90%	100.00%	Dic 11, 1992
Gestión de Empresas Eléctricas S. A. (b)	Guatemala	Intermediación	100.00%	99.99%	Dic 17, 2004
Generadores Hidroeléctricos S.A. "Genhidro" (c)	Guatemala	Energía	51.00%	50.99%	Nov 20, 2006
Hidronorte S. A. (c)	Guatemala	Energía	97.00%	97.00%	Oct 2, 1992
Mano de Obra S. A. "MOSA" (c)	Guatemala	Servicios de mano de obra	100.00%	100.00%	Jun 8, 1992
AEI Holding (d)	Caimán	Inversión	100.00%		
Distribuidora de electricidad del sur "DELSUR" (d)	El salvador	Energía	86.41%		Nov 16, 1995
Electricidad de Centroamerica Ltda de C.V. "ELCA" (d)	El salvador	Inversion	100.00%		Dic 9, 1997
PPLG El Salvador II (d)	Caimán	Inversion	100.00%		
Innova Tecnologia y Negocios S.A. de C.V. (d)	El salvador	Energía	100.00%		
PDG(d)	Panamá	Inversion	100.00%		Oct 30, 1998
Elektra noreste S.A. "ENSA" (d)	Panamá	Energía	51.00%		Ene 19, 1998
Aguas de Malambo S.A. ESP (e)	Colombia	Saneamiento Básico	47.77%		Nov 20, 2010

- (a) Empresa en liquidación a partir de octubre de 2010, por lo que no se consolida a partir de esta fecha.
- (b) Empresas adquiridas en octubre de 2010, ver Nota 4 sección 3.3.
- (c) Empresas adquiridas en diciembre de 2010, ver Nota 4 sección 3.3.
- (d) Empresas adquiridas en febrero de 2011, ver Nota 4 sección 3.3.
- (e) Empresa sobre la cual se realizó un acuerdo de accionistas para capitalizar el 84.99%.

## Nota 2. Bases para la presentación de estados financieros

### Presentación

Los estados financieros consolidados se preparan de conformidad con las normas contables establecidas por la Contaduría General de la Nación ("CGN") (tales normas se denominan, "Principios de contabilidad generalmente aceptados para empresas de servicios públicos en Colombia").

La presentación de estados financieros de conformidad con estas normas requieren que se hagan estimados y asunciones que afectan los montos reportados y revelados en los estados financieros. Los resultados reales pueden diferir de dichos estimados.

EPM y cada una de las filiales presentan estados financieros individuales, independientes, con el fin de dar cumplimiento a las normas legales aplicables.

## Principios de consolidación

Utilizando el método de integración global, EPM consolida los resultados financieros de las empresas sobre las que ejerce un control, las cuales están detalladas en la Nota 1.

Los resultados de las operaciones están totalmente integrados bajo el criterio de consolidación de línea por línea. Las transacciones con partes vinculadas se eliminan. Las eliminaciones principales corresponden a las inversiones, cuentas por cobrar y por pagar, ingresos y egresos con partes relacionadas por servicios prestados y préstamos entre empresas relacionadas. Los intereses de propiedad de terceros en las sociedades consolidadas están representados como un interés minoritario y se reflejan como parte de los pasivos de EPM en su balance consolidado. Las inversiones en filiales en el extranjero se registran sobre la base de los estados financieros, ajustados con el fin de adoptar los principios uniformes de contabilidad. Los estados financieros se expresan en millones de pesos colombianos con el peso como moneda funcional.

### Nota 3. Marco legal y regulación

La actividad que realiza el Grupo EPM, prestación de servicios públicos domiciliarios, está regulada en Colombia, Guatemala, El Salvador y Panamá. Los aspectos regulatorios más significativos que le aplican son:

#### 3.1 Normatividad para Colombia

##### 3.1.1 Aspectos generales

La Constitución Política de Colombia de 1991 dispuso que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que su deber es asegurar la prestación eficiente de los mismos a todos los habitantes del territorio nacional.

Así mismo, establece que corresponde al Presidente de la República señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios, ejerciendo por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios el control, la inspección y la vigilancia de las entidades que los presten.

En desarrollo de la Constitución Política, se emitió la Ley 142 de 1994, por medio de la cual se establece el marco de las relaciones entre los prestadores de servicios públicos, el Estado y los usuarios. Bajo esta ley, la iniciativa de prestar y extender los servicios recae sobre el sector privado, mientras que el Estado se encarga de regular, controlar y vigilar su prestación. Además, dispone que para cumplir con la función social de la propiedad, pública o privada, las entidades que presten servicios públicos tienen, entre otras, la obligación de asegurar su prestación en forma continua y eficiente, sin abuso de la posición dominante. Se establecieron tres modelos de régimen de regulación: libertad regulada, libertad vigilada y el régimen de libertad.

La Ley 142 determinó quiénes están facultados para prestar servicios públicos. Se incluyen:

1. Las empresas de servicios públicos.
2. Las personas naturales o jurídicas que produzcan para ellas mismas, o como consecuencia o complemento de su actividad principal, los bienes y servicios propios del objeto de empresas de servicios públicos.
3. Las organizaciones autorizadas para prestar servicios públicos en municipios menores en zonas rurales y en áreas o zonas urbanas específicas.

Por ser una empresa dedicada a la prestación de servicios públicos domiciliarios, EPM se rige por las Leyes 142 y 143 de 1994; por lo tanto, de acuerdo con ellas y con la Ley 689 de 2001, el régimen de contratación que la rige es el del derecho privado, sin perjuicio de las obligaciones

de cumplir con los principios generales de la función pública señalados en la Constitución Política y los demás principios que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios.

Igualmente, por ser una entidad descentralizada del Orden Municipal, EPM está sujeta al control político del Concejo de Medellín, al control fiscal de la Contraloría de Medellín y al control disciplinario de la Procuraduría General de la Nación.

### **3.1.2 Comisiones de regulación**

El Decreto 1524 de 1994, delega en las Comisiones de Regulación la función presidencial de señalar políticas generales de administración y control de eficiencia en los servicios públicos domiciliarios. Estas entidades son las siguientes:

- La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), organismo técnico adscrito al Ministerio de Minas y Energía, regula las tarifas de venta de energía y aspectos relacionados con el funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista y con la prestación de los servicios de energía eléctrica y gas.
- La Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico (CRA), regula las tarifas de acueducto y alcantarillado, organismo técnico adscrito al Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.
- La Comisión de Regulación de Telecomunicaciones (CRT), organismo técnico adscrito al Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (TIC).

### **3.1.3 Régimen tarifario**

El sistema tarifario aplicable a los servicios públicos domiciliarios está constituido por las normas relativas a los procedimientos, métodos, fórmulas, estructuras, estratos, facturación, opciones, cantidades y, en general, todos los aspectos que determinan el cobro de tarifas. De conformidad con las leyes de servicios públicos domiciliarios, este sistema tarifario está guiado por los principios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución y suficiencia, y así mismo por los criterios de simplicidad y transparencia.

Las entidades prestadoras de servicios públicos deben adoptar las fórmulas definidas por la respectiva Comisión de Regulación de forma periódica, con el propósito de establecer sus tarifas según el caso concreto. La Comisión de Regulación puede establecer las tarifas límite que deben ser obligatoriamente observadas por las empresas, y también puede definir metodologías para establecer las tarifas, y si es conveniente aplicar el sistema autónomo o el sistema de libertad regulada.

Sin perjuicio de otras alternativas que puedan definir las Comisiones de Regulación, los elementos de las fórmulas tarifarias podrán incluir un cargo por unidad de consumo, un cargo fijo y un cargo por aportes de conexión, cuyo cobro en ningún caso podrá contradecir el principio de la eficiencia, ni trasladar al usuario los costos de una gestión ineficiente o extraer beneficios de posiciones dominantes o de monopolio. Las Comisiones de Regulación pueden diseñar y hacer públicas diversas opciones tarifarias que tomen en cuenta diseños óptimos de tarifas.

Conforme a lo establecido en la ley, las fórmulas tarifarias tienen una vigencia de cinco años, después de los cuales las Comisiones deben revisarlas para adecuarlas a la dinámica del sector en particular y a la de la economía en términos generales.

Adicionalmente, el régimen tarifario contempla el criterio de solidaridad y redistribución de ingresos, mediante el cual los usuarios de estratos bajos son beneficiados con subsidios sobre los consumos básicos o de subsistencia a partir de las contribuciones efectuadas por los usuarios comerciales e industriales, y residenciales de los estratos 5 y 6, así como de los aportes del Gobierno Nacional y entes territoriales.

### **3.1.4 Régimen de subvenciones y contribuciones**

De acuerdo con la normativa vigente, en ningún momento las subvenciones pueden ser superiores a la cantidad requerida para los gastos de funcionamiento mínimos ni pueden ser superiores al 15% de la oferta de costo medio para estrato 3, al 40% de la oferta de costo medio para el estrato 2, o al 70% de los costos del suministro promedio para el estrato 1. Sin embargo, es posible establecer subsidios a la oferta, de los cuales son beneficiarios todos los usuarios del servicio a través de una reducción de sus costos de inversión que se refleja en las tarifas de servicios públicos domiciliarios.

### **3.1.5 Regulación por sector**

#### **3.1.5.1 Agua potable y saneamiento básico**

Las tarifas de los servicios públicos de acueducto y alcantarillado consideran, por una parte, la normatividad regulatoria en materia de fijación de precios y, por otra, la reglamentación para el diseño del esquema de subsidios y contribuciones.

Para estos servicios, la Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico -CRA- adoptó el régimen de libertad regulada, por medio de la cual los precios los fija la entidad tarifaria local, de conformidad con la metodología definida en la Resolución CRA 287 de 2004 y sus normas complementarias. Para el caso de los prestadores diferentes al Municipio, la entidad tarifaria local corresponde a la Junta Directiva de la empresa prestadora.

Para cada servicio la fijación de precios incluye los siguientes componentes:

##### **3.1.5.1.1 Servicio de acueducto**

La tarifa de este servicio incluye un cargo fijo y un cargo por consumo.

El cargo fijo representa los costos en que incurre EPM para garantizar la disponibilidad permanente del servicio. En este cargo se incluyen los costos asociados a la actividad administrativa de la prestación del servicio, afectados por el puntaje de eficiencia comparativa calculado a partir de la técnica de "Análisis Envoltante de Datos".

El cargo por consumo refleja los costos de operación y mantenimiento del sistema, así como los costos de inversión, reposición y rehabilitación, y el reconocimiento de la infraestructura al momento del cálculo. Así mismo, el cargo por consumo considera el costo medio de tasas ambientales, a la cual están sujetas las empresas de acueducto por parte de las autoridades ambientales. Estas tasas reflejan la obligación derivada del uso del recurso y se reglamentan por parte del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.

##### **3.1.5.1.2 Servicio de saneamiento básico**

Al igual que en acueducto, en el servicio de saneamiento se aplica un cargo fijo y un cargo por vertimiento. El cargo fijo representa los costos en que incurren las empresas para garantizar la disponibilidad permanente del servicio; en este cargo se incluyen los costos asociados a la actividad administrativa de la prestación del servicio, afectados por el puntaje de eficiencia comparativa calculado a partir de la técnica de "Análisis Envoltante de Datos".

El cargo por consumo refleja los costos de operación y mantenimiento del sistema, así como los costos de inversión, reposición y rehabilitación, y el reconocimiento de la infraestructura al momento del cálculo. Así mismo, en el cargo por consumo se incluye el costo medio de tasas ambientales que refleja la obligación a la que están sujetas las empresas de alcantarillado por parte de las autoridades ambientales por concepto de tasas retributivas, en función del vertimiento de los usuarios a las fuentes receptoras.

### 3.1.5.1.3 Subsidios y contribuciones

En los servicios de agua potable y saneamiento básico, los balances entre contribuciones y subsidios se calculan de conformidad con los decretos 1013 de 2005 y 4715 de 2010, los cuales establecieron, por un lado, la metodología de equilibrio entre los aportes de las diferentes fuentes y los subsidios de los estratos 1, 2 y 3, y por otro lado la conformación de una bolsa común de contribuciones para los municipios operados por un mismo prestador. De acuerdo con este último, estas contribuciones son distribuidas a los municipios en función del porcentaje que cada uno de ellos destina al cubrimiento de subsidios, y de la demanda de recursos totales requeridos para el cubrimiento de los mismos.

### 3.1.5.2 Sector eléctrico

#### 3.1.5.2.1 Generalidades

Las leyes 142 y 143 de 1994 establecen el régimen del servicio de energía eléctrica en Colombia. La Ley 143 de 1994 lo segmentó en cuatro actividades: Generación, Transmisión (STN), Distribución (STR, SDL) y Comercialización.

Estas actividades pueden ser desarrolladas por empresas independientes.

Un generador constituido a partir de la vigencia de la Ley 143 de 1994, no puede ser ni transportador ni distribuidor. Un transportador constituido a partir de la vigencia de la Ley 143 de 1994, sólo puede desarrollar la actividad de transmisión de energía.

El marco legal tiene por objeto abastecer la demanda de electricidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera y, así mismo, propender hacia una operación eficiente, segura y confiable del sector.

Con fundamento en estas leyes, la CREG diseña, reglamenta e implementa el marco institucional y regulatorio del sector eléctrico colombiano mediante resoluciones particulares para cada una de las actividades de la cadena del servicio de energía eléctrica.

#### 3.1.5.2.1.1 Actividades del sector eléctrico

Mediante distintas resoluciones, y con fundamento en las leyes 142 y 143 de 1994, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, estableció las siguientes definiciones generales para cada una de tales actividades:

- **Generación:** producción de energía eléctrica mediante una planta hidráulica o una unidad térmica conectada al Sistema Interconectado Nacional -SIN-, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.
- **Transmisión:** transporte de energía en el Sistema de Transmisión Nacional (STN), siendo el STN el sistema interconectado de transmisión compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes equipos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 KV. El Transmisor Nacional (TN) es la persona jurídica que opera y transporta energía eléctrica en el STN o ha constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dicha actividad.
- **Distribución:** transporte de energía eléctrica a través de un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 KV y no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.
- **Comercialización:** compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a otros agentes del mercado o a los usuarios finales regulados y no regulados, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o combinada con otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.

La Ley 143 de 1994 prohíbe la integración vertical entre generadores y distribuidores, pero permite que ambos agentes puedan desarrollar la actividad de comercialización. Para la transmisión, definió que las empresas que la desarrollen deben tener esta actividad como objeto exclusivo. Sin embargo, las empresas que a la fecha de promulgación de la Ley 143 de 1994 se encontraban integradas verticalmente, lo podrían seguir siendo pero, como el caso de EPM, sólo cuando tengan contabilidades separadas para las diferentes actividades.

Mediante las Resoluciones 001 de 2006 y sus modificaciones, y 060 de 2007, la CREG estableció los límites de participación de las empresas en cada una de las actividades del sector, definiendo en ellas las metodologías de cálculo de tal participación.

Para la generación estableció una regulación diferencial, según la participación del agente en la actividad de generación eléctrica y la concentración del mercado. Con ello, permite que en determinadas condiciones de concentración del mercado un agente pueda tener hasta el 30% de participación en esta actividad.

Para la actividad de distribución se levantaron los límites de participación y, en el caso de la comercialización, se estableció que ninguna empresa podrá tener, directa o indirectamente, una participación superior al 25%, determinada según la metodología de cálculo definida en la Resolución CREG 001 de 2006, modificada por las Resoluciones CREG 163 de 2008 y 024 de 2009 .

### **3.1.5.2.1.2 Mercado de Energía Mayorista MEM**

La Ley 143 de 1994 definió el Mercado de Energía Mayorista (MEM) en los siguientes términos: "El mercado de grandes bloques de energía eléctrica, en el cual generadores y comercializadores venden y compran energía y potencia en el Sistema Interconectado Nacional, con sujeción al reglamento de operación". Su funcionamiento está fundamentado en la existencia de una bolsa de energía, donde se realizan intercambios comerciales y existe un operador central del Sistema Interconectado Nacional (SIN), denominado Centro Nacional de Despacho (CND). La Resolución CREG 024 de 1995 reglamentó los aspectos comerciales del MEM y la Resolución CREG 025 de 1995 los aspectos operativos del SIN.

Las transacciones realizadas entre generadores y comercializadores se efectúan mediante dos mecanismos:

1. Contratos bilaterales. Las compras de energía con destino al mercado regulado que den origen a contratos bilaterales, deben hacerse a través de mecanismos que estimulen la libre competencia. Las empresas integradas verticalmente con la actividad de generación sólo pueden auto-comprarse hasta el 60% de la energía con destino a su mercado regulado y deben participar como cualquier otro generador en la convocatoria pública para las compras de energía. Para el mercado no regulado las compras de energía se realizan a través de negociaciones directas entre generadores y comercializadores.
2. Bolsa de energía. Es un sistema mediante el cual se vende y compra energía en el corto plazo (hora a hora), basado en un modelo de libre competencia entre oferta y demanda. Los recursos de generación ofrecidos para cubrir la demanda se despachan de menor a mayor precio, siendo el último despachado el que define el costo marginal de las transacciones y fija el precio de bolsa.

### **3.1.5.2.2 Actividad de generación de energía**

Es una actividad sometida a competencia, por lo tanto, los precios se definen en el mercado.

Los agentes generadores efectúan sus transacciones de energía en el Mercado Mayorista de Electricidad (normalmente generadores con capacidad instalada igual o superior a 20 MW). Además, forman parte del sistema los siguientes:

1. Plantas Menores: aquellas con capacidad instalada inferior a los 20 MW. La reglamentación aplicable a las transacciones comerciales que efectúan estos agentes está contenida en la Resolución CREG-086 de 1996.
2. Autogeneradores: aquella persona natural o jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Usa la red pública sólo para obtener respaldo del SIN. (Resolución CREG-085 de 1996).
3. Cogeneradores: aquella persona natural o jurídica que produce energía utilizando un proceso de Cogeneración (Resolución CREG-05 de 2010).

Los ingresos de la actividad de generación proceden fundamentalmente de las ventas de energía a través de contratos bilaterales o de bolsa, del servicio de regulación secundaria de frecuencia (AGC) y del cargo por confiabilidad.

Mediante la Resolución CREG 071 de 2006 se aprobó la metodología vigente para la remuneración del cargo por confiabilidad a los generadores del MEM. Este cargo pretende promover la expansión del parque de generación eléctrico en el país y asegurar que los recursos de generación estén disponibles para abastecer la demanda en situaciones de escasez. Uno de los componentes esenciales de este esquema es la existencia de las obligaciones de energía firme (OEF), que corresponde a un compromiso de los generadores de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento. Para este propósito, se subastan entre los generadores las OEF necesarias para cubrir la demanda del Sistema. El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y se compromete a entregar esta energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la CREG y denominado Precio de Escasez. Dicha remuneración la liquida y recauda el ASIC y la pagan los usuarios del Sistema Interconectado Nacional (SIN) a través de las tarifas que cobran los comercializadores.

La implementación de la resolución CREG 71 de 2006 tiene un período de transición desde el primero de diciembre de 2006 hasta el 30 de noviembre de 2012. Durante este período, tanto el mecanismo de asignación del cargo por confiabilidad como la determinación del precio se administran en forma centralizada. En esta transición el precio es de 13.045 USD/MWh.

A partir del 30 de noviembre de 2012, fecha a partir de la cual inician las vigencias de las obligaciones de energía firme asignadas mediante la primera subasta que se llevó a cabo el 6 de mayo de 2008, el cargo por confiabilidad tendrá un valor de 13.99 USD/MWh.

### **3.1.5.2.3 Actividad de transmisión de energía**

#### **3.1.5.2.3.1 Aspectos generales de la regulación vigente**

La metodología de remuneración de la actividad de transmisión nacional se conoce como de Ingreso Regulado (definida principalmente en la resolución CREG 022 de 2001), mediante la cual se establecen los ingresos máximos anuales que remuneran a cada transmisor nacional, de acuerdo con los activos que efectivamente posea en el STN. Con este fin se establecieron unas Unidades Constructivas Típicas valoradas a costos de reposición a nuevo, unas vidas útiles, unos gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM) y una tasa de descuento aplicable a los activos.

Estos ingresos se recaudan mediante el cobro de unos cargos por uso del STN, que son pagados por los comercializadores (demanda) del SIN, determinados de acuerdo con la metodología establecida en la resolución CREG 103 de 2000, la cual se basa en la fijación de un cargo estampilla nacional, con diferenciación horaria por período de carga, que permite remunerar a los transportadores del STN.

El cobro y el recaudo resultante de la aplicación de los cargos por uso del STN se manejan en forma centralizada a través del Liquidador y Administrador de Cuentas del STN (LAC), instancia que factura y liquida los cargos por uso.



En materia de calidad, los agentes transmisores deben tener en cuenta unos valores máximos de indisponibilidad de los activos de su propiedad, fijados en la resolución CREG-061 de 2000. El incumplimiento de estos valores conducirá a reducir el ingreso regulado del agente, lo cual se traduce en un menor valor del cargo por uso del STN que debe pagar la demanda del SIN.

La nueva metodología de remuneración establecida en la Resolución CREG 011 de 2009 se está aplicando para aquellas empresas transportadoras que ya tienen su inventario de activos del STN aprobado por la CREG; para aquellas empresas que aún no lo tienen aprobado, seguirá aplicándose la metodología establecida en las resoluciones CREG 061 de 2000 y 022 de 2001, en lo que respecta a normas de calidad y remuneración de la actividad respectivamente.

### **3.1.5.2.3.2 Expansión del STN**

Con respecto a la expansión del STN, la CREG adoptó un conjunto de disposiciones, contenidas principalmente en la resolución CREG 022 de 2001, que buscan introducir elementos de eficiencia en la ejecución del Plan de Expansión del STN.

Este plan lo define la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y se adjudica mediante procesos de convocatoria pública. En estos procesos compiten los transmisores nacionales existentes, así como los potenciales, por la construcción, administración, operación y mantenimiento de los proyectos de expansión del STN. El oferente con el menor valor presente del flujo de ingresos esperado, será el adjudicatario del respectivo proyecto.

### **3.1.5.2.4 Actividad de distribución**

La actividad de distribución es el transporte de energía eléctrica en los Sistemas de Distribución Local (SDL) o de Transmisión Regional (STR). Esta actividad la desarrollan los Operadores de Red (OR), siendo el OR la persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros, aunque la prelación en la expansión del sistema la tiene el OR.

El Sistema de Distribución Local (SDL) es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a niveles de tensión menores a 57,5 KV (niveles 1, 2 y 3), dedicados a la prestación del servicio en uno o varios Mercados de Comercialización.

El Sistema de Transmisión Regional (STR) es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de mayor o igual a 57,5 KV (nivel 4), para el caso de EPM el nivel de tensión es de 110 kV. Un STR puede pertenecer a uno o más Operadores de Red.

Dado que la actividad de distribución es monopólica, está completamente regulada. Para el efecto, la CREG define la remuneración a que haya lugar, la cual se revisa cada cinco años de acuerdo con lo estipulado en la ley. La metodología establecida para la remuneración tiene asociado un esquema de calidad.

Los elementos básicos de la remuneración están contenidos en la Resolución CREG-082 de 2002, por medio de la cual se definió la metodología general para la determinación de los cargos de distribución:

- La metodología de remuneración para el nivel de tensión 4 es de ingreso regulado y para los niveles 3, 2 y 1 de precio máximo. En el primer caso le garantizan un ingreso al OR, independientemente del comportamiento de la demanda, y en el segundo le garantizan un cargo máximo pero con el riesgo de la demanda asociado.
- Los cargos de distribución de cada uno de los niveles de tensión se calculan como el cociente entre la anualidad de los activos y los gastos AOM anuales (Administración, Operación y Mantenimiento), y la energía transportada. En activos, el regulador define unidades constructivas (cantidad física) y las valora a costos de reposición a nuevo; los gastos de Administración, Operación y mantenimiento (AOM) se determinan como un porcentaje del



valor de los activos que oscila entre el 2% y el 4%, dependiendo del nivel de tensión; el regulador también define el valor del WACC, que es la tasa de descuento con la cual se halla la anualidad de los activos. La energía transportada considera unas pérdidas eficientes de energía que también son definidas por el regulador.

- Una vez definida la metodología, a cada OR se le aprueban, en resolución independiente, sus propios cargos de distribución por nivel de tensión. Mediante las resoluciones CREG-105 de 2009 y 026 de 2010 fueron aprobados los cargos de distribución para EPM (esta última resolución fue producto del recurso de reposición entablado por EPM).

Otros aspectos básicos relativos a la regulación de la distribución se destacan a continuación:

#### **3.1.5.2.4.1 Expansión de los sistemas de transmisión regional (STR) y de los sistemas de distribución local (SDL)**

La regulación establece los criterios para asegurar la expansión y los niveles de cobertura de los STR y SDL que están en la Resolución CREG 070 de 1998.

El Operador de Red (OR) es responsable de elaborar y ejecutar el Plan de Expansión del Sistema que opera, de acuerdo con su Plan Estratégico, el Plan de Acción y el Plan Financiero.

El Plan de Expansión del OR deberá incluir todos los proyectos que requiera su sistema, considerando solicitudes de terceros y que sean viables en el contexto de su Plan Financiero. Si el OR no ejecuta un proyecto contenido en su Plan de Expansión, entonces podrá desarrollarlo el usuario interesado o un tercero, para lo cual se define un esquema de remuneración. Para el caso específico de la expansión del STR los proyectos que no sean de interés del operador de red serán sometidos a procesos de convocatoria pública.

De acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Distribución (Resolución CREG 070 de 1998), la planeación debe desarrollarse con base en ciertos criterios, entre ellos los siguientes: atención de la demanda, adaptabilidad, flexibilidad, viabilidad ambiental, eficiencia económica y calidad y continuidad en el suministro.

De acuerdo con la metodología definida en la Resolución CREG-097 de 2008, los proyectos de expansión que tengan un costo medio superior al aprobado en los cargos de distribución al operador de red, serán incorporados en la tarifa con previa aprobación de la UMPE. De esta manera, dichos proyectos empiezan a ser remunerados una vez entren en operación y ya no es necesario esperar hasta el siguiente período regulatorio, como ocurría anteriormente.

#### **3.1.5.2.4.2 Calidad del servicio de energía eléctrica**

Respecto de la calidad del servicio de energía eléctrica, se diferencia la calidad de la potencia suministrada de la calidad del servicio prestado. La calidad de la potencia se relaciona con las desviaciones de los valores especificados para las variables de tensión y la forma de las ondas de tensión y corriente, mientras la calidad del servicio prestado se refiere a la confiabilidad del servicio.

Respecto a la calidad del servicio prestado, la metodología definida en la Resolución CREG 097 de 2008, introdujo modificaciones importantes, donde el esquema de calidad definió un sistema de incentivos con compensaciones a los usuarios peor servidos.

Para el esquema de incentivos se definió una meta de calidad calculada con base en la calidad promedio para cada sistema de distribución, la cual oscila dentro de un rango definido con base en la historia de dos años (2006 y 2007), y trimestralmente se evalúa su cumplimiento así:

- Si el operador de red incumple la meta, es decir, desmejora con respecto a lo esperado, le disminuyen el cargo de distribución (incentivo negativo).

- Si el operador de red supera la meta, es decir, logra un mejor resultado de lo esperado, le dan un incentivo aumentándole el cargo por uso de distribución en el trimestre siguiente al de la evaluación (incentivo positivo).
- Si el operador obtiene un resultado que lo ubique dentro del rango definido previamente (banda de indiferencia) no le afectan su tarifa.

En los dos últimos casos esto es, cuando le mejoran su tarifa o cuando se la dejan igual, se debe compensar a los usuarios "peor servidos", es decir, aquellos usuarios a los cuales individualmente se les desmejoró la calidad (la señal es que si el operador mejora en calidad en el promedio o si permanece igual, de todas formas los usuarios que se vean afectados reciban una compensación).

### 3.1.5.2.5 Actividad de comercialización

Esta actividad la pueden desarrollar los generadores y distribuidores de energía eléctrica o de manera independiente. El comercializador es el que intermedia entre el usuario final y todos los demás agentes que hay detrás de la cadena (generadores, transportadores, distribuidores, administrador del mercado). Por lo tanto, es el encargado de comprar la energía al mercado mayorista y vendérsela a dichos usuarios, para lo cual efectúa adicionalmente las siguientes actividades: facturación, medición, recaudo, gestión cartera, atención clientes, entre otros.

La Ley 143 de 1994 estableció una segmentación del mercado minorista de electricidad en dos tipos: mercado regulado y no regulado.

**Mercado regulado:** mercado de energía eléctrica en el que las tarifas operan bajo el régimen de libertad regulada, no son negociables y se determinan mediante fórmulas tarifarias establecidas en resoluciones emitidas por la CREG. En este mercado pueden participar los usuarios industriales, comerciales y residenciales. De igual forma, se introdujo la competencia y, por lo tanto, los usuarios tienen la libertad de elegir el prestador del servicio. La compra de energía para el mercado regulado debe hacerse a través de convocatorias públicas para garantizar la libre concurrencia de agentes.

**Mercado no regulado:** mercado de energía eléctrica en el que participan los usuarios con una demanda de potencia igual o superior a 0.1 MW o un consumo mensual mínimo de energía de 55 MWh (Resolución CREG 131 de 1998). Lo abastecen comercializadores y generadores, los cuales negocian libremente los precios (componente de compra), el periodo y las cantidades de la electricidad.

**Estructura tarifaria:** de acuerdo con la regulación vigente, los comercializadores de energía eléctrica pueden cobrar a sus usuarios finales un costo máximo por unidad de consumo.

Para el mercado regulado dicho costo se calcula de acuerdo con la fórmula tarifaria definida por la CREG. En la actualidad se aplica la fórmula establecida en la Resolución CREG-119 de 2008, en vigencia desde el mes de febrero de 2009.

El costo de prestación del servicio es la sumatoria de los costos involucrados en cada una de las actividades del sector eléctrico: generación (G), transmisión (STN), distribución (SDL), comercialización (C), restricciones (R) y pérdidas (P).

Para el mercado no regulado no se aprueba una fórmula tarifaria debido a que opera bajo un régimen de libertad (vigilada), pero se le trasladan los costos de las seis componentes anteriores aunque algunas de ellas se forman de distinta manera: el G resulta de la negociación entre usuarios y comercializadores y a su turno entre éstos y los generadores.

Adicionalmente, se aplica un régimen de subsidios y contribuciones, en concordancia con el principio de solidaridad y redistribución de ingresos, que obliga a que a los estratos bajos (1, 2 y 3) se les cobre un valor inferior al costo de prestación del servicio y a los estratos 5 y 6, así como a los sectores industrial y comercial se les cobre un valor superior a dicho costo, con el fin de cubrir los subsidios otorgados a los primeros.

Las disposiciones en materia de subsidios y contribuciones se resumen a continuación:

- Tarifas para los usuarios de los estratos 1 y 2: de acuerdo con lo estipulado por la Ley 1117 de 2006, para los consumos de subsistencia (consumos inferiores a 131 kWh/mes) las tarifas pueden subir mensualmente como máximo la inflación. Esto implica que cuando el costo de prestación del servicio crece por encima de la inflación, esta diferencia se constituye en un mayor subsidio para los usuarios. El porcentaje de subsidio tiene un límite del 60% y 50% para los estratos 1 y 2 respectivamente.
- Tarifas para los usuarios de estrato 3: recibe un subsidio equivalente al 15% del costo de prestación del servicio.
- Tarifas estratos 5 y 6, industria y comercio: pagan una contribución del 20% sobre el costo de prestación del servicio, con destino a cubrir los subsidios otorgados a los usuarios de los estratos 1, 2 y 3.

La Ley 142 de 1994 estableció la obligatoriedad de crear en el Ministerio de Minas y Energía -MME- un Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos -FSSRI-, que se financia con recursos provenientes de los superávits que las empresas comercializadoras presenten después de cruzar subsidios y contribuciones en sus propios mercados. Adicionalmente, si los recursos provenientes de los superávits de las empresas no alcanzan para cubrir el monto total de subsidios aplicados, el Gobierno Nacional, con cargo a su presupuesto, cubre el faltante. En caso contrario, las empresas de servicios públicos pueden tomar las medidas necesarias para que los usuarios cubran la totalidad del costo de prestación.

### **3.1.5.3 Sector de gas natural**

#### **3.1.5.3.1 Generalidades**

La Ley 142 de 1994 definió el marco legal para la prestación de los servicios públicos domiciliarios, ámbito en el cual se define el gas natural como un servicio público, y creó la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- como la entidad encargada de desarrollar el marco regulatorio y normativo para las actividades asociadas a este servicio: comercialización desde la producción, transporte, distribución y comercialización a usuario final. Sin embargo, la normatividad y las competencias expresadas en el Código de Petróleos y el Contrato de Asociación siguen rigiendo para las actividades de exploración, explotación y producción del gas natural y, por lo tanto, éstas se encuentran por fuera del alcance de la regulación de servicios públicos.

La regulación de la producción de gas natural la hace el Ministerio de Minas y Energía -MME- y la administración de los recursos de gas la realiza mediante contratos la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH-.

A partir de la promulgación de la Ley 142 de 1994, se presentaron cambios importantes en materia institucional y regulatoria que han consolidado el desarrollo de la industria del gas natural en el país. Institucionalmente, Ecopetrol dejó de asumir la responsabilidad de ejecutar el Plan de Masificación de Gas de forma centralizada para dedicarse a la exploración y explotación de hidrocarburos. Por lo tanto, se escindieron los activos de transporte de gas natural del patrimonio de Ecopetrol y se capitalizaron en la Empresa Colombiana de Gas (Ecogas) creada mediante la Ley 401 de 1997, empresa posteriormente enajenada por el Estado y convertida en la Transportadora de Gas de Interior S.A. -TGI S.A.-, y finalmente se logró la incorporación de nuevas y cuantiosas inversiones en las diferentes actividades de la industria a través de diferentes agentes públicos y privados.

En el mismo sentido, las empresas distribuidoras de gas natural comenzaron a ejercer su actividad bajo el régimen jurídico de esta Ley, sin necesidad de la mediación de un contrato de concesión con la Nación, excepción aplicable solo a las áreas de servicio exclusivo para distribución de gas natural por red.

### 3.1.5.3.2 Actividades del sector

Con fundamento en la Ley 142 de 1994, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, definió el marco regulatorio del servicio de gas natural mediante la Resolución 57 de 1996, al tiempo que estableció las siguientes actividades para la prestación del servicio de gas natural:

#### **Comercialización desde la producción -suministro de gas natural-**

Esta actividad consiste en el suministro del gas natural proveniente de los diferentes campos de producción ubicados en el territorio nacional.

En Colombia la comercialización desde la producción de gas natural se maneja bajo dos modalidades: precios máximos para la producción proveniente de los campos de Ballena en La Guajira y Opón, Resolución 119 de 2005, y para la producción de campos existentes o futuros que se incorporen a la oferta nacional, diferentes a los establecidos en esta resolución, los precios se determinarán libremente, sin sujeción a topes máximos, bajo el régimen de libertad vigilada que consagra la Ley 142 de 1994.

Los contratos de suministro se rigen bajo diferentes modalidades contractuales como: take or pay (pague lo contratado), OCG (opciones de compra de gas) y contratos con firmeza condicionada. El mercado de suministro de gas natural es un mercado bilateral que se caracteriza por la negociación directa entre las partes y el cierre de las transacciones de manera autónoma.

No obstante, para garantizar el abastecimiento de gas natural en el largo plazo, Decretos 2687 y 4670 de 2008, el MME privilegió la demanda interna sobre la demanda de exportación, estableció los mecanismos de información y asignación sobre la disponibilidad de la oferta de gas natural y fijó los criterios para que los productores puedan disponer de las reservas para el intercambio comercial internacional.

De este modo, los productores-comercializadores de los campos con precios máximos regulados deben ofrecer el gas al mercado regulado de acuerdo con un procedimiento que prioriza los contratos en firme para la atención de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales y luego los de los usuarios industriales regulados. Las cantidades disponibles restantes, es decir después de atender el Mercado Regulado -MR-, provenientes de campos con precio regulado, deben ofrecerse a los demás agentes para atender el Mercado no Regulado -MNR-.

La CREG, por su parte, en cumplimiento de los lineamientos de política fijados por el Ministerio de Minas y Energía, con relación a la definición de procedimientos de comercialización desde la producción, promulgó la Resolución CREG 095 de 2008.

El gas propiedad del Estado se destina prioritariamente a la atención de la demanda interna residencial y comercial.

A partir de la experiencia vivida por el sector a raíz del fenómeno de “El niño” (2009 – 2010), que originó un racionamiento programado de gas, el Ministerio de Minas y Energía expidió los Decretos 2730 y 2807 de 2010, los cuales definieron políticas para el sector, introduciendo mejoras en todos los eslabones de la cadena. Para el caso de la comercialización, desde la producción se introdujeron nuevas medidas buscando la mitigación del poder de mercado en la producción, al establecer la comercialización del gas producido mediante un esquema de subas simultáneas, hoy en etapa de reglamentación por parte de la CREG, y al fijar unas condiciones mínimas que deberán cumplir todos los contratos de suministro de gas. Igualmente, con el fin de mejorar la coordinación entre el suministro y transporte de gas, se creó la figura del Gestor Técnico.

Para efectos de suministro del gas natural se considera usuario no regulado aquel cuyo consumo sea superior a 85.000 m<sup>3</sup>/mes, según la Resolución 07 de 2000.

## Transporte de gas natural

Esta actividad consiste en la conducción del gas natural en tuberías de acero a alta presión, las cuales conforman el Sistema Nacional de Transporte -SNT-, desde los campos de producción de gas natural hasta la entrada a las grandes ciudades (puerta de ciudad), grandes consumidores, termoeléctricas y gran industria.

La actividad se considera un monopolio natural regulado en precio, calidad y acceso. La remuneración del servicio de transporte para el Sistema Nacional de Transporte se basa en un esquema de cargos de paso o por distancia, determinados como la suma de los cargos correspondientes a cada tramo de gasoducto comprendido entre el punto de entrada de gas al Sistema Nacional de Transporte hasta el punto de salida de gas de cada agente comprador del servicio de transporte de gas -remitente-. Su remuneración y estructura de cargos están establecidas en la Resolución CREG 126 de 2010.

Esta metodología de remuneración y la estructura de cargos vigentes tienen como objetivo facilitar la competencia entre productores, facilitar la penetración de gas y asignar eficientemente los costos del sistema de transporte.

El esquema de cargos por distancia refleja los costos medios de cada componente del sistema y preserva las señales de localización, para lo cual se tienen en cuenta los costos eficientes de inversión y AOM del gasoducto y los volúmenes transportados por él.

Asimismo, para cada empresa en particular se utiliza como tasa de retorno el valor ponderado entre su costo de capital histórico y el costo de capital corriente, de acuerdo con la proporción entre la base de activos existentes y las nuevas inversiones previstas durante el período tarifario.

Los contratos de transporte de gas natural se rigen bajo diferentes modalidades contractuales como: contratos firmes (take or pay - pague lo contratado), interrumpibles y ocasionales. El mercado de transporte de gas natural es un mercado bilateral que se caracteriza por la negociación directa entre las partes -transportador y remitente- y el cierre de las transacciones de manera autónoma. La negociación de los cargos de transporte se realiza bajo la modalidad de aproximación ordinal.

Las condiciones de acceso a la red de transporte, así como las especificaciones de calidad y de presión para entrega del gas natural, deben cumplir con las condiciones que están establecidas en el Reglamento Único de Transporte (RUT) - Resolución CREG 71 de 1999.

Los cargos de transporte aplicados para transportar el gas hasta el Valle de Aburrá están establecidos en las Resoluciones CREG 015 de 2001 para el gasoducto de Transmetano y 125 de 2003 para los gasoductos de TGI S.A., los cuales se espera que cambien en el corto plazo, una vez sean aprobados por parte de la Comisión los cargos de transporte para estos gasoductos, de acuerdo con lo estipulado en la Resolución CREG 126 de 2010

La modalidad de transporte de gas natural es la de transportador por contrato, en el cual los diferentes servicios de transporte, así como la expansión de la infraestructura, dependen de los términos y condiciones que se pacten en los contratos respectivos.

La nueva Resolución CREG 126 de 2010 establece un nuevo esquema mediante convocatorias para la expansión del sistema de transporte, cuando la expansión requerida no se encuentra en los programas de inversión de los respectivos transportadores. Igualmente esta resolución permite que los distribuidores participen en la construcción y operación de gasoductos de transporte Tipo II.

## Distribución y comercialización de gas natural

Esta actividad consiste en la conducción del gas desde la puerta de ciudad hasta el usuario final, a través de tuberías de media y baja presión, que en su gran mayoría son de polietileno.

En Colombia la distribución de gas natural está regulada según la modalidad de prestación del servicio: áreas de servicio exclusivo -menor precio obtenido- y áreas de servicio no exclusivo -fórmulas tarifarias-, ésta última aplicable a EPM.

Los criterios generales para la contratación de zonas de servicio exclusivo en distribución de gas natural están establecidos en las resoluciones CREG 014 de 1995 y 057 de 1996, y corresponden a una modalidad de concesión que estableció la Ley de Servicios Públicos, que se otorga por vía licitatoria.

Para las áreas de servicio no exclusivo, como es el caso de EPM, la CREG estableció mediante su Resolución CREG 011 de 2003 los criterios generales para remunerar las actividades de distribución y comercialización de gas combustible y las fórmulas tarifarias generales para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería. Tal resolución fue actualizada por parte de la CREG a partir de las bases metodológicas publicadas en la Resolución CREG 136 de 2008.

La actividad de distribución de gas natural se considera un monopolio natural regulado en precio, calidad y acceso. La metodología de remuneración corresponde a un esquema de incentivos con una regulación de costo medio de mediano plazo que considera: inversión base, expansión proyectada a 5 años, gastos AOM y demanda asociada. Se reconoce una tasa de costo del capital invertido – WACC.

El cargo promedio de distribución -Dm- se transfiere al mercado mediante una metodología de Canasta de Tarifas, aplicada con base en seis rangos de consumo, que tiene un precio techo igual al 110% y un cargo piso igual al costo medio de la red de media presión.

Los cargos de distribución y comercialización aprobados a EPM para sus diferentes mercados relevantes tienen una vigencia de cinco años y están establecidos en las siguientes resoluciones CREG:

- Resolución CREG 087 de 2004, para el mercado relevante conformado por los 10 municipios ubicados en el Valle de Aburrá.
- Resolución CREG 126 de 2008, para el mercado relevante conformado por el Municipio de La Ceja del Tambo
- Resolución CREG 055 y 080 de 2009, para el mercado relevante conformado por el Municipio de El Retiro.
- Resoluciones CREG 054 y 079 de 2009, para el mercado relevante conformado por el Municipio de La Unión
- Resolución CREG 055 y 080 de 2010 para el mercado relevante conformado por los municipios de El Peñol y Guatapé.
- Para los usuarios atendidos en el mercado relevante conformado por los municipios de Guarne, Rionegro, Marinilla y El Santuario está la Resolución CREG 052 de 2007.

El cargo de comercialización –Co- es un valor en pesos por factura (\$/factura) que remunera los costos de medición, facturación, recaudo, servicio al cliente, etc. Para su definición se tienen en cuenta los gastos anuales eficientes de AOM y la depreciación de los activos asociados a la actividad de comercialización, determinados a partir del uso de la metodología de eficiencia relativa DEA, un margen de comercialización del 1.67% aplicado sobre los ingresos anuales brutos del comercializador en el Mercado Regulado y el número de facturas del año para el cual se toman los parámetros de cálculo de los AOM y depreciación de equipos

El margen de comercialización reconocido, del 1,67%, pretende remunerar un margen operacional de la actividad del 1,60% y una prima de riesgo de cartera del 0,07%.

En la actualidad, la metodología de determinación del Cargo Máximo Base de Comercialización, para el próximo período tarifario, está en proceso de revisión por parte la CREG a través de su Resolución 103 de 2010.

Mediante dicha Resolución la CREG ha propuesto un cargo máximo base de comercialización que estará conformado por una componente fija (Cf) y una componente variable (Cv). Además de ello se pretende reconocer un margen operacional equivalente al 3,78% y una prima de riesgo de cartera del 0,24%.

Los derechos y responsabilidades que se deben cumplir entre los distribuidores, comercializadores y usuarios, las condiciones de libre acceso a la red de distribución y la seguridad y calidad mínima del servicio de distribución, están establecidos en el Código de Distribución de Gas Combustible por redes, promulgado mediante Resolución CREG 067 de 1995.

### **3.1.5.3.3 Estructura tarifaria**

Las empresas distribuidoras-comercializadoras que atienden el servicio de gas natural en áreas de servicio no exclusivas aplican para el mercado regulado la fórmula tarifaria definida por la CREG establecida en la Resolución 11 de 2003, para un período tarifario de cinco años. Esta fórmula tarifaria permite a las empresas trasladar mensualmente el costo promedio máximo unitario para compras y transporte de gas natural, G y T, además de los costos de distribución y comercialización, D y C, del mismo.

Para el mercado no regulado no se aprueba una fórmula tarifaria debido a que opera bajo un régimen de libertad vigilada. Sin embargo, de igual forma se le trasladan los costos de las componentes reguladas de transporte y distribución, así como las variables de compra y comercialización de gas de acuerdo con los precios resultantes de la negociación entre usuarios y comercializadores.

### **3.1.5.3.4 Régimen de subsidios y contribuciones**

En Colombia, de acuerdo con el marco legal vigente, aplica un régimen de subsidios y contribuciones en concordancia con el principio de solidaridad y redistribución del ingreso, que obliga a que a los usuarios de los estratos bajos 1 y 2 se les otorgue unos subsidios al costo de prestación del servicio, mientras que a los estratos 5 y 6, sectores industrial y comercial se les cobre una contribución sobre el valor de dicho costo, con el fin de cubrir los subsidios otorgados a los primeros. En la actualidad los estratos 3 y 4 no reciben subsidios ni se les cobra contribución.

Las disposiciones en materia de subsidios y contribuciones se resumen en:

- Las tarifas para los usuarios de los estratos 1 y 2, de acuerdo con lo estipulado en el Plan Nacional de Desarrollo, Ley 1151 de 2007, para los consumos de subsistencia - consumos inferiores a 20 m<sup>3</sup>/mes- no pueden tener incrementos mensuales superiores a la inflación. Esto implica que cuando el costo de prestación del servicio crece por encima de la inflación, esta diferencia se constituye en un mayor subsidio para los usuarios. La Ley definió el porcentaje máximo de subsidio otorgable para los estratos 1 y 2 en 60% y 50%, respectivamente.
- Es importante resaltar que los usuarios de gas combustible pertenecientes a los estratos 3 y 4, no son sujetos de subsidio, a la vez que quedan exentos por ley del pago de contribución.
- Los estratos 5 y 6 contribuyen con un 20% sobre el valor del servicio.



- La industria contribuye con un 8.9% sobre el valor del servicio, con excepción de la generación de electricidad a base de gas, la industria petroquímica y de Gas Natural Comprimido (GNC) vehicular, cuya contribución es de 0%.
- La Ley 142 de 1994 estableció la obligatoriedad de crear en el Ministerio de Minas y Energía (MME) un Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI), que se financia con recursos provenientes de los superávits que las empresas comercializadoras presenten, una vez efectúen el cruce entre subsidios y contribuciones en sus propios mercados. Si los recursos del Fondo son insuficientes para cubrir el monto total de subsidios aplicados por las empresas, inicialmente el Gobierno Nacional cubre el déficit mediante traslados presupuestales a la cuenta del Ministerio destinada para tal fin. En caso tal de que esto no sea posible, las empresas de servicios públicos pueden tomar las medidas necesarias para que los usuarios cubran la totalidad del costo de prestación.

### **3.1.5.3.5 Integración del sector de energía**

Mediante la Resolución 57 de 1996 se fijaron las normas de participación en el sector de gas natural que ponen límites a los agentes del sector. Las empresas cuyo objeto sea vender, comercializar o distribuir gas natural, no podrán ser transportadoras ni tener interés económico en una empresa de transporte del mismo producto.

Para los propósitos aquí descritos hay interés económico de una empresa de transporte en otra empresa cuyo objeto sea la producción, enajenación, comercialización o distribución del mismo producto, en los siguientes casos:

- Cuando estas empresas, sus matrices, sus subordinadas o sus vinculadas sean parte de un contrato para compartir utilidades o reducir costos, o en cualquier contrato de riesgo compartido con empresas productoras, comercializadoras o distribuidoras de gas natural.
- Cuando la empresa productora tenga más del 25% del capital social en la empresa transportadora y 30% del capital social en una empresa de distribución.
- Cuando la empresa transportadora tenga más del 25% del capital social en una empresa comercializadora, distribuidora o gran consumidora de gas natural.
- La empresa transportadora no podrá participar en la actividad de comercialización de gas natural, salvo cuando tiene participación accionaria en una distribuidora comercializadora de gas natural.

Adicionalmente, con la modificación introducida en la Resolución 112 de 2007, se levantó el límite de participación –de la distribución y comercialización minorista integración horizontal-, lo cual permite a un agente distribuidor participar hasta en el 100% de estas actividades.

### **3.1.5.3.6 Calidad del servicio de gas natural**

La calidad en el sector de gas natural se evalúa en dos perspectivas: la primera, que mide y evalúa la calidad de la prestación del servicio, para lo cual se especifican el tiempo máximo de la duración equivalente de interrupción del servicio a los usuarios (DES) y el tiempo de respuesta de servicio técnico (IRST) en el caso de eventos como escapes de gas, incendio, calidad de la llama e interrupción; y la segunda, que evalúa la calidad del producto gas natural, para lo cual se especifican índices de presiones de entrega en líneas individuales (IPLI) y odorización del gas natural (IO).

En su Resolución 100 de 2003, la CREG estableció los criterios, indicadores y metas para medir esta calidad y determinó las responsabilidades y compensaciones por el no cumplimiento de estas metas.



#### 3.1.5.4 Sector de las telecomunicaciones

La Constitución Política de Colombia expedida en 1991 establece que la gestión y control del espectro electromagnético corresponden al Estado; el Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones es el órgano encargado de la preparación o redacción de la política de telecomunicaciones, gestión y control del espectro radioeléctrico, y también del control y supervisión del sistema de concesión. La Comisión de Regulación de Telecomunicaciones es la encargada de la regulación, mientras que la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios está a cargo de controlar y supervisar a las entidades que prestan servicios a los consumidores de una manera directa e inmediata. Por su parte, la Superintendencia de Industria y Comercio es la encargada de controlar y supervisar la competencia y los sistemas de protección de los consumidores de servicios públicos no domiciliarios.

No existen restricciones legales en Colombia con respecto a la participación de nacionales o extranjeros en el capital privado en la prestación de servicios de telecomunicaciones. Las entidades extranjeras deben establecer una filial que opera en Colombia.

Los operadores de telefonía local básica conmutada clasificados como dominantes en la Resolución CRT No. 087 de 1997, esto es, con una participación de mercado igual o superior a 60%, deberán atenerse a los criterios y a la metodología establecida por la Comisión de Regulación de Telecomunicaciones, a fin de determinar sus tarifas. Los demás operadores de telefonía pública básica conmutada (local, nacional e internacional de larga distancia), pueden determinar libremente sus tarifas.

Mediante la Resolución No.1250 de 2005, la Comisión de Regulación de Telecomunicaciones cambió el sistema de tasas para la telefonía pública básica conmutada, aplicable a partir del 1 de enero 2006. Los cambios más importantes para el servicio local de telefonía básica son los siguientes:

- Cambios en la medición de la unidad de medida: hasta diciembre de 2005, hubo cargos por impulso y desde enero de 2006, el cargo se hace por minutos.
- Se crearon diferentes planes de minutos y se eliminó el cargo fijo para todos los estratos; el monto del plan será siempre consumible y el cliente tiene la opción de seleccionar el plan más adaptable a sus necesidades.
- El servicio de telefonía pública local básica conmutada tiene un sistema de subsidios y contribuciones; existe un consumo subsidiado para los estratos 1 y 2 de 200 minutos mensuales; la contribución es del 20% y se cobra a los estratos 5 y 6, a las empresas y al sector industrial.

### 3.2 Normatividad para Guatemala

#### 3.2.1 Aspectos generales

La Constitución Política de la República de Guatemala de 1985 dispuso que se declara de urgencia nacional la electrificación del país, con base en planes formulados por el Estado y las municipalidades, en un proceso que podrá contar con la participación de la iniciativa privada.

En desarrollo de la Constitución Política se decretó la Ley General de Electricidad de 1996, por medio de la cual se establecen las normas jurídicas fundamentales para facilitar la actuación de los diferentes sectores del sistema eléctrico.

Los objetivos principales de la Ley General de Electricidad son: eliminar la influencia gubernamental en las decisiones sobre precios, permitiendo a la industria guatemalteca de electricidad operar en un ambiente abierto y competitivo, siendo que los precios de la electricidad reflejen el costo más bajo de producción que se encuentra disponible en el sistema; regular los peajes de transmisión y las tarifas de distribución con el objetivo de evitar las prácticas de monopolio; prestar a los usuarios finales un servicio de electricidad de calidad y los

beneficios de los precios establecidos en un mercado competitivo; e integrar la industria guatemalteca de electricidad dentro de un mercado regional centroamericano.

Los principios de la Ley General de Electricidad son:

- La generación de electricidad no debe regularse y las empresas de generación no tendrán que requerir permisos especiales ni cumplir con condiciones impuestas por el Gobierno, excepto para plantas hidroeléctricas, geotérmicas y nucleares.
- La transmisión de electricidad debe desregularizarse, excepto si las compañías deben usar instalaciones públicas o vía pública para proveer la transmisión y distribución de los servicios; y,
- Los precios de la electricidad deben determinarse libremente, excepto para los servicios de transmisión y distribución que están sujetos a regulación.

### **3.2.2 Autoridades regulatorias**

La Ley General de Electricidad autorizó la creación de dos instituciones nuevas para regular el sector de electricidad: la Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE- y el Administrador del Mercado Mayorista –AMM-. El 21 de marzo de 1997 el Ministerio de Energía y Minas adoptó las regulaciones que implementaron la Ley General de Electricidad. En 1997 y 1998 respectivamente, se crearon la CNEE y el AMM, completando así el marco legal para la privatización del sector eléctrico.

#### **Ministerio de Energía y Minas**

El Ministerio de Energía y Minas es el ente guatemalteco gubernamental más importante del sector eléctrico. Es responsable de hacer cumplir la Ley General de Electricidad y las regulaciones relacionadas, lo mismo que de la coordinación de las políticas entre la CNEE y el AMM. Esta dependencia gubernamental también tiene la autoridad para otorgar permisos operativos para las compañías de distribución, transmisión y generación.

#### **Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)**

El sector eléctrico Guatemalteco es regulado por la CNEE, una agencia reguladora creada de conformidad con la Ley General de Electricidad. La CNEE actúa como el brazo técnico del Ministerio de Energía y Minas y está conformada por tres miembros nombrados por el Gobierno de Guatemala y destinados por las universidades nacionales, el Ministerio de Energía y Minas y el Consejo Directivo del AMM. Los miembros mantienen sus posiciones durante 5 años.

La Ley General de Electricidad establece las siguientes responsabilidades para la CNEE:

- Determinar las tarifas de transmisión y distribución, así como la metodología para calcular las tarifas de acuerdo con las estipulaciones de la Ley General de Electricidad.
- Garantizar el cumplimiento de las leyes y regulaciones relativas a la electricidad e imponer sanciones, si fuera necesario.
- El cumplimiento de las entidades que sustentan los diferentes permisos públicos, proteger los derechos de los usuarios finales y prevenir actividades anticompetitivas, abusivas y discriminatorias.
- Supervisar y facilitar arbitraje si fuera necesario en caso de controversia entre las diferentes partes en el sector de la electricidad.
- Establecer reglas técnicas y estándares de desempeño para el sector de la electricidad y garantizar el cumplimiento de las prácticas internacionales aceptadas.
- Establecer regulaciones y reglas para garantizar el acceso y el uso de las líneas de transmisión y las redes de distribución.

## Administrador del Mercado Mayorista (AMM)

Los mercados guatemaltecos mayoristas de electricidad y los mercados de capacidad son administrados por el AMM, una entidad independiente creada de conformidad con la Ley General de Electricidad. El AMM coordina la operación de las instalaciones de generación, las interconexiones internacionales y las líneas de transmisión que forman el Sistema de Electricidad Nacional. Igualmente, es responsable de la seguridad y la operación del Sistema de Electricidad Nacional al realizar un despacho económicamente eficiente y administrar los recursos de electricidad, de tal manera que minimice los costos de operación, incluyendo los costos de fallas, dentro de las restricciones impuestas por el Sistema de Transmisión y los requerimientos de calidad del servicio. Así mismo, el AMM se encarga de la programación del suministro y el despacho de electricidad.

El consejo administrativo del AMM está compuesto de cinco miembros, electos por cada grupo de participantes del mercado mayorista de electricidad y del mercado de capacidad, las compañías de generación, transmisión y distribución, los agentes de electricidad y los grandes usuarios. Cada participante en el mercado mayorista de electricidad y de capacidad cuenta con un número de votos que es igual al porcentaje de su participación en el mercado. EEGSA tiene la capacidad de elegir el representante de las compañías de distribución y COMEGSA puede elegir al representante de los agentes de electricidad. Los miembros mantienen sus posiciones durante dos años.

El AMM es responsable de:

- Establecer las políticas y las reglas para la conducción de los mercados mayoristas y de capacidad.
- La definición de los derechos y obligaciones de los participantes en los mercados de electricidad mayorista y en los mercados de capacidad.
- Supervisar a los participantes del mercado mayorista de electricidad y del mercado de capacidad.
- El establecimiento de precios del momento para la transferencia de electricidad y de capacidad entre los participantes del mercado mayorista de electricidad y del mercado de capacidad.
- Garantizar que las compras de electricidad y la capacidad en el mercado del momento sean establecidas y saldadas de una forma eficiente, y
- Garantizar el suministro y la seguridad de electricidad y la capacidad en general.

Las políticas y reglas del AMM están sujetas a la aprobación de la CNEE. Si una compañía de generación, de transmisión, de distribución o un agente de electricidad o usuario grande no opera sus instalaciones de conformidad con las regulaciones establecida por el AMM, la CNEE tiene la capacidad de sancionarla con multas y, en caso de una violación grave, puede requerir que se desconecte del Sistema de Electricidad Nacional.

### 3.2.3 Régimen tarifario

#### 3.2.3.1 Tarifas de distribución

Según la Ley General de Electricidad y las regulaciones de la CNEE, se permite que una compañía de distribución cargue a sus clientes regulares una tarifa que está compuesta de un cargo de electricidad destinado al reembolso a la compañía de distribución por el costo de la electricidad y la capacidad que ésta compra y las tarifas de transmisión, y un cargo de VAD destinado a permitir que la compañía de distribución cubra sus gastos operativos, complete sus planes de gasto de capital y recupere sus costos de capital. Aunque los precios por electricidad que se cobran a los grandes usuarios no son regulados por la CNEE, ellos deben pagar una tarifa

regulada, igual al cargo de VAD aplicable por la entrega de electricidad a través de las instalaciones de una compañía de distribución.

### **3.2.3.2 Tarifa regulada**

La CNEE publica una tabla de tasas de las tarifas para los clientes regulados cada tres meses. Actualmente, estas tarifas incluyen:

- Una tarifa social disponible para clientes que demandan menos de 300 kWh al mes.
- Una tarifa simple disponible a todos los clientes que compran electricidad a baja tensión.
- Tres tarifas adicionales disponibles a los clientes que compran electricidad para distribuir a bajos voltajes.
- Tres tarifas disponibles para clientes que adquieren electricidad para distribuir a 13 kV.
- Una tarifa disponible para las entidades gubernamentales que adquieren electricidad para alumbrado público.

Las tarifas social, simple y de alumbrado público sólo consisten de un cargo de electricidad, un cargo VAD y un cargo fijo mensual por la conexión al sistema de distribución. Las siguientes tres tarifas adicionales de bajo voltaje y tres tarifas de 13kV están disponibles para:

- Los clientes que contratan la compra de capacidad y electricidad solo durante horas de demanda pico que son entre 6:00 p. m. y 9:00 p. m.
- Los clientes que contraten la compra de electricidad solamente fuera de las horas pico.
- Los clientes que contraten la compra de capacidad y electricidad durante cualquier hora del día.

Los clientes que solicitan estas tarifas establecen un contrato con la compañía de distribución para adquirir un monto específico de capacidad. Estas tarifas consisten en un cargo de capacidad fijo para cada kW contratado, un cargo por la electricidad utilizada por el cliente, un cargo de uso de capacidad y un cargo fijo mensual por la conexión al sistema de distribución. El cargo de uso de capacidad tiene dos componentes: uno de generación y transmisión y otro de distribución. A los clientes se les cobra el uso de capacidad basado en el monto máximo de capacidad demandado durante cualquier ciclo de la facturación.

El cargo de electricidad y el componente de generación y transmisión del cargo del uso de capacidad se ajusta de la misma manera que el cargo de electricidad determinado en la tarifa social, la tarifa simple y la tarifa de alumbrado público. El cargo de capacidad y el componente de distribución del cargo de capacidad máximo se ajustan de la misma manera que los cargos VAD según las tarifas social, simple y de alumbrado público.

### **3.2.3.3 Ajustes de tarifa**

Los cargos VAD para cada compañía de distribución los establece la CNEE cada 5 años y se calculan para igualar una anualidad sobre 29 años, del valor de reposición neto del sistema de distribución que, a su vez, se determina mediante el cálculo del valor de reposición de una red de distribución que sería necesaria para ofrecer los servicios prestados por la compañía de distribución para los siguientes ocho años en la misma área de servicio.

El valor de reposición del sistema de distribución se determina basado en una tasa de descuento seleccionada por la CNEE entre el 7% y 13%, basada en los estudios realizados por consultores independientes. El cálculo del VAD para una compañía de distribución utiliza como referencia los costos estimados de una compañía de distribución eficiente que sirve a un área de distribución similar y provee para los siguientes costos:

- Pérdidas incurridas en la distribución de la electricidad.
- Costos administrativos en la prestación del servicio a los clientes.
- Costos de mantenimiento y operación del sistema de distribución, incluyendo el costo de capital.

El VAD recolectado por EEGSA hasta el 1 de agosto del año 2003 se estableció en el momento de su privatización cuando también se fijaron cargos VAD nuevos, programados para establecerse en mayo 2008. Para el proceso de establecer los cargos VAD es necesario que la compañía de distribución cuente con un consultor aprobado por CNEE para calcular los componentes de VAD (incluyendo el valor de reposición neto) que aplican para el sistema de distribución de la compañía. La CNEE también puede contratar un consultor para calcular VAD con aplicación al sistema de distribución de la compañía.

Después de la presentación del VAD, calculado por los consultores a la CNEE, esta misma instancia decide si aprueba el VAD calculado por los consultores. En caso que nos los apruebe la controversia es remitida a un panel de arbitraje compuesto por tres individuos, uno nombrado por la compañía de distribución, otro nombrado por la CNEE y otro más nombrado por los primeros dos árbitros. El panel de arbitraje debe dictaminar dentro de los siguientes sesenta días.

Los cargos de VAD se ajustan semestralmente, para reflejar el efecto de las fluctuaciones en la tasa de cambio del quetzal/dólar sobre los componentes denominados en dólares del cálculo del valor de reposición neto y los efectos de la inflación guatemalteca en los componentes denominados en quetzales del cálculo del valor neto de reposición.

El cargo de electricidad está destinado a reembolsar a la compañía de distribución los costos de electricidad que ésta compra. El componente del cargo de electricidad de las tarifas reguladas consiste en una tarifa base y un recargo de ajuste de electricidad. Según la Ley General de Electricidad y las regulaciones de la CNEE, la tarifa base se ajusta anualmente para reflejar los cambios anticipados en el costo de la electricidad a ser adquirida por la compañía de distribución durante el siguiente año. El recargo de ajuste de electricidad se ajusta trimestralmente para reflejar las variaciones en el costo real de electricidad adquirida por la compañía de distribución del costo proyectado.

#### **3.2.3.4 La tarifa social**

En el año 2001 Guatemala promulgó la Ley de la Tarifa Social, es una tarifa que requiere que una tarifa especial esté disponible para clientes con un consumo de electricidad menor a los 300 kWh por mes. Según regulaciones adoptadas por la CNEE, las compañías de distribución solicitaron participar en licitaciones para los contratos de compra de energía eléctrica, con el fin de suministrar electricidad a los clientes que fueran elegibles para la tarifa social. El INDE ha sido el único oferente para estas tasas del mercado, que efectivamente reduce la tarifa base aplicable a estos clientes. Adicionalmente, el VAD aplicable a los clientes elegibles para la tarifa social es menor al VAD, que es parte de la tarifa simple como resultado de las características técnicas relacionadas al cálculo del VAD aplicables a estos clientes.

Como resultado de la obligación de suministrar electricidad a tasas inferiores del mercado, el INDE sufrió pérdidas financieras severas. El 26 de febrero 2004, la CNEE emitió regulaciones destinadas a revisar la aplicación de la tarifa social.

Según las regulaciones revisadas, a partir del 1 de mayo 2004 los clientes elegibles para la tarifa social podrían recibir hasta 100 kWh por mes según la tarifa social, pero se definió que debían pagar la tarifa simple por la electricidad consumida en exceso de 100kWh por mes. Las compañías de distribución solicitaron nuevas ofertas para los contratos de compra de energía, para proveer la electricidad que sería vendida como tarifa social a los clientes que fueran elegibles para la misma. El INDE fue el único oferente para estos contratos de compra de energía.

El 9 de noviembre del 2004 la Corte de Constitucionalidad de Guatemala emitió una resolución que prohibió temporalmente que las compañías de distribución cobraran la tarifa simple a los clientes elegibles para la tarifa social por la electricidad que usaban en exceso de los 100 kWh por mes. Como respuesta, las compañías de distribución solicitaron nuevas licitaciones para contratos de compra de energía eléctrica para suministrar la electricidad para ser entregada a clientes elegibles para la tarifa social. El INDE fue el único oferente para estos contratos de compra de energía eléctrica y el 24 de noviembre del 2004 la CNEE aprobó una tabla de tarifa nueva para los clientes elegibles para la tarifa social, la cual estableció el cargo por electricidad para clientes de tarifa social a un precio igual al costo de electricidad según estos nuevos contratos de adquisición de energía.

### **3.2.3.5 Peajes de transmisión**

La Ley General de Electricidad estipula que todas las partes que se conectan al Sistema de Electricidad Nacional de Guatemala, incluyendo todas las compañías de generación, de transporte y distribución, así como agentes de electricidad y grandes usuarios, deben pagar por la conexión y el uso del Sistema Nacional de Electricidad.

Las cuotas de transmisión por la electricidad pueden negociarse por las compañías de generación, de distribución o los grandes usuarios que usan el Sistema de Electricidad Nacional. En ausencia de un precio negociado, las cuotas por el uso de las líneas de transmisión, subestaciones e instalaciones de distribución son establecidas según las regulaciones dictadas por la CNEE.

Hay cuotas separadas aplicables a los sistemas de transmisión primario y secundario. Ambas cuotas se determinan sobre las bases del VNR del sistema de transmisión, es decir, el costo estimado de la replicación de un sistema de transmisión "Modelo" que incluye un retorno estimado del capital.

Las cuotas para el sistema de transmisión primario son determinadas por el CNEE con base en la información proporcionada por los propietarios de las instalaciones de transmisión y el AMM.

Las cuotas de transmisión para el sistema de transmisión primario deben ser revisadas cada dos años y siempre que se conecte una capacidad de generación nueva al Sistema de Electricidad Nacional o una porción del sistema de transmisión secundario es actualizado para formar parte del sistema de transmisión primario. Sin embargo, las cuotas de transmisión para los sistemas de transmisión primario no se han revisado desde el año 1998.

Las cuotas incrementadas para el sistema de transmisión primario fueron propuestas por el AMM, pero la CNEE no ha aprobado las cuotas revisadas. Las cuotas de transmisión para el sistema de transmisión secundario se negocian entre los propietarios de estas instalaciones de transmisión, los generadores y los agentes de electricidad que usan estas instalaciones de transmisión; si estas partes no logran llegar a un acuerdo en esta materia, las cuotas son establecidas por la CNEE. Las cuotas de transmisión para las instalaciones de distribución son iguales al cargo de VAD.

Las cuotas de transmisión para el uso del sistema de transmisión primario son saldadas por compañías generadoras o importadores y se incluyen como parte de los costos de electricidad en las tarifas canceladas por los clientes regulares. Las cuotas de transmisión por el uso del sistema de transmisión secundario son pagadas por las compañías de distribución, los agentes de electricidad o los grandes usuarios. Las cuotas de transmisión por el uso del sistema de transmisión secundario, pagadas por las compañías de distribución, se incluyen como parte del costo de electricidad en las tarifas pagadas por los clientes regulares.

### 3.2.3.6 Mercado mayorista de electricidad y de capacidad

Los mercados de electricidad de mayorista y de capacidad guatemaltecos son mercados de "fronteras abiertas" que permiten a los participantes del Mercado comprar electricidad y capacidad a los generadores y vender a clientes dentro y fuera de Guatemala. Entre las partes que pueden participar en el mercado mayorista de electricidad y de capacidad, pero que no están obligadas, se incluyen:

- Instalaciones de generación con una capacidad instalada de más de 10 MW.
- Compañías de distribución con 20,000 clientes o más.
- Compañías de transmisión con un sistema conectado a plantas con una capacidad de más de 10 MW.
- Agentes de electricidad que compren o vendan 10 MW más incluyendo importadores, exportadores y grandes usuarios.
- Los costos variables (precio del combustible fósil) de electricidad ofrecida por los generadores termoeléctricos.
- El costo de reposición futuro (precio del agua) de las reservas para electricidad ofrecido por los generadores hidroeléctricos.
- El costo de oportunidad para la electricidad ofrecida por generadores en otros países a través de interconexiones internacionales

El precio en el mercado del momento para la electricidad se establece sobre una base por hora, que se fundamenta en el precio de compensación, al que la demanda puede satisfacerse mediante la electricidad disponible ofrecida.

Los participantes en el mercado mayorista también pueden comercializar transacciones de capacidad, permitiendo que los generadores que no están en la capacidad de proveer la capacidad comprometida puedan comprar capacidad adicional. Los precios en el mercado de capacidad los establece el AMM basado en el costo teórico de la instalación de capacidad eficiente de generación.

### 3.2.3.7 Operación del Sistema Nacional de Electricidad

El AMM es responsable de la seguridad y la operación del Sistema de Electricidad Nacional, llevando a cabo un despacho económicamente eficiente y adelantando la administración de los recursos de electricidad, de tal manera que minimice los costos de operación, incluyendo los costos de fallas dentro de las restricciones impuestas por el sistema de transmisión y los requerimientos de calidad de servicio.

El AMM debe programar el despacho de electricidad para garantizar la cobertura de los requerimientos de electricidad a un costo mínimo dentro de las prioridades que definen la calidad y seguridad del servicio, particularmente los requerimientos de los servicios suplementarios, tales como la regulación de la frecuencia, la tensión y el control reactivo, y la reserva, entre otros. El AMM despacha la electricidad adquirida en el mercado del momento, de acuerdo con los niveles eficientes de los generadores que ofrecen electricidad.



### **3.3 Normatividad para El Salvador**

#### **3.3.1 Aspectos generales**

En El Salvador se desarrolló un proceso de reestructuración del sector eléctrico, el cual se materializó en un marco jurídico e institucional que pretende promover la competencia y las condiciones necesarias para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios técnicos, sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera.

#### **3.3.2 Marco regulatorio**

El marco legal del sector eléctrico Salvadoreño está conformado por la Ley de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), emitida mediante el Decreto Legislativo No. 808 del 12 de septiembre de 1996, que le dio vida jurídica al ente regulador; la Ley General de Electricidad (LGE), emitida mediante Decreto Legislativo No. 843, del 10 de octubre de 1996, las Reformas a la Ley General de Electricidad, emitidas mediante Decreto Legislativo No. 1216, del 11 abril de 2003 y Decreto Legislativo No. 405 del 30 de Agosto de 2007 y el Reglamento de la Ley General de Electricidad, establecido mediante el Decreto Ejecutivo No. 70 del 25 de julio de 1997, incluidas sus modificaciones.

Como resultado del proceso de reestructuración del sector eléctrico, se crearon la Unidad de Transacciones S.A. (UT) que administra el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, la Empresa de Transmisión de El Salvador (ETESAL) y se privatizaron las empresas de distribución así como las de generación térmica. Además, se separaron las actividades de Generación Hidroeléctrica y Geotérmica, incorporándose un socio privado en esta última.

Entre los últimos cambios que se han verificado en el sector energético del país se puede mencionar que la Asamblea Legislativa consideró necesario crear una institución estatal de carácter autónomo de servicio público sin fines de lucro, que sea rectora y normativa de la política energética nacional. En ese sentido, la Asamblea emitió en Octubre de 2007 el Decreto Legislativo N° 404, que crea el Consejo Nacional de Energía (CNE). De acuerdo con su ley de creación, el CNE es la autoridad superior, rectora y normativa en materia de política energética, cuya finalidad es el establecimiento de la política y estrategia que promueva el desarrollo eficiente del sector energético.

El Mercado Mayorista de Electricidad (MME) de El Salvador, a través del sistema de transmisión nacional (red de tensión de 115,000 voltios o mayor), permite que participen directamente en las transacciones de energía todos los agentes o Participantes del Mercado (PM) que tengan una conexión directa con el sistema de transmisión. Estos PM pueden ser generadores, distribuidores o usuarios finales. También existe la disponibilidad para que otros agentes que no tienen conexión con la red de transmisión puedan participar indirectamente en el Mercado, bajo la figura de comercializadores, de acuerdo con la normativa especial que al respecto ha desarrollado el ente regulador, SIGET.

El MME tiene actualmente dos instancias para los intercambios de energía: el Mercado de Contratos (MC) y el Mercado Regulador del Sistema (MRS) o Mercado de Oportunidad.

Con el Decreto Ejecutivo N° 57 de junio de 2006, se introducen modificaciones al Reglamento de la Ley General de Electricidad, en primer lugar, se establece que el despacho de las unidades generadoras, será conforme a sus respectivos costos variables de operación. Implementándose así, una de las reformas de la LGE emitida mediante el citado Decreto Legislativo No. 1216. Esta modificación busca garantizar la sana competencia en el segmento de la generación, y el abastecimiento de la demanda a mínimo costo esperado de operación y racionamiento. Para esto, se le entrega a la UT, la responsabilidad de planificar y coordinar el despacho de las unidades generadoras y la operación de las instalaciones del sistema de transmisión.

En segundo lugar, mediante dicho decreto N° 57, se reglamenta el esquema de contratación de suministro a largo plazo por parte de las empresas distribuidoras, a través de procedimientos de libre competencia.



A partir del 1º. de agosto de 2011 entró en operación el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP) el cual sustituyó el anterior sistema basado en ofertas de oportunidad. Con este nuevo Reglamento, el despacho esta determinado por el precio de transacción de la energía en el MRS que será igual al costo marginal de operación del sistema en el intervalo de mercado respectivo. El ROBCP establece que, además de la energía despachada, valorizada horariamente al costo marginal de energía respectivo, las unidades generadoras que vendan energía en el Mercado de Oportunidad recibirán un pago por capacidad firme igual al costo marginal de instalación de capacidad de generación de punta, aplicado sobre la potencia que una unidad o central generadora es capaz de inyectar al sistema con una alta probabilidad en un período de control correspondiente a las horas en que se produce la máxima exigencia del parque generador. El precio para valorar las transacciones de capacidad firme, se ha determinado como el costo por kilowatt de inversión anualizado más el costo fijo de operación de una unidad eficiente para otorgar respaldo y capacidad adicional en el período de control del sistema, amplificado en un margen de reserva y en un factor de pérdidas correspondiente a las horas de mayor demanda.

### **3.4 Normatividad para Panamá**

#### **3.4.1 Aspectos generales**

Con la privatización en el año 1998, el sector quedo dividido en tres áreas de actividades: generación, transmisión y distribución. De acuerdo a la Ley las empresas en cada actividad tienen las siguientes restricciones:

##### **Distribución:**

- Participar, directa o indirectamente en el control de plantas de generación, cuando la capacidad agregada equivalente exceda el 15% de la demanda atendida en su zona de concesión.
- Solicitar nuevas concesiones, si al hacerlo atiende directa o indirectamente a través del control accionario de otras empresas de distribución, u otros medios, más del 50% del número de clientes totales en el mercado nacional. (La ASEP puede autorizar que se exceda este porcentaje cuando a su juicio sea necesario para expandir la zona de concesión o la expansión del sistema eléctrico del país).

##### **Generación:**

- Participar directa o indirectamente en el control de empresas de distribución.
- Solicitar nuevas concesiones, si la hacerlo, atiende directa o indirectamente, a través de otras empresas de generación u otros medios, más del 25% (modificado a 40%) del consumo de electricidad del mercado nacional.

##### **Transmisión:**

- Controlado 100% por el Estado

#### **3.4.2 Marco regulatorio**

Panamá tiene establecida una estructura reglamentaria para la industria eléctrica, la cual está basada en la legislación aprobada entre 1996 y 1998. Este marco crea un regulador independiente, el Ente Regulador de los Servicios Públicos, o el ERSP (cuyo nombre cambió en abril de 2006 por Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, ASEP), crea también un proceso de fijación de tarifas transparente para la venta de energía a clientes regulados.

De acuerdo a la Ley eléctrica las tarifas de electricidad tienen una vigencia de 4 años (artículo 100) y durante este período pueden ser actualizadas con base en las variaciones en el índice de precios al consumidor y para reflejar el costo real de las compras de energía. Para ello el Regulador debe definir el Régimen Tarifario (art 96) que debe contener los procedimientos de

cálculo, actualización y aplicación de las tarifas eléctricas. El Régimen Tarifario debe seguir los siguientes criterios en el orden de importancia que sigue: i) suficiencia financiera, ii) eficiencia económica, iii) equidad, iv) simplicidad y v) transparencia.

Según el artículo 103, el valor agregado de distribución (VAD) está constituido por los costos que tendría una empresa de distribución eficiente para prestar el servicio de distribución en su zona de concesión, a saber: costos de administración, operación y mantenimiento del sistema de distribución, excluyendo los costos de medición, facturación y atención a los clientes; el costo de las pérdidas estándar en las redes de distribución; el costo de depreciación de sus bienes; y el costo correspondiente a la oportunidad que debe tener el concesionario de obtener una tasa razonable de rentabilidad sobre sus inversiones.

El Regulador establecerá un máximo de seis áreas de distribución, representativas de los mercados atendidos en cada zona de concesión; y calculará, luego, el valor agregado de distribución para cada área representativa, bajo el supuesto de eficiencia en la gestión de la empresa de distribución. El supuesto de eficiencia tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras.

Para fijar la tasa de rentabilidad razonable, el Regulador tomará en cuenta la eficiencia de éste, la calidad de su servicio, su programa de inversiones para el período de vigencia de las fórmulas tarifarias y cualquier otro factor que considere relevante. Sin embargo, la tasa que el Ente Regulador defina no podrá diferir en más de dos puntos de la tasa resultante de sumar la tasa de interés anual efectiva, promedio de los doce meses anteriores a la fecha en que se fija la fórmula tarifaria, de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de ocho puntos por concepto del riesgo del negocio de distribución eléctrica en el país.

#### **3.4.2.1 Régimen regulatorio**

- Ley 6 de 3 de febrero de 1997 Dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad. Establece el régimen al que se sujetarán las actividades de distribución, generación, transmisión y comercialización de energía eléctrica.
- Decreto Ley No. 10 de 26 de febrero de 1998 Modifica la Ley 6 de 1997, en lo relativo a las funciones del regulador, las modalidades de las empresas para participar en el sector eléctrico, las restricciones en distribución y generación, la actualización de las tarifas y el costo reconocido por compras en bloque.
- Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998 Se reglamenta la Ley 6 de 1997
- Ley 57 de 13 de octubre de 2009 Se efectúan varias modificaciones a la Ley 6 de 1997, entre las cuales figuran: la obligación de las empresas generadoras a participar en los procesos de compra de energía y/o potencia, la obligación de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., de comprar energía en representación de las distribuidoras, se aumenta las multas que puede imponer el regulador hasta \$\$20 millones, y se establece el derecho de los clientes de abstenerse de pagar por la porción que reclamen y se le otorga un plazo de 30 días para reclamar ante el regulador de no estar satisfechos con la respuesta dada por la distribuidora.
- Ley 51 de 29 de septiembre de 2010, mediante la cual se crea la Autoridad de Aseo Urbano y Domiciliario, y se modifican ciertos artículos de la Ley 6 de 1997, a fin de hacer obligatorio el cobro de la tasa de aseo a través de las facturas de electricidad.
- Ley 65 de 26 de octubre de 2010, a través de esta Ley se adicionan dos artículos a la Ley 6 de 1997, el 140-A y 140-B, a través de los cuales se establece que si el Estado requiere la remoción o reubicación de infraestructura eléctrica, las empresas deberán proceder con la solicitud dentro del plazo que se establezca en la reglamentación de dicho artículo. Por su parte, en el Art. 140-B, se indica que si la empresa no cumple con la reubicación en el plazo estipulado, se podrán remover libremente a costo de la empresa.

- Ley 58 de 30 de mayo de 2011 Se modifican los artículos relativos a electrificación rural, entre los cuales podemos mencionar la modificación del cálculo del subsidio que debe pagar la OER a las distribuidoras por un período de 4 años (antes se pagaba a 20 años), y la creación de un Fondo de Electrificación Rural por 4 años que estará conformado por los aportes de los Agentes del Mercado que vendan energía eléctrica, que no excederá del 1% de su utilidad neta antes de impuestos.
- Ley 68 de 1 de septiembre de 2011 A través de esta Ley se establece la obligación de las distribuidoras de contestar los reclamos en 15 días calendario. De igual forma se establece como una función de la ASEP la de elaborar y aprobar una tabla de indemnizaciones aplicable a casos de daños ocasionados a los clientes. También se le establece a la ASEP un plazo de 30 días calendario para resolver los reclamos de los clientes y de 15 días para resolver los recursos de reconsideración y apelación. Por otro lado, se agrega un párrafo al artículo 95 de la Ley 6 sobre Electrificación Rural, que define área no concesionada como la distancia que exceda de un kilómetro, en línea recta, desde el último poste del área de concesión.

### **3.4.3 Regulación del sector de distribución**

La distribución es la actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica y la transformación de tensión vinculada, desde el punto de entrega de la energía por la red de transmisión hasta el punto de suministro al cliente. Según la Ley 6, la actividad de distribución comprende la comercialización de energía a los clientes, que no es más que la venta a clientes finales, incluyendo la medición, lectura, facturación y cobro de la energía entregada. A la empresa distribuidora se le limita la participación en otras sociedades o actividades, excepto en generación propia con las limitaciones establecidas en la Ley.

Las características generales de la actividad de distribución están comprendidas en la Ley 6 de febrero de 1997, el Decreto Ejecutivo 22 que reglamenta la Ley 6 y los Contratos de Concesión de Distribución. Las características más relevantes se resumen a continuación:

- Las Concesiones de distribución son otorgadas por la ASEP con un plazo de 15 años. Antes de vencerse este término la ASEP convocará a un proceso competitivo por el 51% de las acciones en la que el actual titular participa con su oferta. Si su oferta fuere mayor al precio más alto ofrecido por otros participantes, conservará la propiedad del bloque accionario. Por el contrario, si hubiere otro precio mayor, el bloque de acciones será adjudicado al mejor oferente, y la ASEP entregará el importe por la venta a quien sea el titular hasta ese momento. En cualquiera de los dos casos se otorgará una nueva concesión por otros 15 años.
- Existe exclusividad zonal durante la duración de la concesión con garantía del Estado.
- El distribuidor tiene la obligación de prestar el servicio (expandir líneas) a todo usuario que lo requiera, ubicado dentro de una franja de 100 metros en torno a las instalaciones del distribuidor.
- En el contrato de concesión se establece una zona de concesión entre 500 y 3,000 metros de la red de distribución y una zona de influencia entre 5,000 y 10,000 metros. En la zona de influencia el operador tendrá la primera opción de brindar el servicio de distribución.
- Los adjudicatarios del servicio de distribución están obligados a permitir la utilización de sus sistemas de distribución a terceros, mediante el pago de peajes.
- Un distribuidor puede desarrollar otras actividades (generación) toda vez que permita diferenciar las operaciones por tipo de actividad.

- Al final de cada periodo tarifario ASEP revisa, para cada empresa distribuidora, el IMP (Ingreso Máximo Permitido) aprobado con respecto a los ingresos reales percibidos a fin de determinar si las variaciones se encuentran dentro de un margen razonable.
- El periodo tarifario es de 4 años. El actual comprende el periodo 1 julio 2010 – hasta el 30 de junio 2014.

#### **3.4.4 Autoridades regulatorias**

##### **La Secretaria de Energía:**

Su misión es formular, proponer e impulsar la política nacional de energía con la finalidad de garantizar la seguridad del suministro, el uso racional y eficiente de los recursos y la energía de manera sostenible, según el plan de desarrollo nacional. Actualmente está gestionando ante ETESA la conformación de una matriz energética con mayor y variado recursos renovables y limpios (eólico, gas, etc.)

##### **La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP):**

Es la encargada de controlar y fiscalizar la prestación de los servicios públicos de telecomunicaciones, electricidad, agua potable, alcantarillado sanitario, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural.

Las responsabilidades de la ASEP incluyen:

- Asegurar el cumplimiento con las leyes y reglamentaciones sectoriales y aplicar sanciones por incumplimientos;
- Otorgar concesiones y licencias;
- Monitorear las normas de calidad del servicio;
- Verificar el cumplimiento de las metas de expansión y mejoras al sistema requeridos por Ley, reglamentación o de acuerdo con los términos de las concesiones o licencias específicas;
- Promover la competencia e investigar las prácticas monopolísticas y anticompetitivas;
- Determinar el criterio de eficiencia para evaluar el rendimiento de las compañías reguladas;
- Establecer los principios y metodología para definir las tarifa;
- Determinar la información a ser suministrada por los proveedores de servicio público;
- Arbitrar conflictos entre operadores, agencia gubernamentales, municipalidades y consumidores; y
- Autorizar la expropiación de tierras y derechos de servidumbre para la expansión del servicio.

Los costos de operación de la ASEP son cubiertos de varias fuentes, incluyendo una tasa de control y vigilancia que se cobra a todos los participantes del sector eléctrico. Esta tasa no puede exceder el 1% de los ingresos brutos que se generan en el sector durante el año anterior y la misma no puede ser transferida a los consumidores. El cobro de esta tasa se hace de forma mensual, y cada empresa paga el porcentaje definido por la ASEP sobre los ingresos de clientes regulados y no regulados menos los montos pagados por la compañía a otros proveedores de servicios para cubrir costos de energía y transmisión. En el 2011 este porcentaje fue fijado en 0.59%.

**La Unidad de Planificación de la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA):**

Elabora los Planes de Expansión de Referencia. Proyecta los requerimientos globales de energía y las formas para satisfacer tales requerimientos, incluyendo el desarrollo de fuentes alternativas y estableciendo programas para conservar y optimizar el uso de la energía. Las compañías de servicio público están requeridas de preparar y presentar sus planes de expansión a ETESA.

**El Centro nacional de Despacho (CND):**

Es operado por ETESA. Planifica, supervisa y controla la operación integrada del sistema interconectado nacional. Recibe las ofertas de los generadores que participan en el mercado de venta de energía (spot); determina los precios spot de energía, administra la red de transmisión, provee los valores de liquidación entre suplidores y productores, y consumidores, etc.

**La Oficina de Electrificación Rural (OER):**

Es la responsable de promover la electrificación en áreas rurales no servidas, no rentables y no concesionadas.

**La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos:**

Establecido de acuerdo con la Ley del Ente Regulador de los Servicios Públicos de 1996. Es una entidad autónoma del gobierno con responsabilidad de regular el agua, las telecomunicaciones, la electricidad y el gas natural. El 22 de febrero de 2006, por Decreto Ley No. 10, el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) fue reestructurado y cambió de nombre y desde abril de 2006, es conocido como la Autoridad Nacional de Servicios Públicos. La Autoridad Nacional de Servicios Públicos tiene las mismas responsabilidades y funciones que tuvo el Ente Regulador pero tiene un Administrador General y un Director Ejecutivo, cada uno designado por el Presidente de Panamá y ratificado por la Asamblea Nacional, y tiene tres Directores Nacionales bajo la autoridad del Administrador General, uno para el sector de electricidad y agua; uno para el sector de telecomunicaciones y uno para el sector de servicio al cliente. Los Directores Nacionales son responsables de emitir resoluciones relacionadas con sus respectivas industrias, y las apelaciones a esas resoluciones son resueltas por el Administrador General como etapa final del proceso administrativo.

**Nota 4. Principales políticas y prácticas contables**

Los estados financieros consolidados de EPM y sus filiales han sido preparados de conformidad con las normas y principios contables emitidos por la Contaduría General de la Nación (CGN) y otras disposiciones legales, incluidas las normas establecidas por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, un organismo técnico establecido en la Constitución Política de 1991 y delegado por la Presidencia de la República para controlar, inspeccionar y supervisar a los prestadores de servicios públicos domiciliarios.

A continuación se indican las principales normas que conforman los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados para Empresas de Servicios Públicos en Colombia:

- Resolución No. 354 de 2007, que adopta el Régimen de Contabilidad del Sector Público, establece su conformación y define su ámbito de aplicación.
- Resolución No. 355 de 2007, que adopta el Plan General de la Contaduría Pública (PGCP), establece las normas generales de contabilidad del sector público y las directrices para el reconocimiento y la divulgación de las transacciones, eventos y operaciones.
- Resolución No. 356 de 2007, que adopta el Manual de Procedimiento del Régimen de Contabilidad Pública, incluyendo una presentación general del plan de cuentas y procedimientos contables.

En 2008, la Contaduría General de la Nación emitió las resoluciones Nos. 145, 146, 205, 557, 558 y 669, que modificaron el Plan General de la Contaduría Pública.

El proceso contable de EPM y sus filiales se realiza de acuerdo con la Resolución No. 357 del 23 de julio de 2008, emitida por la Contaduría General de la Nación, que establece procedimientos de control interno contable y exige a la empresa que anualmente presente informes de control a la Contaduría General de la Nación.

El sistema unificado de costos y gastos por actividades de EPM y sus filiales se rige por la Resolución 20051300033635 del 28 de diciembre 2005, expedida por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Esta Resolución derogó las resoluciones SSP 2863 de 1996, 1416 y 1417 de 1997, 4493 de 1999, 4640 de 2000, 000860 y 006572 de 2001, 3064 y 012772 de 2002 y 002842 de 2004.

De acuerdo con la normatividad vigente, EPM y sus filiales adopta sus políticas y procedimientos contables. A continuación se detallan:

## **1 Clasificación de activos y pasivos**

Los activos y pasivos se clasifican según el uso a que se destinan o según su grado de realización, exigibilidad o liquidación, en términos de tiempos y valores. Se consideran activos y pasivos corrientes los valores realizables o exigibles en un plazo no mayor a un año.

## **2 Efectivo y equivalentes de efectivo**

Se consideran como efectivo o equivalentes de efectivo el dinero en caja y bancos y las inversiones de alta liquidez mantenidas por un periodo no superior a tres meses.

## **3 Inversiones**

### **3.1 Inversiones transitorias**

Corresponden a las inversiones que se realizan para optimizar los excedentes de liquidez, es decir, todos aquellos recursos que de manera inmediata no se destinan al desarrollo de las actividades que constituyen el objeto social de las compañías. La inversión de los excedentes de liquidez se hace bajo los criterios de transparencia, seguridad, liquidez y rentabilidad, bajo las directrices de un adecuado control y en condiciones de mercado sin ánimo especulativo (Decreto de Gerencia General N°1651 de 2007).

Considerando lo estipulado en el Decreto 1525 de 2008 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, modificado por el 2805 de 2009, las inversiones transitorias en EPM y sus filiales pueden constituirse en Títulos de Tesorería TES, Clase 'B', tasa fija o indexados a la UVR y en certificados de depósitos a término, depósitos en cuenta corriente, de ahorros o a término en establecimientos bancarios vigilados por la Superintendencia Financiera de Colombia o en entidades con regímenes especiales, contempladas en la parte décima del Estatuto Orgánico del Sistema Financiero, y en carteras colectivas del mercado monetario o abierto sin pacto de permanencia en entidades con la máxima calificación vigente en fortaleza o calidad en la administración de portafolio y que cumplan con el régimen de inversión previsto para el Grupo EPM.

Los establecimientos bancarios donde se invierten los excedentes deben contar con calificación vigente, correspondiente a la máxima categoría para el corto plazo de acuerdo con las escalas usadas actualmente por las sociedades calificadoras de Valores BRC Investor Services S.A. (BRC1+) y FITCH RATINGS (F1+), y contar como mínimo con la tercera mejor calificación vigente para el largo plazo utilizada por las respectivas sociedades, que equivale a AA.

Los excedentes en moneda extranjera pueden invertirse en gobiernos o instituciones financieras internacionales con calificación mínima de A+ para el largo plazo y A1+ para el corto plazo, así como en sucursales en el exterior de establecimientos bancarios vigilados por la Superintendencia Financiera de Colombia que cuenten con la máxima calificación vigente para

largo y corto plazo, según la escala utilizada por las sociedades calificadoras de riesgo que califiquen la deuda externa de la Nación.

El portafolio de inversiones transitorias se valora diariamente a precios de mercado, conforme lo dispuesto por la normatividad vigente. Las tasas de referencia y los márgenes que se utilizan para las diferentes categorías de valores son: para moneda local, los publicados por la Bolsa de Valores de Colombia en su página de Información para valoración, Infoval, y para moneda extranjera los publicados en Bloomberg.

La compra de inversiones (administración de liquidez renta fija) se registra al costo de compra, que es el mismo valor razonable. Los costos de estas transacciones se reconocen como gastos cuando se incurre en ellos. Con posterioridad a su reconocimiento inicial, se valoran a valor razonable tomando en consideración el valor de mercado establecido en la bolsa de valores donde tal título se cotice. Las diferencias que surgen entre cada valoración aumentan o disminuyen su costo, con cargo o abono a las cuentas de resultados de ingresos o egresos financieros, según el caso.

### **3.2 Inversiones permanentes**

Las inversiones patrimoniales en entidades no controladas comprenden los títulos participativos clasificados como de baja o mínima bursatilidad o sin ninguna cotización, los cuales no le permiten a EPM controlar, compartir el control o ejercer influencia importante sobre el ente emisor. Estas inversiones tienen la característica de no estar disponibles para la venta.

Las inversiones patrimoniales de no controlantes se actualizarán comparando el costo en libros con su valor de realización, entendido como la cotización en bolsa clasificada como alta o media bursatilidad, o el valor intrínseco cuando se clasifique como de baja, media mínima o ninguna cotización.

Para valorar las inversiones patrimoniales en empresas no controladas se tiene en cuenta el valor intrínseco así:

Si el valor intrínseco es superior al costo ajustado, la diferencia se reconoce como valorización afectando el patrimonio como superávit.

Si el valor intrínseco es inferior al costo ajustado, se disminuye la valorización constituida, hasta agotarla, y más allá de ese valor se reconocen provisiones con cargo a los resultados del ejercicio como otros gastos no operacionales.

El valor intrínseco de una acción se obtiene al dividir el patrimonio de la sociedad por el número de sus acciones pagadas o en circulación.

Para las inversiones permanentes cuya valoración es el valor en bolsa se procede:

Si el valor de realización es superior al costo, se reconoce una valorización afectando el patrimonio como superávit.

Si el valor de realización es inferior al costo se disminuye la valorización constituida hasta agotarla y más allá de ese valor se constituye provisión con cargo a resultados.

### **3.3 Combinación de negocios**

Bajo norma colombiana, las inversiones patrimoniales en empresas controladas son sujeto de ajustes a su valor en libros, reconociendo como crédito mercantil los excesos entre su precio de adquisición y su valor en libros. Si el valor de la compra es menor que el valor en libros de la entidad adquirida, la diferencia es reconocida como un incremento del patrimonio, afectando la combinación de negocios en las cuentas de patrimonio respectivas.

En Colombia no se registra good will negativo en el estado de resultados del periodo. Sin embargo, el patrimonio neto es afectado por el superávit por valorización.



**Adquisiciones de Panamá Distribution Group (PDG), Elektra Noreste S.A. (ENSA), y AEI El Salvador Holdings Ltd., Distribuidora de Electricidad del Sur (DELSUR), Electricidad de Centroamérica Ltda. de C.V., PPLG El Salvador II, e Innova Tecnología y Negocios S. A. de C.V. en 2011.**

EPM cerró el 19 de Enero de 2011 un acuerdo con AEI para adquirir, por valor de US\$200 millones, el 100% de dos importantes sociedades relacionadas con el negocio de electricidad en Centroamérica: Panamá Distribution Group (PDG), que tiene una participación accionaria del 51% de Elektra Noreste S.A. (ENSA), y AEI El Salvador Holdings Ltd., que cuenta con el 86.41% de Distribuidora de Electricidad del Sur (DELSUR).

La negociación incluyó también las participaciones accionarias con control de las siguientes empresas constituidas para prestar servicios a esta última: Electricidad de Centroamérica Ltda. de C.V. PPLG El Salvador II, e Innova Tecnología y Negocios S. A. de C.V.

En términos de clientes y ventas de energía, Elektra Noreste S. A. (ENSA) es la segunda distribuidora eléctrica de Panamá. Atiende a más de 360 mil clientes y cuenta con una concesión exclusiva para atender la región Noreste del país, que incluye el puerto de Colón y la bahía de Panamá, y cerca del 50% del área de la ciudad de Panamá, sede de las principales actividades comerciales e industriales de ese país.

Por su parte, la Distribuidora de Electricidad del Sur (DELSUR), con 320 mil clientes, es la segunda empresa de este sector en El Salvador y se dedica a la transformación, distribución y comercialización de energía en la zona Centro-Sur del país, principalmente en los departamentos de La Libertad, San Salvador, La Paz, San Vicente y Cuscatlán.

**Adquisiciones de DECA II, GESA y Genhidro de Guatemala en 2010**

EPM cerró el 21 de octubre de 2010 el acuerdo con Iberdrola Energía S.A. de España, TPS de Ultramar Ltd., filial de Teco Energy Inc., y EDP-Energías de Portugal S. A., donde adquirió por valor de US\$605 millones, el 100% de la sociedad guatemalteca Distribución Eléctrica Centroamericana II S.A. -DECA II-, que gestiona los negocios de distribución, transmisión y comercialización de energía eléctrica.

DECA II es el mayor accionista de la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. -EEGSA-, la distribuidora eléctrica más grande de Centroamérica con más de 930 mil clientes, y de COMEGSA, la principal comercializadora de energía de la región.

DECA II también posee participaciones mayoritarias en Trelec S.A., la segunda empresa de transmisión de energía de Guatemala, y en otras cuatro sociedades constituidas para prestar servicios a las empresas del grupo DECA II: Ideamsa (inmobiliaria), Amesa (administración de materiales), Energica (construcción y mantenimiento eléctrico) y Credieegsa (servicios de personal y administrativos).

La transacción también incluyó la compra del 100% de GESA, empresa de Iberdrola Energía S.A. dedicada a la exploración y desarrollo de nuevos negocios eléctricos. El valor de esta negociación fue de US\$11,5 millones.

Adicionalmente, EPM firmó un acuerdo con Iberdrola Energía S.A. para adquirir el 51% de Genhidro y el 3,12% de Hidronorte, operación que fue concretada en el mes de diciembre por un valor de US\$18,5 millones.

Genhidro es una sociedad holding que agrupa activos de generación, entre ellos la hidroeléctrica Río Bobos de 10 megavatios (MW), operada por Hidronorte S. A. desde 1995; la participación en el proyecto hidroeléctrico El Salá de 15 megavatios (MW), actualmente en desarrollo, y el 3,12% de la sociedad Hidronorte.

La operación de adquisición de estas compañías se detalla a continuación:



	<u>Valor pagado</u>	<u>Patrimonio neto adquirido</u>
DECA II	1,089,726	717,738
GESA	20,710	3,032
GENHIDRO	<u>34,960</u>	<u>14,107</u>
	1,145,396	<u>734,877</u>
Caja adquirida	(119,876)	
Dividendos recibidos	<u>(35,847)</u>	
Pago por compra de compañías, Neto de caja adquirida	<u>989,673</u>	

Los estados financieros individuales de DECA II, GESA Y GENHIDRO al 31 de diciembre de 2010 incorporados en los estados financieros consolidados corresponden a los siguientes valores en el balance general al 31 de diciembre de 2010 y al estado de resultados por el período comprendido entre noviembre y diciembre de 2010, para DECA II y GESA, ya que Genhidro fue adquirida en diciembre.

	<u>DECA II</u>	<u>GESA</u>	<u>GENHIDRO</u>	<u>TOTAL</u>
<b><u>Balance General</u></b>				
Activos	1,572,602	4,061	42,775	1,619,438
Pasivos	<u>716,080</u>	<u>71</u>	<u>14,341</u>	<u>730,492</u>
Patrimonio	<u>856,522</u>	<u>3,990</u>	<u>28,434</u>	<u>888,946</u>
<b><u>Estado de Resultados</u></b>				
Ingresos operacionales, neto	236,245	874		237,119
Utilidad bruta	49,022	874		49,896
Utilidad operacional	37,800	872		38,672
Utilidad neta antes de impuestos	30,165	869		31,034
Utilidad neta	<u>22,194</u>	<u>825</u>		<u>23,019</u>

#### **Adquisición de Aguas de Malambo S.A. ESP en julio de 2011**

El 29 de junio de 2011, EPM realizó un acuerdo de capitalización con los accionistas de la empresa Aguas de Malambo S.A. ESP, transacción que tiene por objetivo realizar un aporte total de \$26,100 millones de pesos de acuerdo al esquema definido por las partes y el cual consiste en la realización de aportes anuales durante los periodos 2011, 2012, 2013 y 2014 con lo cual EPM alcanzará un porcentaje de participación del 84.99%.

Aguas de Malambo S.A. ESP es una compañía que presta los servicios de acueducto, alcantarillado y aseo en el municipio de Malambo, departamento del Atlántico.

#### **4 Deudores de servicios públicos**

Constituye el valor de los derechos a favor del Grupo EPM originados en la prestación de los servicios públicos. Dentro de este rubro están: servicio de energía, servicio de acueducto, servicio de saneamiento básico, servicio de gas combustible, servicio de telecomunicaciones, subsidios para los servicios de acueducto y alcantarillado, energía, gas y telecomunicaciones.

Los derechos por la prestación de servicios públicos se reconocen al facturar los servicios suministrados y su medición corresponde al valor del consumo, aplicándole la tarifa fijada por los entes reguladores (CREG, CRA y CRT).

#### **5 Otros deudores**

Corresponden básicamente a las cuentas por cobrar, diferentes a los servicios públicos, tales como: avances y anticipos para contratistas y proveedores de bienes y servicios, venta de bienes, préstamos a empleados, financiaciones para la conversión a gas y gasodomésticos, prestación de otros servicios como informáticos, asistencia técnica, arrendamientos, entre otros.

#### **6 Cuentas de difícil cobro**

Los riesgos asociados con cuentas por cobrar a clientes y otros deudores son revisados al menos una vez al año a fin de determinar las provisiones respectivas, de conformidad con el tipo de cuentas por cobrar, su caducidad y la probabilidad de recuperación.

La política de provisión por la valoración por cuentas de servicios públicos de EPM y sus filiales de energía y aguas fue la siguiente:

<u>Rango de días</u>	<u>Porcentaje</u>
Saldos debidos entre 180 y 360 días	50%
Saldos debidos mayores a 361 días	100%

La política de provisión para la valoración de las cuentas por servicios públicos para las afiliadas de telecomunicaciones fue la siguiente:

<u>Rango de días</u>	<u>Porcentaje</u>
Saldos debidos entre 180 y 360 días	33%
Saldos debidos entre 361 y 720 días	66%
Saldos debidos mayores a 721 días	100%

## **7 Inventarios**

Se clasifican como inventarios los bienes adquiridos con la intención de venderlos o de consumirlos en el proceso de prestación de servicios públicos.

Los inventarios incluyen mercancías en existencia que no requieren transformación, como medidores de energía, gas y agua, equipos de comunicación, aparatos telefónicos y bienes de Proveeduría. Incluyen materiales como repuestos y accesorios para la prestación de servicios y los bienes en tránsito y en poder de terceros.

Para su valoración se utiliza el método de promedio ponderado.

## **8 Propiedad, planta y equipo**

Las propiedades, planta y equipo son los bienes tangibles adquiridos, construidos o en proceso de construcción, con la intención de emplearlos en forma permanente. Se registran inicialmente al costo de adquisición, conformado por las erogaciones necesarias para colocarlos en condiciones de utilización. El costo de adquisición se incrementa con las adiciones y mejoras.

Las comisiones, costos financieros, intereses y diferencia en cambio de los intereses originados en préstamos obtenidos para la financiación de obras en construcción, se capitalizan hasta el momento en que estén en condiciones de operación.

La depreciación se calcula siguiendo el método de línea recta durante la vida útil estimada del activo. Las tasas de amortización anual para cada partida del activo son:

<u>Tipo de Activo</u>	<u>Vida Útil</u>
<b>Construcciones</b>	
Presas, estaciones repetidoras	50
Edificios, casas, oficinas, tiendas, puestos, campamentos, estacionamientos, garajes, almacenes, instalaciones deportivas	30
Tanques de almacenamiento	20
<b>Plantas, tuberías y túneles</b>	
Plantas de generación y tratamiento	50
Plantas de conducción	47
Estaciones y subestaciones de regulación	25
Acueductos y conductos	30
Estaciones de bombeo	20
Plantas de telecomunicaciones	10
<b>Maquinaria y equipo</b>	
Redes de distribución y de aire	25
Redes de recolección de agua	30
Líneas y cables de transmisión	40
<b>Maquinaria y equipo</b>	
Construcción, maquinaria industrial, música, recreación y equipamiento deportivo	7
Herramientas y accesorios	7
Equipos de las estaciones de bombeo	7
Equipos de los centros de control, maquinaria, equipos de dragado y limpieza	5
Equipos del centro de control	15
Equipos de asistencia audiovisual	10
<b>Equipo médico y científico</b>	
Equipos de investigación	1
Equipos de laboratorio, equipo médico y científico	7
<b>Muebles, mezclas y equipo de oficina</b>	7
<b>Equipos de comunicación y computadores</b>	5
<b>Satélites y antenas</b>	10
<b>Equipos de transporte, tracción y aumento</b>	5
<b>Equipos de comedor, cocina, comida y de hotelería</b>	7

## 9 Gastos pagados por anticipado

Costos y gastos que se pagan con antelación a recibir el bien o el servicio requerido. Se amortizan durante el período en que se reciben los servicios o se causen los costos o gastos.

Los gastos correspondientes a seguros se cargan a la cuenta de gastos pagados por anticipado con abono a la cuenta por pagar y se amortizan de acuerdo con la vigencia de las pólizas o cobertura de los servicios. Los más frecuentes son arrendamientos, seguros de incendio, rotura de maquinaria, corriente débil y responsabilidad civil.

## 10 Cargos diferidos

Incluye las erogaciones por concepto del suministro de bienes o prestación de servicios recibidos que, con razonable certeza, generarán beneficios económicos y sociales en el futuro.

La amortización se reconoce según el método de línea recta sobre la vida útil estimada.

## 11 Activos intangibles

Bienes inmateriales que se adquieren o desarrollan para facilitar, mejorar o tecnificar las operaciones, que son susceptibles de valorarse en términos económicos. Periódicamente se analiza su saldo y se reconoce un costo o gasto cuando se determine que de ellos no se obtendrán beneficios futuros.

Los activos intangibles incluyen los siguientes:

- **Goodwill:** corresponde a la diferencia entre el valor histórico o precio de adquisición y el valor intrínseco de las inversiones de capital. El goodwill refleja el beneficio económico de las inversiones, que se atribuye a la reputación de su nombre, a la mano de obra especializada, a la evaluación del riesgo crediticio, a la ubicación y a las expectativas de desarrollo empresarial, entre otros factores. El goodwill se amortiza a partir de metodologías técnicas que determinan la vida estimada de la inversión.
- **Licencias de software:** las licencias de software y de operación se amortizan utilizando el método de línea recta durante un máximo de cinco años.
- **Derechos:** son tratados de la misma manera que la propiedad, planta y equipo.

Los plazos de amortización de activos intangibles son los siguientes:

<u>Concepto</u>	<u>Tiempo en años</u>
Goodwill	8.5 – 26.5
Licencias	5
Software	5
Mejoras en propiedad ajena	5

## 12 Valorizaciones

El valor de los activos poseídos al final del período se reconoce sobre bases técnicas, de acuerdo con la normatividad vigente.

- **Propiedad, planta y equipo:** se actualizan al comparar el valor en libros con el costo de reposición o el valor de realización. Se establecen por medio de avalúos técnicos que consideran, entre otros criterios, la ubicación, el estado, la capacidad productiva, la situación de mercado, el grado de negociabilidad, la obsolescencia y el deterioro.

La actualización de las propiedades, planta y equipo se hace cada tres años a partir de la última realizada.

- **Inversiones en entidades no controladas:** las valorizaciones corresponden a la diferencia entre el valor histórico y el valor intrínseco de la inversión o su precio de cotización en bolsa. Si el valor contable de la inversión es inferior al valor intrínseco, la diferencia se contabiliza como una revaluación de activos. Si es superior, la diferencia se contabiliza como provisión. Las adquisiciones por debajo del valor intrínseco generan ajuste por revaluación hasta la concurrencia con éste.

## 13 Obligaciones financieras

Corresponden a los actos o contratos que, de conformidad con las disposiciones legales sobre crédito público, tienen por objeto dotar a EPM y sus filiales de recursos, bienes o servicios, con plazo para su pago.

Incluyen:

- **Empréstitos:** se reconocen por el valor del desembolso.
- **Emisión y colocación de bonos, títulos de deuda pública:** se reconocen por su valor nominal.
- **Los instrumentos derivados con fines de cobertura:** representan el valor de las operaciones financieras que se pactan con el objeto de gestionar el riesgo de los pasivos y pueden efectuarse para comprar o vender activos, tales como divisas, títulos valores o futuros financieros sobre tasas de cambio, tasas de interés, índices bursátiles o cualquier otro subyacente pactado, los cuales se liquidan en fecha futura acordada.

Se reconocen por el valor pactado en el contrato. Si se pactan en monedas diferentes al

peso colombiano, se reconocen a la Tasa Representativa de Mercado (TRM) de la fecha de la transacción. Mensualmente se reexpresan con la TRM de fin de mes. El mayor o menor valor obtenido como resultado de la reexpresión, se reconoce en el periodo en cuentas de resultados.

#### 14 Cuentas por pagar

Incluye los derechos de pago a favor de terceros originados en la prestación de servicios recibidos o la compra de bienes, uso de activos de propiedad de terceros y demás obligaciones contraídas a favor de terceros. Estas obligaciones se reconocen en el momento en que el servicio o bien haya sido recibido a satisfacción y de acuerdo con el valor pactado.

#### 15 Impuestos

La estructura fiscal en Colombia, el marco regulatorio y la pluralidad de operaciones que desarrolla el Grupo EPM, hacen que la empresa sea sujeto pasivo de impuestos, tasas y contribuciones del orden nacional y territorial

La siguiente es una síntesis de los tributos más relevantes para la empresa:

- **Impuesto sobre la renta:** EPM y sus filiales son contribuyentes del régimen ordinario del impuesto sobre la renta. En 2010 y 2009 se aplicó la tarifa general del 33%.
- **Impuesto al Patrimonio:** la Ley 1111 de 2006 estableció este impuesto, por los años 2007, 2008, 2009 y 2010. El impuesto se liquidó sobre el patrimonio líquido fiscal a enero 1 de 2007 a la tarifa del 1.2%; se excluye del impuesto, entre otros, el valor patrimonial neto de las inversiones en sociedades nacionales.
- **Precios de transferencia:** a partir del año 2004 los contribuyentes del impuesto sobre la renta que celebren operaciones con vinculados económicos o partes relacionadas del exterior, deberán cumplir con todas las obligaciones inherentes a precios de transferencia, de acuerdo con el monto de las operaciones que se realicen con los vinculados económicos.
- **Impuesto sobre las ventas:** el Grupo EPM es responsable del régimen común de este impuesto, el cual se genera por la venta de bienes y servicios gravados, así como por los ingresos exentos que obtiene producto de las exportaciones de servicios. Los servicios de energía, acueducto, alcantarillado y gas domiciliario se encuentran excluidos del impuesto.
- **Otros impuestos:** el Grupo EPM es contribuyente y agente retenedor de los impuestos de timbre nacional, industria y comercio y avisos y tableros.

#### 16 Impuestos diferidos

De acuerdo con la CGN los impuestos diferidos son reconocidos sobre las diferencias temporales provenientes de la declaración de renta.

En general los pasivos por impuestos diferidos surgen cuando la deducción impositiva es más temprana que el gasto para efectos contables, o cuando los ingresos devengados no se gravan hasta que se reciben. Ejemplos de estas situaciones incluyen:

- La depreciación fiscal acelerada en relación con la depreciación contable.
- Los métodos de amortización que difieren de la amortización contable.

Los activos por impuestos diferidos generalmente surgen cuando la deducción impositiva es más tardía que el gasto para efectos contables. Ejemplos de estas situaciones incluyen:

- La empresa puede acumular un gasto contable en relación con una provisión como deudas incobrables, pero la deducción fiscal no se obtiene hasta tanto no se utilice la provisión.
- Ajustes por inflación sobre los activos no monetarios depreciables y amortizables, las provisiones para pasivos estimados, y los pagos a los fondos de pensiones, beneficios de salud y educación, entre otros.
- Según el Concepto N° 20061-57086 de la CGN del 31 de enero de 2006, cada empresa tiene autonomía en la definición de sus principios de contabilidad con respecto a los impuestos diferidos. En consecuencia, la matriz y sus filiales han considerado como diferencia temporal generadora de impuesto diferido, los ajustes por inflación reconocidos únicamente para efectos fiscales de los activos fijos depreciables, toda vez que generan un mayor impuesto sobre la renta por corrección monetaria, el cual será posteriormente recuperado cuando los activos fijos se deprecien fiscalmente durante los próximos años.

### **17 Obligaciones laborales y de seguridad social**

Se ajustan al cierre del ejercicio con base en lo dispuesto por las normas legales y las convenciones laborales vigentes. Incluyen lo adeudado por salarios, prestaciones sociales y pensiones de jubilación.

### **18 Pasivo pensional**

Su cálculo tiene como base jurídica las normas legales vigentes sobre pensiones. Para efectos de la evaluación actuarial se siguieron los parámetros establecidos en el Decreto No.2783 del 20 de diciembre de 2001 del Gobierno Nacional. Para las entidades no sometidas al control y vigilancia de la Superintendencia Financiera de Colombia, contempla incrementos futuros de salario y pensiones para cada año.

La tasa de reajuste pensional en el año 2010 fue 4.51%, (2009 fue 6.48%) de acuerdo con el numeral 1, artículo 1°, del Decreto 2783 mencionado. Los bonos pensionales se actualizaron y capitalizaron según el Decreto 1748 del 12 de octubre de 1995. Se tomaron como base los valores ya conocidos de los bonos en la fecha de corte, luego de deducir los pagados durante el año.

En la metodología del cálculo se incluyeron las mesadas adicionales de junio y diciembre de cada año, así como el valor actual del auxilio funerario en el grupo de jubilados totalmente por EPM, en cumplimiento del literal b), Artículo 2° del Decreto No. 1517 del 4 de agosto de 1998.

En cumplimiento de la Resolución 356 del 5 de septiembre de 2007, emitida por el Contador General de la Nación, por la cual se adoptó el Manual de Procedimientos del Régimen de Contabilidad Pública, los pagos por pensiones se registraron afectando la cuenta del pasivo para las compañías que tenían amortizado el 100% del calculo actuarial.

### **19 Pasivos estimados**

Son reconocidos cuando se reúnen las siguientes condiciones:

- El Grupo EPM ha obtenido un beneficio del bien o servicio (aunque no se ha recibido la factura por parte del proveedor para ser reconocido como real).
- Acorde con lo estipulado en la ley, el Grupo EPM está obligado a efectuar pagos o a desprenderse de recursos en un futuro, para atender acreencias, en una fecha establecida por las partes.
- El valor de los recursos a entregar o del pago se puede estimar razonablemente y muy cerca de su valor real, debido a que existe un acuerdo de precios previo con el proveedor o acreedor.

Principales pasivos estimados:

- Provisión de impuestos
- Beneficios complementarios
- Pasivos pensionales

## 20 Patrimonio

Lo constituyen las cuentas que representan el capital fiscal, las reservas, las utilidades de ejercicios anteriores, el resultado del ejercicio, los superávits y la revalorización del patrimonio.

**Capital:** el capital de EPM es de propiedad exclusiva del Municipio de Medellín.

**Reservas:** en cumplimiento de las disposiciones tributarias contenidas en los artículos 130 (reserva del 70% por el exceso de la depreciación fiscal sobre la contable) y 211 del Estatuto Tributario, se han constituido las reservas requeridas a fin de gozar del tratamiento tributario especial y obtener una racionalización en el pago del impuesto de renta y complementarios.

**Utilidades retenidas:** corresponden a los ingresos netos generados durante el año y en años anteriores, sin un destino específico.

**Superávit por donaciones:** en esta cuenta se registran los activos entregados por los constructores y los municipios a las empresas del Grupo en calidad de donación. Estos activos se refieren a conexiones de acometidas de los usuarios.

**Revalorización del patrimonio:** en esta cuenta se registra los ajustes por inflación sobre las cuentas de patrimonio desde 1992 hasta 2000 (con excepción del superávit por revalorización de activos). De conformidad con la legislación vigente, este saldo no se puede distribuir hasta que cada compañía se liquide o se capitalice.

## 21 Cuentas de orden

Las cuentas de orden deudoras y acreedoras representan la estimación de hechos o circunstancias que pueden afectar la situación financiera, económica, social y ambiental de la entidad contable pública, así como el valor de los bienes, derechos y obligaciones que requieren ser controlados. También incluye el valor originado en las diferencias presentadas entre la información contable pública y la utilizada para propósitos tributarios.

## 22 Ingresos brutos

Los ingresos brutos corresponden básicamente al desarrollo de la actividad principal del Grupo EPM que es la prestación de los servicios de energía, telecomunicaciones y agua. Los descuentos se registran como una reducción de los ingresos.

## 23 Costos de ventas

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Resolución 33635 de 2005, reglamentó el sistema unificado de costos y gastos para empresas del sector de servicios públicos domiciliarios. De esta manera, el Grupo EPM implementó el sistema unificado de costos y gastos con la metodología de costos basada en actividades, mediante la cual se asignan los costos a un producto o servicio por medio de la medición de las actividades involucradas en cada uno de los procesos.

## 24 Gastos de administración



Corresponden a los gastos incurridos en las actividades normales de operación que no tienen relación directa con la actividad principal. Estas actividades sirven de apoyo para el cumplimiento del objeto social.

## **25 Contingencias**

Corresponden a estimaciones por la existencia de ciertas condiciones, situaciones o conjunto de circunstancias que generan incertidumbre sobre posibles pérdidas, cuyo resultado final sólo se conocerá cuando uno o más eventos se produzcan o dejen de ocurrir. Tal es el caso de los procesos judiciales y en vía gubernativa en curso, ante distintas jurisdicciones (Consejo de Estado, Tribunal Administrativo de Antioquia, Juzgados Administrativos, Juzgados Civiles Municipales, entre otros), en los cuales el Grupo EPM actúa como demandante o como demandado.

Las expectativas sobre el resultado de estas actuaciones judiciales pueden ser probables, eventuales y remotas. Para las demandas en contra del Grupo Empresarial EPM que se consideran probables, previa evaluación del área Jurídica, se constituye provisión. Para las demandas calificadas como eventuales o remotas, se hace un registro en cuentas de orden.

Las demandas interpuestas por el Grupo EPM y consideradas probables, son registradas en cuentas de orden como un derecho contingente.

## **26 Utilización de las estimaciones**

La preparación de los estados financieros consolidados de acuerdo con principios contables emitidos por la CGN requiere que la Gerencia realice estimaciones y asunciones que pudieran diferir del valor de mercado en una fecha determinada, para sus activos, pasivos y resultado de actividades.

## **27 Concepto de materialidad**

El reconocimiento y revelación de los hechos económicos se hace de acuerdo con su importancia relativa. Un hecho económico es material cuando por su naturaleza o cuantía, su conocimiento o desconocimiento, teniendo en cuenta las circunstancias, puede alterar significativamente las decisiones económicas de los usuarios de la información. Al preparar los estados financieros consolidados se desagregan las cuentas requeridas por la normatividad vigente y aquellas que representan el 5% o más del total de activos, activos corrientes, total pasivos, pasivos corrientes, capital de trabajo, patrimonio y resultados de operación, según corresponda. Adicionalmente, valores menores al 5% son desagregados cuando se considera necesario para contribuir a una mejor interpretación de los estados financieros.

## **28 Reclasificaciones a los estados financieros consolidados de 2010**

Algunas reclasificaciones han sido incluidas en los estados financieros de 2010 con el fin de cumplir con disposiciones de la CGN y facilitar su comparación con los estados financieros de 2011.

## **29 Normas Internacionales de Información Financiera "NIIF"**

EPM continuó en su proyecto de adopción plena de las Normas Internacionales de Información Financiera, NIIF, con alcance al Grupo Empresarial EPM, con el fin de elaborar los estados financieros bajo estos estándares.

Con la participación de la firma Ernst & Young Audit Ltda y el equipo conformado por funcionarios de diferentes áreas de EPM y sus filiales, se llevó a cabo la fase del Proyecto NIIF enfocada al diagnóstico, medición de impactos y definición de la estrategia de implantación para la adopción, con el fin de tener una visión general de los posibles efectos de las NIIF en los negocios, los procesos, los sistemas de información (tecnología de información) y la regulación aplicable a las empresas del Grupo EPM, entre otros.

Para las empresas del Grupo EPM, los principales productos obtenidos en esta etapa fueron:

- \* Determinación de los impactos preliminares a nivel conceptual, tanto financieros como de tecnología de información.
- \* Informe preliminar con recomendaciones al Sistema de Control Interno Contable.
- \* Propuesta de las prácticas contables bajo NIIF.
- \* Definición preliminar de segmentos de negocio según criterios NIIF.
- \* Informe global de revelaciones o notas a los estados financieros.
- \* Elaboración de estrategia y plan de trabajo preliminar para la implantación de NIIF.

Estos productos servirán de base para emprender las siguientes fases del Proyecto NIIF: Implantación y Estabilización.

## **Nota 5. Efectos y cambios significativos en la información contable**

### **Impuesto al patrimonio**

La Ley 1370 de 2009 estableció nuevamente el impuesto al patrimonio a partir del periodo gravable 2011 a una tarifa del 4.8%. A diferencia de la anterior norma, obliga a causar la totalidad del impuesto en el 2011, dando la posibilidad de llevarlo directamente al gasto o contra la cuenta de revalorización del patrimonio. Sin embargo, el pago se realizará en 8 cuotas iguales durante los años 2011, 2012, 2013 y 2014.

EPM analizó los impactos financieros, la afectación de los excedentes a distribuir al Municipio de Medellín y la posición contable de las empresas del sector de servicios públicos, entre otros. De este modo, EPM presentó a la Junta Directiva (reunida el 7 de diciembre de 2010) el resultado de este análisis y solicitó autorización para que a partir del año 2011 se contabilice el impuesto al patrimonio contra la revalorización del patrimonio. La Junta Directiva aprobó dicha solicitud.

## **Nota 6. Cambios en moneda extranjera**

La moneda funcional de EPM y filiales en Colombia es el peso colombiano. Las operaciones realizadas en Panamá por: HET, PDG, ENSA, En bermudas por: EPPM RE LTD, en España por: OCL, En USA por: CTC, en Caimán por: AEI El Salvador Holdings Ltd, PPLG El Salvador II, en El Salvador por: Distribuidora de Electricidad del Sur (DELSUR), Electricidad de Centroamérica Ltda. de C.V., e Innova Tecnología y Negocios S. A. de C.V. en Guatemala por: Distribución Eléctrica Centroamericana DOS (II) S.A., Empresa Eléctrica de Guatemala S. A. "EEGSA", Inversiones Eléctricas Centroamericanas S. A. "INVELCA", Almacenaje y Manejo de Materiales Eléctricos S. A. "AMESA", Inmobiliaria y Desarrolladora Empresarial de América S. A. "IDEAMSA", Comercializadora Eléctrica de Guatemala S. A. "COMEGSA", Transportista Eléctrica Centroamericana S. A. "TRELEC", Enérgica S. A. "ENÉRGICA", Credieegsa S.A., Gestión de Empresas Eléctricas S. A. "GESA", Generadores Hidroeléctricos S. A. "Genhidro", Hidronorte S. A. y Mano de Obra S. A. "MOSA" se consideran como denominadas en "moneda diferente al peso" y se registran a los tipos de cambio de cierre para los activos y pasivos, a las tasas de cambio promedio del período para las cuentas de resultados y a las tasas de cambio históricas para las cuentas de patrimonio.

Durante el período, las diferencias entre el tipo de cambio histórico contabilizado y el vigente a la fecha de cobro o de pago se registran como ganancia o pérdida por diferencia en cambio y se presentan en el "resultado financiero neto" en el estado de resultados.

Los saldos en bancos, inversiones, cuentas por cobrar, obligaciones financieras y cuentas por pagar en moneda extranjera, se expresaron en pesos colombianos con base en la Tasa de

Cambio Representativa del Mercado -TRM- certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia.

**Tasas de cierre utilizadas para la conversión de divisas en los estados financieros consolidados**

Moneda	Tipo de Divisa	Septiembre 2011	Diciembre 2010
Dólar de Estados Unidos	USD	1,915.10	1,913.98
Libra esterlina	GBP	2,982.96	2,996.62
Yen japonés	JPY	24.84	23.60
Euro	EUR	2,569.11	2,567.70
Quetzal	GTQ	7.87	8.01

El efecto de la diferencia en cambio acumulada en resultados a septiembre de cada año es el siguiente:

	2011	2010
<b><u>Ingresos no operacionales por diferencia en cambio</u></b>		
Efectivo	27,033	262
Adquisición de bienes y servicios	26,088	23,861
Deudores	25,514	3,892
Operaciones de crédito público externas	12,811	235,401
Otros ajustes por diferencia en cambio	8,879	3,399
Inversiones	418	54
	<b>100,744</b>	<b>266,870</b>
<b><u>Gastos no operacionales por diferencia en cambio</u></b>		
Adquisición de bienes y servicios	28,851	3,570
Deudores	23,877	19,368
Operaciones de crédito público externas	7,051	19,926
Otros ajustes por diferencia en cambio	5,546	13,163
Inversiones	3,208	73,133
Efectivo	1,242	3,689
	<b>69,774</b>	<b>132,849</b>

**Nota 7. Efectivo y equivalentes de efectivo**

Al 30 de septiembre y 31 de diciembre, respectivamente, el efectivo y equivalentes de efectivo presentaron los siguientes saldos:

	2011	2010
Bancos	802,068	1,049,423
Fondos restringidos (1)	27,733	40,210
Administración de liquidez (2)	14,018	5,204
Efectivo	6,135	1,704
	<b>849,954</b>	<b>1,096,541</b>

(1) Los fondos restringidos en convenios interadministrativos son los siguientes:

Acuerdos	2011	2010
Antioquia iluminada (*)	9,339	6,279
Otros	7,742	4,276
Administración delegada No.480000436/440 Municipio Medellín	6,298	20,258
Recursos para infraestructura de agua potable y saneamiento básico (**)	4,354	9,397
	<b>27,733</b>	<b>40,210</b>

(\*) Corresponde a recursos recibidos en administración por convenios para apoyo financiero en la ejecución de proyectos de inversión en infraestructura de los sistemas de acueducto y alcantarillado de Urabá. Dichos recursos se encuentran depositados y controlados en cuentas individuales del IDEA.

(\*\*) Tiene como objetivo llevar el servicio de energía eléctrica a 42,000 viviendas rurales en los municipios que comprenden el departamento de Antioquia, en un periodo de tres años a partir de 2009. Durante el año 2010 se llevó el servicio a 17,692 viviendas, para un total a diciembre de 2010 de 29,017 viviendas.

(2) Corresponde a fondos en moneda extranjera exigibles a la vista en operaciones overnight que generaran para EPM rendimientos financieros.

## Nota 8. Inversiones temporales

Al 30 de septiembre y 31 de diciembre, respectivamente, las inversiones temporales presentaron los siguientes saldos:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Administración de liquidez en títulos de deuda	1,707,847	1,327,090
Administración de liquidez en títulos participativos	182,828	180,883
Con fines de política en títulos de deuda	4,790	4,921
	<u><b>1,895,465</b></u>	<u><b>1,512,894</b></u>

El detalle de las inversiones temporales fue el siguiente:

	<u>Rendimiento</u> <u>promedio 2011</u>	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Títulos de tesorería – TES (1)	5.83%	902,840	891,341
Certificados de depósito a término (2)	5.36%	542,778	394,537
Derechos en fondos de valores y fiducias de inversión (3)	3.06%	177,195	172,480
Bonos y títulos emitidos por las entidades financieras (4)	2,08% en USD	163,454	989
Bonos y títulos emitidos por el gobierno general (5)	3,90% en USD	58,005	44
Bonos y títulos emitidos por el sector privado		40,769	40,120
Otras inversiones en títulos participativos		5,634	8,403
Bonos y títulos emitidos por el sector privado		4,790	4,921
Otras inversiones en títulos de deuda		-	60
		<u><b>1,895,465</b></u>	<u><b>1,512,894</b></u>

- (1) Títulos de Tesorería (TES). Títulos de deuda pública interna emitidos por el Gobierno Nacional y administrados por el Banco de la República.
- (2) Instrumentos financieros de captación de ahorro cuya tasa de interés está determinada por el monto, el plazo y las condiciones de mercado en el momento de la constitución.
- (3) Inversiones a corto plazo efectuadas con dineros propios en carteras colectivas. Se tratan como una cuenta corriente y son inversiones que se realizan para obtener un rendimiento de los excedentes de efectivo.
- (4) Inversiones en depósitos a plazo (time deposit), celebradas con instituciones financieras internacionales con calificación mínima de A+ para el largo plazo y A1+ para el corto plazo, y sucursales en el exterior de establecimientos bancarios vigilados por la Superintendencia Financiera de Colombia con la máxima calificación vigente.
- (5) Bonos Yankees, títulos emitidos en dólares por el Gobierno Nacional, expresados en pesos colombianos a la TRM y Treasury Bills, títulos emitidos por el Tesoro Americano con vencimiento menor a un año.

**Nota 9. Deudores, neto**

Al 30 de septiembre y 31 de diciembre, respectivamente, las cuentas por cobrar presentaron los siguientes saldos:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Servicios públicos (1)	2,251,120	1,714,485
Otros deudores (2)	707,300	514,098
Deudas de difícil recaudo	490,118	462,880
Anticipos o saldos a favor por impuestos y contribuciones (3)	276,457	129,243
Prestación de servicios	169,616	159,177
Avances y anticipos entregados (4)	127,758	342,988
Recursos entregados en administración (5)	77,235	69,017
Venta de bienes	25,684	23,754
Depósitos entregados en garantía	3,107	3,088
	<b><u>4,128,398</u></b>	<b><u>3,418,730</u></b>
Menos: provisión para deudores (6)	<u>(617,893)</u>	<u>(548,810)</u>
	<b><u>3,510,505</u></b>	<b><u>2,869,920</u></b>
Porción corriente	2,769,461	2,045,553
Porción no corriente (7)	741,043	824,367

(1) El incremento se origina principalmente por la incorporación de las cuentas por cobrar por \$263,535 de las filiales de El Salvador y Panamá, adquiridas en febrero de 2011, en los estados financieros consolidados a septiembre de 2011.

Adicionalmente las cuentas por cobrar por servicios públicos de energía crecen en EPM \$183,688, como consecuencia de la baja facturación de los meses noviembre y diciembre de 2010 con respecto a los meses agosto y septiembre de 2011.

El detalle de la cuenta por tipo de servicio es el siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Energía	1,403,026	926,715
Telecomunicaciones	470,048	429,054
Gas combustible	216,517	215,420
Acueducto	90,616	78,194
Alcantarillado	70,670	64,903
Aseo	244	199
	<b><u>2,251,120</u></b>	<b><u>1,714,485</u></b>

(2) El detalle de los otros deudores es el siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Otros deudores	346,146	202,793
Créditos a empleados	112,282	111,888
Otros intereses	78,314	101,430
Esquemas de cobro	65,898	23,574
Pago por cuenta de terceros	34,037	17,489
Dividendos y participaciones por cobrar	22,651	4,505
Arrendamientos	20,146	19,626
Cuotas partes de pensiones	18,959	17,219
Enajenación de activos	5,254	4,825
Honorarios	2,299	400
Aportes de capital por cobrar	739	57
Contratos para la gestión de servicios públicos	407	489
Indemnizaciones	102	7,685
Cuentas en participación	42	42
Comisiones	24	6
Responsabilidades fiscales	-	2,072
	<u><b>707,300</b></u>	<u><b>514,098</b></u>

En septiembre de 2006 UNE EPM Telecomunicaciones unificó los saldos adeudados en lo que respecta a los préstamos que los socios en su calidad habían otorgado a Colombia Móvil S. A., a través de un pagaré a favor de UNE EPM Telecomunicaciones S. A. E.S.P. por un valor de \$201.595 y una tasa de interés de DTF más 4,15% TA. El interés generado por este instrumento negociable se acumula y será pagado junto con el capital en tres cuotas anuales iguales, comenzando en julio de 2011.

DTF: promedio de tasa de interés para depósitos a plazo fijo, fijada por la Superintendencia Financiera.

TA: Trimestral Anticipado

Los saldos adeudados a septiembre de 2011 eran por concepto de capital \$181,436 y de intereses \$67,578, montos que se registraron en la cuentas cuentas de otros deudores y otros intereses, respectivamente.

- (3) El crecimiento de la cuenta está asociado con el registro de los anticipos y retenciones de impuestos en las cuentas por cobrar, montos que a diciembre de cada año se reclasifican como menor valor del impuesto por pagar definitivo.
- (4) La disminución corresponde a la legalización del anticipo entregado al Instituto para el Desarrollo de Antioquia "IDEA" por \$289,723 en virtud del acuerdo vinculante firmado entre el IDEA y EPM, que permitirá a EPM desarrollar integralmente el proyecto Hidroituango, es decir, que financie, construya, opere, mantenga y posteriormente restituya la central hidroeléctrica a la Sociedad Hidroituango.
- (5) Incluye \$63,621 de recursos entregados a una fiducia en garantía, conforme al acuerdo económico firmado con el IDEA. Este valor está sujeto a que se obtenga para el proyecto hidroeléctrico de Ituango la zona franca o a que EPM renuncie a este proyecto.

(6) El movimiento acumulado del periodo de la provisión para cuentas de dudoso recaudo fue el siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Saldo inicial	(548,810)	(509,904)
Provisión	(63,523)	(131,706)
Combinación de negocios	(24,983)	5,489
Recuperación provisiones	9,570	39,315
Castigos de cartera	9,853	48,919
Gasto de ejercicios anteriores	-	(923)
Saldo final	<u><b>(617,893)</b></u>	<u><b>(548,810)</b></u>

El detalle del saldo de la provisión de deudores por tipo de cuenta por cobrar fue el siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Servicio de energía	(231,177)	(208,110)
Prestación de servicios	(131,944)	(104,756)
Servicio de acueducto	(83,685)	(83,368)
Servicio de telecomunicaciones	(64,750)	(53,640)
Servicio de alcantarillado	(56,094)	(55,636)
Otros deudores	(28,855)	(21,020)
Servicio de gas combustible	(19,532)	(20,908)
Venta de bienes	(1,855)	(1,373)
	<u><b>(617,893)</b></u>	<u><b>(548,810)</b></u>

(7) Los saldos asociados a deudores no corrientes fue el siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Otros deudores	352,017	455,783
Servicios públicos	290,428	281,662
Recursos entregados en administración	64,341	61,721
Prestación de servicios	17,331	14,409
Avances y anticipos entregados	14,897	8,522
Venta de bienes	1,985	2,271
Depósitos entregados en garantía	46	-
	<u><b>741,043</b></u>	<u><b>824,367</b></u>

#### Nota 10. Inventarios, neto

Al 30 de septiembre y 31 de diciembre, respectivamente, los inventarios presentaron los siguientes saldos:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Materiales para la prestación de servicios	172,864	133,206
Mercancías en existencia	11,642	11,162
En poder de terceros	3,491	4,209
En tránsito	2,222	3,990
Productos en proceso	336	18
	<u><b>190,555</b></u>	<u><b>152,585</b></u>
Menos: Provisión para protección de inventarios (1)	(6,783)	(4,392)
	<u><b>183,771</b></u>	<u><b>148,193</b></u>



(1) Durante el año, el movimiento de la provisión para protección de inventarios fue el siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Saldo inicial	(4,392)	(3,092)
Combinación de negocios	(2,782)	-
Gasto provisión	(936)	(4,535)
Recuperación de provisiones	15	947
Ejercicios anteriores	426	-
Retiro de inventarios	(170)	-
Utilización de provisiones	1,056	2,288
Saldo final	<u><b>(6,783)</b></u>	<u><b>(4,392)</b></u>

#### Nota 11. Gastos pagados por anticipado

Al 30 de septiembre y 31 de diciembre, respectivamente, los gastos pagados por anticipado presentaron el siguiente saldo:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Bienes y servicios pagados por anticipado	<u>194,782</u>	<u>212,485</u>
Porción corriente	34,349	32,837
Porción no corriente (2)	160,433	179,648

El detalle de los gastos pagados por anticipado es el siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Otros bienes y servicios pagados por anticipado (1)	109,719	118,693
Arrendamientos	47,145	50,867
Seguros	32,849	41,122
Mantenimiento	3,898	1,749
Bienes y servicios	528	1
Honorarios	437	8
Contribuciones efectivas	153	-
Impresos, publicaciones, suscripciones y afiliaciones	53	45
	<u><b>194,782</b></u>	<u><b>212,485</b></u>

(1) Incluye \$97,205 (2010 - \$ 100,537) correspondiente al arriendo de capacidad nueva para transmisión de información e interconexión con los proveedores Sprint, Promigas Telecomunicaciones S. A., Unión Fenosa y Colombia Telecomunicaciones, los cuales tienen una vida útil de máxima de 15 años.

(2) La composición de los gastos pagados por anticipado no corrientes fue la siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Otros Bienes y servicios pagados por anticipado	106,672	116,967
Arrendamientos	46,643	50,807
Mantenimiento	3,547	1,554
Seguros	3,409	10,301
Contribuciones efectivas	153	-
Impresos, publicaciones, suscripciones y afiliaciones	9	18
Bienes y servicios	-	1
	<u><b>160,433</b></u>	<u><b>179,648</b></u>

## Nota 12. Inversiones a largo plazo, neto

Al 30 de septiembre y 31 de diciembre, respectivamente, las inversiones de largo plazo presentaron los siguientes saldos:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Inversiones patrimoniales en entidades no controladas (1)	604,362	666,257
Inversiones administración de liquidez en títulos participativos	7,368	61,347
Depósitos en instituciones financieras	2,767	-
Inversiones patrimoniales en entidades en liquidación	1,049	1,049
Inversiones patrimoniales en entidades controladas	102	47,018
	<b>615,648</b>	<b>775,671</b>
Menos: Provisión para protección de inversiones (2)	<u>(101,341)</u>	<u>(101,075)</u>
	<b>514,307</b>	<b>674,596</b>

(1) Las inversiones en entidades no controladas al 30 de septiembre y 31 de diciembre, respectivamente, presentaron los siguientes saldos:

Entidad	Porcentaje	2011				
		Costo Ajustado	Provisión	Valorización	Neto	Dividendos
Isagen S. A. E.S.P.	14.14%	194,312	-	592,069	786,381	10,665
ISA S.A. E.S.P.	10.17%	187,035	-	1,123,314	1,310,349	9,684
Colombia Móvil S. A. E.S.P.	25.00%	115,820	-	(44,899)	70,921	-
Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P.	46.47%	28,111	-	5,950	34,061	1,625
Gestión Energética S. A. E.S.P.	0.38%	12,700	(12,013)	-	687	-
Transoriente S.A	6.73%	8,633	-	2,560	11,193	-
Gasoriente S.A. ESP Reforestadora	10.00%	7,651	-	11,456	19,107	-
Internacional de Ant	8.15%	5,076	(511)	-	4,565	-
Otros		45,024	(88,817)	48,550	4,756	26
		<u>604,362</u>	<u>(101,341)</u>	<u>1,739,000</u>	<u>2,242,020</u>	<u>22,000</u>

  

Entidad	Porcentaje	2010				
		Costo Ajustado	Provisión	Valorización	Neto	Dividendos
Isagen S. A. E.S.P.	12.95%	191,214	-	726,482	917,696	19,772
ISA S.A. E.S.P.	10.17%	187,035	-	1,394,845	1,581,880	18,017
Colombia Móvil S. A. E.S.P.	24.99%	152,063	(83,259)	-	68,804	-
Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P.	46.32%	137,014	-	-	137,014	-
Gestión Energética S. A. E.S.P.	0.25%	12,686	(12,229)	-	457	-
Transoriente S.A	20.00%	8,633	-	8,159	16,792	-
Gasoriente S.A. ESP	10.00%	7,661	-	12,751	20,412	-
Otros		16,969	(5,587)	10,752	22,134	162
		<u>713,275</u>	<u>(101,075)</u>	<u>2,152,989</u>	<u>2,765,189</u>	<u>37,951</u>

(2) El movimiento de la provisión para protección de inversiones durante el año fue el siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Saldo inicial	(101,075)	(96,966)
Provisión	(380)	(4,578)
Provisión ejercicios anteriores	-	417
Reclasificación de provisión	114	52
Saldo final	<b><u>(101,341)</u></b>	<b><u>(101,075)</u></b>

**Nota 13. Propiedades, planta y equipo, neto.**

Comprende los bienes tangibles adquiridos, construidos o en proceso de construcción, con la intención de emplearlos de forma permanente en las actividades operativas para la producción y prestación de los servicios o como apoyo administrativo de la organización.

Al 30 de septiembre y 31 de diciembre, respectivamente, los saldos de la propiedad, planta y equipo presentaron los siguientes saldos:

		<u>2011</u>	<u>2010</u>
Construcciones en curso	1	872,519	3,410,888
Propiedad, planta y equipos			
Plantas ductos y túneles	2	7,218,484	5,238,216
Redes, líneas y cables	2	6,682,162	5,842,770
Edificaciones	2	3,333,130	2,219,454
Equipo de comunicación y cómputo	3	1,114,198	952,750
Maquinaria y equipo		617,107	533,924
Terrenos		221,426	182,114
Equipos de transporte		134,984	117,069
Muebles, enseres y equipo de oficina		127,963	118,336
Propiedad, planta y equipo no explotado		112,481	68,536
Bienes muebles en bodega		79,393	81,503
Maquinaria, planta y equipo en montaje		53,137	124,303
Propiedades, planta y equipo en tránsito		29,181	27,112
Equipo médico y científico		22,793	18,632
Propiedades, planta y equipo en mantenimiento		9,008	10,090
Equipos de comedor y cocina		1,381	1,236
Provisión protección propiedad, planta y equipo	4	(71,360)	(71,028)
Subtotal propiedades, planta y equipos		<u>19,685,468</u>	<u>15,465,017</u>
Depreciación acumulada	5	(9,482,344)	(8,708,655)
Depreciación diferida	6	1,975,414	1,868,339
Subtotal depreciación		<u>(7,506,930)</u>	<u>(6,840,315)</u>
Total propiedades, planta y equipo, neto		<u>13,051,056</u>	<u>12,035,590</u>

- (1) **Construcciones en curso.** Representa el valor de los costos y demás cargos incurridos para la expansión y sostenibilidad de la infraestructura para atender los servicios ofrecidos mediante la construcción, ampliación, modernización, rehabilitación o reposición de redes, plantas, equipos, entre otros, hasta cuando estén en condiciones de ser utilizados en desarrollo de la operación.

Las inversiones en infraestructura destinadas a la expansión y reposición de redes de transmisión y distribución en diferentes niveles de tensión, están dirigidas a la construcción de redes de uso general y obras civiles, incluyen ingeniería, consultoría y equipos para subestaciones. Comprenden, además, la expansión de luminarias, postes y redes para el alumbrado público.

Las relacionadas con la expansión están orientadas a cubrir las necesidades por crecimiento de la demanda de energía, atender las obras para confiabilidad del sistema y la instalación de equipos de redes para cumplir con la normatividad asociada a la regulación del país.

En reposición se desarrollaron obras para dar cumplimiento de distancias de seguridad, en atención a los requerimientos regulatorios, el mejoramiento del nivel de calidad de servicio, el blindaje de las redes para disminuir conexiones fraudulentas y en el cambio de elementos que presentan alto nivel de deterioro.

A septiembre 30 de 2011 presenta una disminución del 74.42% con respecto a diciembre de 2010, explicado principalmente por la entrada en operación comercial

del Proyecto Hidroeléctrico Porce III por valor de \$3,133,132 millones; el valor restante corresponde a la ejecución de obras de modernización de subestaciones de energía, así como a la expansión y reposición de redes de transmisión y distribución de energía y el desarrollo de los planes de infraestructura de acueducto y saneamiento del río Medellín.

Del total de las construcciones en curso, a septiembre se trasladaron a operación comercial en Generación Energía proyectos de inversión por valor de \$3,391,636 millones con cargos a la infraestructura operativa de la Compañía, de los cuales el 95.76% provienen de cargos de EPM matriz del proyecto hidroeléctrico Porce III, con cargos a la infraestructura operativa en las cuentas de edificaciones, campamentos, presas, plantas, ductos y túneles, redes, líneas y cables, maquinaria y equipo, entre otros.

En transmisión, distribución energía se destaca la capitalización de tramos de circuitos, redes primarias y secundarias de energía, transformadores de potencia, equipos de protección y maniobra para la expansión de la infraestructura operativa del negocio, expansión de luminarias, postes y redes para el alumbrado público y activos de subestaciones de energía.

En Aguas se trasladó a operación comercial proyectos de expansión y reposición de redes, conducción y distribución. Adicionalmente, tanques de almacenamiento.

Al 30 de septiembre, las construcciones en curso lo componen los siguientes proyectos de inversión más representativos:

- (1.1) **Proyecto Porce III:** Está localizado en el departamento de Antioquia en la margen occidental de la cordillera central, en jurisdicción de los municipios de Amalfi, Guadalupe, Gómez Plata y Anorí, a 147 km al noroeste de la ciudad de Medellín.

En cumplimiento con el cronograma de obras y con los compromisos pactados con el Gobierno Nacional durante el año 2011 han entrado las siguientes unidades en operación comercial así:

Unidad número 4: Enero 11 de 2011  
 Unidad número 3: Mayo 2 de 2011  
 Unidad número 2: Junio 10 de 2011  
 Unidad número 1: Septiembre 2 de 2011

Con una capacidad de 660 megavatios que le aportará al país a través del sistema interconectado nacional.

En la subasta de 2008, la energía firme asignada -ENFICC- al proyecto Porce III fue de 3,363 GWh/año, a partir de diciembre de 2011 y por un tiempo de 20 años.

En sus principales obras físicas terminadas se destaca: vías de acceso, puentes especiales, campamentos, la desviación del río, el túnel de conducción, obras civiles principales de la presa y obras subterráneas, la casa de máquinas, la caverna de transformadores, la descarga y restitución y la conexión al STN con un avance del 100%. La presa y vertedero presentan un avance del 98.68%. Los equipos mecánicos y equipos eléctricos de casa de máquinas con una ejecución del 100%. Actualmente se están ejecutando obras asociadas a la estructura del canal izquierdo del vertedero.

- (1.2) **Proyecto Hidroeléctrico Ituango:** Con una capacidad instalada de 2.400 MW, localizado al norte del departamento de Antioquia, a 171 Km de la ciudad de Medellín, entre el municipio de Santafé de Antioquia, al sur, y el río Ituango, al norte. El área de influencia indirecta comprende 12 municipios del Departamento de Antioquia. Las principales características del proyecto se resumen así:

Potencia nominal de la central (MW)	2.400
Unidades de generación	8 x 300
Turbinas	8 Francis
Salto neto de diseño (m)	197.6
Caudal de diseño (m <sup>3</sup> /s)	1.350
Caudal por unidad (m <sup>3</sup> /s)	168.8
Volumen embalse máximo (millones de m <sup>3</sup> )	2.720
Área inundada con nivel máximo (ha)	3.800
Longitud embalse (km)	75
Nivel del embalse máximo normal (msnm)	420
Presa tipo (enrocado con núcleo de tierra)	ECRD
Presa altura (m)	225
Presa volumen (millones de m <sup>3</sup> )	20
Energía media anual (GWh)	14.060
Energía firme anual (GWh)	9.200
Factor de planta promedio	0.67

La entrada en operación comercial de la primera etapa se tiene programada para las siguientes fechas: Las dos primeras unidades en el segundo semestre del año 2018, las dos restantes en el primer semestre del año 2019.

En la segunda etapa se tiene programada la entrada en operación comercial de la quinta y sexta unidad en el segundo semestre del año 2021, las dos últimas unidades en el primer semestre del año 2022.

- (1.3) **Expansión, transmisión y distribución de energía:** A septiembre de 2011, se destaca la construcción de redes de uso general para atender el ingreso de nuevos clientes y para la reposición de tramos de redes en diferentes áreas geográficas.

Por otro lado, se realizaron actividades de modernización de subestaciones de energía con el fin de mejorar la calidad del servicio para los clientes y ejecución de obras para atender requerimientos por confiabilidad, calidad, vida útil, mejora de la capacidad operativa y seguridad en zonas de influencia de las subestaciones de energía.

En electrificación rural se desarrollaron obras para la extensión de redes necesarias para llevar energía eléctrica a las viviendas en las áreas rurales que no cuentan con el servicio de energía.

Se resalta la construcción de la línea y subestación para el proyecto hidroeléctrico EPM Ituango, en el cual se tienen negociados el 77% de las servidumbres del proyecto y se avanza en su legalización; adicionalmente, el inicio de los diseños de los servicios auxiliares y de los diagramas de control y protección de la bahía del transformador; se recibieron los equipos del sistema de automatización.

- (1.4) **Aguas:** se ejecutaron obras del Plan de Acueducto en distribución primaria y secundaria, reposición de pequeños tramos, reposición del acueducto en algunos sectores, adecuación e instalación de macromedidores a las salidas de los tanques y plantas, construcción y modernización de tanques de almacenamiento y expansión y reposición de redes de acueducto.

Para el tratamiento de aguas residuales se ejecutaron contratos para consultoría para la modernización de tratamiento preliminar y otros procesos en plantas de tratamiento, adicionalmente, se adelantaron obras para la modernización bombeo, adecuación sistemas eléctricos y automatización de Plantas.

En captación y potabilización se adelantaron obras de reposición del sistema de sedimentación de plantas, modernización del sistema de lodos en plantas de tratamiento del agua y equipos de bombeos.

- (2) Las plantas ductos y túneles, redes, líneas y cables y las edificaciones son componentes de la infraestructura operativa de los negocios de Generación, Transmisión y Distribución, Gas Natural, Acueducto, Saneamiento Aguas Residuales y Telecomunicaciones.

A septiembre de 2011 su principal variación con respecto al saldo a diciembre de 2010 se refleja en un incremento del 37.8% en el rubro de plantas, ductos y túneles, 14.37% en redes, líneas y cables y 50.18% en el grupo de edificaciones.

El mayor incremento corresponde al Grupo Estratégico de Negocios "GEN" Energía por la capitalización del proyecto hidroeléctrico Porce III, con cargos por valor de \$2,131,887 millones en plantas, ductos y túneles, \$13,034 millones en redes, líneas y cables y \$909,419 millones en edificaciones, relacionados con túnel descarga de fondo, obras de desviación, presa, vertedero, túneles de conducción, caverna de casa de máquinas, turbinas, generadores, transformadores de potencia, equipos auxiliares mecánicos y eléctricos de casa de máquinas, equipos de subestación, línea de transmisión de 44 KV, vía sustitutiva, entre otros.

En Aguas se incrementó la infraestructura operativa por cargos provenientes capitalización de construcciones en curso en la que se afectaron los grupos de activos de colectores, interceptores, conducciones, redes de distribución primaria y secundaria, tanques de almacenamiento de agua, celdas electrolíticas de plantas de tratamiento de agua, entre otros.

- (3) En equipo de comunicación y cómputo presenta una variación de 16.95% durante esta vigencia debido a la capitalización de cargos provenientes del proyecto hidroeléctrico Porce III por activos de fibra óptica, microondas, multiplexores y equipos trunking por valor de \$2,955 millones.

Por otro lado, se retiraron del servicio computadores por reposición tecnológica, algunos de ellos con destinación al programa del "Computadores para Educar", mediante el cual las empresas donan sus equipos para que sean rehabilitados y puedan ser usados en instituciones de educación pública, Compañía hace parte del programa.

- (4) **Provisión protección propiedad, planta y equipo:** Conforme a lo estipulado en la regulación en materia contable que aplica en el Grupo EPM, la Compañía viene realizando la actualización del valor de las propiedades, planta y equipo mediante avalúo técnico, registrando las valorizaciones y provisiones correspondientes. A continuación se presenta el detalle de la provisión acumulada, correspondiente a activos que tenían un valor en libros superior al avalúo técnico:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Terrenos	533	533
Edificaciones	7,074	8,605
Plantas, ductos y túneles	32,735	33,972
Redes, líneas y cables	12,071	11,143
Maquinaria y equipo	4,968	4,929
Equipo médico y científico	1,148	149
Muebles, enseres y equipo de oficina	187	193
Equipos de comunicación y computación	12,600	11,460
Equipo de transporte, tracción y elevación	43	43
	<u><b>71,360</b></u>	<u><b>71,028</b></u>

El movimiento de la provisión de la propiedad, planta y equipo fue:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Saldo inicial	71,028	88,613
Gasto provisión	2,442	6,647
Combinación de negocios	4	-
Reclasificación de la provisión	-	(6,991)
Retiro de propiedad, planta y equipo	(2,114)	(17,241)
	<u><b>71,360</b></u>	<u><b>71,028</b></u>

- (5) **Depreciación:** La depreciación se calcula sobre el costo histórico bajo el método de línea recta. En términos generales se utiliza como base las vidas útiles sugeridas según el régimen contable que aplica en la Compañía y para algunos activos con base en la vida útil probable determinada por los técnicos conocedores de los activos, la cual se calcula según criterios tales como adiciones o mejoras, avances tecnológicos, políticas de mantenimiento y reparaciones, obsolescencia, exposición física de los bienes, entre otros factores.

Su detalle al 30 de septiembre y 31 de diciembre, respectivamente, es el siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Plantas, ductos y túneles	4,695,467	4,614,179
Redes, líneas y cables	2,749,680	2,213,204
Edificaciones	739,818	714,238
Equipos de comunicación y computación	682,144	585,363
Maquinaria y equipo	406,969	395,453
Equipos de transporte, tracción y elevación	100,571	83,259
Muebles, enseres y equipo de oficina	92,896	91,250
Equipo médico y científico	13,992	11,037
Equipos de comedor, cocina, despensa y hotelería	805	671
Semovientes	2	2
Subtotal depreciación acumulada	<u>9,482,344</u>	<u>8,708,655</u>
Depreciación diferida	<u>(1,975,414)</u>	<u>(1,868,339)</u>
	<u><b>7,506,930</b></u>	<u><b>6,840,316</b></u>

El movimiento acumulado durante el 2011 y 2010 se detalla a continuación:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Saldo Inicial	8,708,653	7,842,539
Depreciación Costo	458,771	580,814
Depreciación Gasto	23,195	25,095
Depreciación EDATEL	22,353	-
Combinación de negocios	370,163	231,283
Depreciación diferida, neta	107,074	200,693
Depreciación ejercicios anteriores	(15)	-
Retiros de propiedad, planta y equipo	(122,126)	(171,769)
Reclasificaciones/transferencias contables	(2,253)	-
Otros	(83,473)	-
	<u><b>9,482,344</b></u>	<u><b>8,708,655</b></u>

- (6) **Depreciación diferida:** En este rubro se refleja el valor obtenido por el exceso del gasto de depreciación fiscal sobre el contable, en razón a que la norma tributaria prevé la utilización de métodos de depreciación y vidas útiles diferentes a los utilizados contablemente, lo cual permite que fiscalmente un activo se deprecie de forma más acelerada.



El movimiento de la depreciación diferida, neta, de la propiedad, planta y equipo durante el año fue el siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Saldo inicial, neto	1,868,339	1,667,646
Incremento en el periodo	107,075	200,693
	<u><b>1,975,414</b></u>	<u><b>1,868,339</b></u>

Las valorizaciones de la propiedad, planta y equipo a 30 de septiembre y 31 de diciembre, respectivamente, presentaron los siguientes saldos:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Terrenos	1,117,244	1,116,909
Edificaciones	1,097,714	1,100,398
Plantas, ductos y túneles	2,240,215	2,233,934
Redes, líneas y cables	2,784,407	2,778,708
Maquinaria y equipo	24,881	23,109
Equipo médico y científico	1,543	1,292
Muebles enseres y equipo de oficina	16,360	16,376
Equipos de comunicación y computación	48,002	45,434
Equipos de transporte, tracción y elevación	34,950	33,340
Equipos de comedor, cocina, despensa y hotelería	12	12
	<u><b>7,365,327</b></u>	<u><b>7,349,511</b></u>

#### **Nota 14. Reserva financiera actuarial**

Al 30 de septiembre y 31 de diciembre, respectivamente, la de la reserva financiera actuarial presentó el siguiente saldo:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Bonos pensionales (fondos fiduciarios)	<u>716,302</u>	<u>703,705</u>

Con el fin de garantizar la cobertura de las obligaciones derivadas de los bonos y cuotas pensionales, así como el pago de las indemnizaciones sustitutivas derivadas de los riesgos regulados por el sistema general de pensiones, EPM, de conformidad con el Decreto N° 810 de 1998, constituyó un patrimonio autónomo con el cual firmó el contrato de fideicomiso No. 090416150 con el Consorcio Pensiones EPM, integrado por Fiducolombia S. A. y la Fiduciaria La Previsora S. A. (Fiduprevisora S.A). Este mandato fiduciario empezó a ser capitalizado en mayo de 2003 y estaba plenamente constituido en 2008 con la transferencia de los fondos a BBVA Fiduciaria S. A.

En 2010 EPM acordó con la Fiduciaria Corficolombiana, mediante contrato de fiducia No. CT-2010-1045, la administración de un patrimonio autónomo, conformado con los recursos que destinará EPM para el pago quincenal de las mesadas pensionales tanto de EPM como de las derivadas de la conmutación pensional de EADE. El monto por el cual se constituyó el patrimonio fue de \$322,000, con esta cifra más los rendimientos ue se espera obtener del mismo, se logrará cubrir al año 2056 el total de las mesadas pensionales, de acuerdo con el estudio del cálculo actuarial.

El fondo se proyecta de manera que se extinga al momento del pago de la última pensión a cargo de EPM (año 2056). Con la constitución de este patrimonio se garantiza a futuro la disponibilidad de recursos para atender el pago del pasivo pensional de pensiones de la empresa y se independiza el manejo financiero de los mismos.

Otras compañías vinculadas del grupo que realizaron la apropiación recursos para constituir la reserva financiera actualial sobre el pasivo pensional fueron Edatel, EDEQ y CHEC, la cual ascendió a 30 de septiembre de 2011 a \$141,074.

**Nota 15. Otros activos**

Al 30 de septiembre y 31 de diciembre, respectivamente, los Otros Activos presentaron los siguientes saldos:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Cargos diferidos (1)	390,539	347,454
Bienes entregados a terceros (2)	328,150	265,308
Obras y mejoras en propiedad ajena (3)	139,491	49,946
Derechos en fideicomiso (4)	134,288	128,043
Bienes adquiridos en leasing financiero	3,583	3,799
Bienes de arte y cultura	77	77
Bienes recibidos en dación de pago	35	35
	<u>996,162</u>	<u>794,663</u>
Menos: provisiones para protección de bienes entregados a terceros	(209)	(209)
Menos: amortización acumulada de bienes entregados a terceros	(190,470)	(128,366)
Menos: depreciación de bienes adquiridos en leasing financiero	(3,002)	(3,022)
	<u><b>802,482</b></u>	<u><b>663,065</b></u>

(1) Incluye a 30 de septiembre impuesto diferido por \$240,304 (a 31 de diciembre de 2010 \$201,304), adicionalmente para 2011 aumentó en \$15,073 proveniente de las compañías adquiridas en El Salvador y Panamá.

Los cargos diferidos incluyen estudios y proyectos por un importe de \$35,171 correspondientes a estudios de viabilidad para el proyecto de inversión de Porce 4. Adicionalmente incluye

(2) Los bienes entregados a terceros representa los activos en poder de terceros entregados en comodato o administración. Su crecimiento a 30 de septiembre de 2011 se debió principalmente a los bienes entregados a los clientes de telecomunicaciones por parte de UNE EPM Telecomunicaciones por \$45,016.

(3) El aumento en la cuenta Mejoras en Propiedad Ajena se debe a la activación de las obras en las vías utilizadas en la construcción de Porce 3, las cuales ascendieron a \$59,343.

(4) Los derechos en fideicomiso representan principalmente el monto de los recursos entregados a Corficolombiana para la administración del programa de financiación social denominado "Tarjeta Grupo EPM", el cual ascendió a septiembre 30 de 2011 a \$58,488.

**Nota 16. Intangibles, neto**

Al 30 de septiembre y 31 de diciembre, respectivamente, los Intangibles presentaron los siguientes saldos:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Intangibles	2,269,822	1,686,759
Menos: Amortización acumulada	(870,903)	(765,583)
	<u><b>1,398,920</b></u>	<u><b>921,176</b></u>

El detalle de la cuenta Intangibles es el siguiente:

A 30 de septiembre de 2011:

	<u>Costo</u>	<u>Amortización</u> <u>Acumulada</u>	<u>Valor Neto</u>
Goodwill (1)	1,255,907	(254,456)	1,001,451
Derechos	194,415	(35,438)	158,976
Licencias	405,788	(241,877)	163,911
Software	390,888	(323,181)	67,706
Otros intangibles	22,825	(15,950)	6,875
	<b>2,269,822</b>	<b>(870,903)</b>	<b>1,398,920</b>

A 31 de diciembre de 2010:

	<u>Costo</u>	<u>Amortización</u> <u>Acumulada</u>	<u>Valor Neto</u>
Goodwill	890,644	(227,230)	663,414
Derechos	45,001	(18,341)	26,661
Licencias	362,940	(200,744)	162,195
Software	366,358	(304,368)	61,990
Otros intangibles	21,816	(14,900)	6,916
	<b>1,686,759</b>	<b>(765,583)</b>	<b>921,176</b>

- (1) De acuerdo con un concepto de la CGN, proferido en diciembre de 2007, el goodwill generado por el mayor precio pagado por un valor representativo de capital con relación a su valor intrínseco, sólo se puede registrar cuando las empresas se fusionan de manera efectiva. Para el caso de Emtelsa, Promisión y Costavisión, la amortización generada comenzó en enero de 2009.

El goodwill Al 30 de septiembre de 2011 presentó los siguientes saldos:

<u>Concepto</u>	<u>Costo</u>	<u>Amortización</u>	<u>Valor Neto</u>
Distribución Eléctrica Centroamericana DOS (II) S.A.	336,141	(8,109)	328,032
EPM Ituango	177,678	0	177,678
Panama Distribution Group	135,737	(1,758)	133,978
Emtelsa S.A. E.S.P.	93,829	(30,240)	63,589
Promisión S.A. E.S.P.	85,513	(11,402)	74,111
Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S.A. E.S.P.	79,081	(79,081)	0
EdateL S.A. E.S.P.	68,786	(44,704)	24,082
Costavisión S.A. E.S.P.	65,453	(8,729)	56,724
Orbitel S.A. E.S.P.	55,869	(20,686)	35,183
Del Sur	51,848	0	51,848
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. "EDEQ"	23,923	(12,798)	11,125
Emtelco S.A.	20,929	(20,012)	917
Generadores Hidroelectricos S.A. "Genhidro"	20,853	(349)	20,504
Gestion de Empresas Electricas S.A.	17,678	(412)	17,266
EPM Bogotá S.A. E.S.P.	6,409	(6,300)	109
EPM Televisión S.A. E.S.P.	9,552	(9,552)	0
Hidroecológica del Teribe S.A.	6,032	0	6,032
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. "CHEC"	596	(326)	270
	<b>1,255,907</b>	<b>(254,455)</b>	<b>1,001,452</b>

El goodwill al 31 de diciembre de 2010 presentó los siguientes saldos:

<u>Empresa</u>	<u>Costo</u>	<u>Amortización</u>	<u>Valor Neto</u>
Distribución Eléctrica Centroamericana DOS (II) S.A.	336,141	(1,475)	334,666
Emtelsa S.A. E.S.P.	93,829	(27,208)	66,621
Promisión S.A. E.S.P.	85,513	(8,195)	77,318
Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S.A. E.S.P.	79,081	(79,081)	-
Edatel S.A. E.S.P.	68,786	(41,258)	27,528
Costavisión S.A. E.S.P.	65,453	(6,273)	59,180
Orbitel S.A. E.S.P.	55,869	(18,956)	36,913
Empresa de Energía del Quindío S. A. E.S.P. "EDEQ"	23,923	(9,209)	14,714
Emtelco S. A.	20,929	(19,967)	962
Generadores Hidroeléctricos S. A. "Genhidro"	20,853	-	20,853
Gestión de Empresas Eléctricas S. A.	17,678	-	17,678
EPM Bogotá S. A. E.S.P.	6,409	(5,820)	589
EPM Televisión S. A. E.S.P.	9,552	(9,552)	-
Hidroecológica del Teribe S. A.	6,032	-	6,032
Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. E.S.P. "CHEC"	596	(236)	360
	<b>890,644</b>	<b>(227,230)</b>	<b>663,414</b>

(1) El movimiento de la amortización acumulada de los activos intangibles fue la siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Saldo inicial	(765,583)	(680,796)
Amortización del año	(96,862)	(118,615)
Retiro de intangibles	108	7,563
Combinación de negocios	(21,182)	-
Reclasificaciones a cargos diferidos	12,616	26,265
Saldo final	<b>(870,903)</b>	<b>(765,583)</b>

#### Nota 17. Valorizaciones

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Inversiones (1)	1,739,000	2,152,989
Propiedad, planta y equipo (2)	7,365,327	7,349,511
Otros activos	79,187	69,152
<b>Valorización de activos</b>	<b>9,183,514</b>	<b>9,571,652</b>
Menos: valorización de activos relacionados con participaciones minoritarias	(1,290,801)	(1,290,801)
Superávit por valorización de activos	<b>7,892,713</b>	<b>8,280,851</b>

(1) La valorización de inversiones está asociada a las inversiones patrimoniales en entidades no controladas, donde se destaca la disminución del valor de mercado de las acciones de las empresas ISA e ISAGEN, lo que generó una disminución en la valuación de dichos títulos.

(2) Durante el año 2010 se realizó inventario físico, conciliación y valoración de los siguientes grupos de activos:

- \* Distribución eléctrica: red secundaria de energía mercado metropolitano, equipos de protección y maniobra y Centro Local de Distribución.
- \* Gas: redes de gas (acero y polietileno) y Centro de Control.
- \* Aguas: obra civil de tanques de almacenamiento de agua cruda y potable y vías.
- \* Edificios: nivel Institucional.
- \* Terrenos: nivel Institucional y Generación energía.

- \* Transporte: vehículos.

La metodología empleada para la valoración de las redes, líneas y cables del negocio de Distribución Energía consistió en obtener para cada circuito el valor de reposición a nuevo, tomando como referencia los costos por kilómetro construido de acuerdo con las Unidades Constructivas (UC) de la Comisión de Regulación Energía y Gas "CREG"; a este valor se le aplicaron factores de demérito y obsolescencia determinados con base en las condiciones de mantenimiento del activo, el estado general del mismo y las condiciones operativas a las cuales éste se encuentra sometido.

La valoración de la obra civil de los tanques de acueducto se calculó por el método de costo de reposición a nuevo. El valor comercial de los tanques se obtuvo descontando del costo de reposición a nuevo los deméritos por antigüedad y por estado de conservación, ya que no hay lugar para un demérito por obsolescencia funcional o de diseño. Para el cálculo del demérito se empleó la metodología de Fitto y Corvini, la cual permite determinar el castigo por demérito en función de la antigüedad y del estado de conservación del bien.

Por otra parte, se utilizó el método comparativo o de mercado, para determinar el avalúo de los bienes inmuebles localizados en el Área Metropolitana y el Oriente cercano de Antioquia, el cual consiste en determinar el valor de un inmueble con base en información obtenida de transacciones reales, en ofertas y demandas conocidas y veraces.

El avalúo de los inmuebles ubicados en el área rural, para los que no se tienen referentes de mercado, se hizo con base en la resolución de avalúo catastral que profiere la División de Catastro Departamental de Antioquia para cada municipio.

El avalúo de los vehículos y equipos especiales de EPM se hizo con el valor comercial de la guía de valores comerciales de la Federación de Aseguradores Colombianos, "Fasecolda", al mes de noviembre de 2010.

Los estudios de valorización se realizaron por técnicos expertos vinculados a EPM y sus filiales.

#### **Nota 18. Obligaciones Financieras**

Al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 las obligaciones financieras presentaron los siguientes saldos:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Operaciones de endeudamiento externo (1)	4,181,627	3,152,177
Operaciones de Endeudamiento interno (2)	2,573,977	2,817,566
	<b><u>6,755,603</u></b>	<b><u>5,969,743</u></b>
Porción corriente	646.496	739,950
Porción no corriente (5)	6,109,107	5,229,793

(1) Operaciones de Endeudamiento Externo

Empresa Deudora	2011					2010				
	Tasa de Interés	Moneda Original	Saldo Moneda Original	Equivalente en Pesos		Tasa de Interés	Moneda Original	Saldo Moneda Original	Equivalente en Pesos	
Bonos *	EPM	7.625%	USD	500	957,550	7.625%	USD	500	956,990	
Bonos **	EPM	8.375%	COP	1,250,000	1,250,000					
Bank of Tokyo y BBVA Tokyo	EPM	Libor + 0,95%	USD	200	383,020	Libor + 0,95%	USD	200	382,796	
BID 1664	EPM	Libor + 1.05%	USD	199	381,296	Libor + 1.05%	USD	199	381,073	
BID 2120	EPM	Libor	USD	14	26,501					
Sindicado JPMorgan	UNE	Libor + 1,75%	USD	93	178,743	Libor + 1,75%	USD	140	267,957	
Bank of America	EPM					Libor + 1.35%	USD	125	239,248	
BID 792	EPM	Libor + 1.43%	USD	87	166,332	Libor + 1.43%	USD	116	221,646	
Bonos	ENSA	7.6%	USD	100	191,510					
Banco de Bogotá	EPM					Libor + 1.20%	USD	100	191,398	
Citibank	EEGSA	8.25%	USD	97	186,215	8.25%	USD	100	191,398	
BID 800	EPM	Libor + 1.43%	USD	65	124,045	Libor + 1.43%	USD	73	139,469	
Banco Industrial	EEGSA	Tasa activa - 5.30%	GTQ	232	56,563	Tasa activa - 5.30%	GTQ	232	55,507	
Banco G&T Continental	EEGSA	Tasa activa - 5.50%	GTQ	232	56,563	Tasa activa - 5.50%	GTQ	232	55,507	
Bonos Del Sur	DEL SUR	Min 5% - Max 8%	USD	21	40,217					
Otros	EPM, HET Y ETP	Libor + 0.4% a 4%, Fija de 7% a 9%	USD	1	2,199	Libor + 1.25% a 2%, Fija 9.46% a 10.28%	USD	14	27,334	
Otros	DECA II	Tasa fija de 3.50% a 9.15%	USD	6	11,969					
Otros	EEGSA	Tasa Activa - 5.30% y 5.80%	GTQ	114	27,697	Activa - 5.30% a 5.80%	GTQ	118	28,136	
Otros	DEL SUR	Min 4.5% - Max 6.5%, Fija 6.50%	USD	35	66,709	9%	USD	7	13,719	
Otros	ENSA	Libor + 2.375%	USD	39	74,497					
					<b>4,181,627</b>	<b>3,152,177</b>				

(\*) Bonos sin garantía emitidos en julio de 2009, listados en la bolsa de Luxemburgo Euro MTF, colocados en los mercados de Estados Unidos, Europa, Asia y Latinoamérica, con vencimiento en julio de 2019. Se encuentran exentos del cumplimiento de covenants financieros por contar con doble calificación grado de inversión otorgada por Fitch Ratings y Moody´s.

(\*\*) Bonos globales en pesos sin garantía, emitidos en enero de 2011, listados en la bolsa de Luxembourg Euro MTF, colocados en los mercados de Estados Unidos, Europa, Asia y Latinoamérica, con vencimiento en enero de 2021. Cuentan con calificación grado de inversión otorgada por Fitch Ratings y Moody´s.

(2) Operaciones de Endeudamiento Interno

Empresa Deudora	2011		2010		
	Tasa de Interés	Pesos (Millones)	Tasa de Interés	Pesos (Millones)	
Bonos *	EPM	DTF + 1.49% a 2.59%, IPC + 3.25% a 7.12%, Fija 10.80% a 13.80%	1,500,000	DTF + 1.49% a 2.59%, IPC + 3.25% a 7.12%, Fija 10.80% a 13.80%	1,500,000
Bonos **	UNE	IPC + 3.99% a 5.10%	300,000	IPC + 3.99% a 8.5%	300,000
Davivienda (Club Deal)	EPM	DTF + 3.4%	270,000	DTF + 3.4%	270,000
BBVA (Club Deal)	EPM	DTF + 3.4%	180,000	DTF + 3.4%	180,000
Bonos***	EPM BOGOTA	IPC + 7.25% a 7.75%	120,000	IPC + 7.25% a 7.75%	120,000
Bancolombia	ESSA	DTF + 3.3%	0	DTF + 3.3%	100,000
Banco Santander (Club Deal)	EPM	DTF + 3.4%	72,000	DTF + 3.4%	72,000
Banco Santander	CENS	DTF + 3.3%	50,000	DTF + 3.3%	50,000
Banco de Bogotá	ETP			DTF + 3.3%	48,000
Banco Santander	ESSA	DTF + 3.22%	0	DTF + 3.22%	40,000
Helm Bank (Club Deal)	EPM	DTF + 3.4%	35,000	DTF + 3.4%	35,000
Otros	EPM BOGOTA, EDEQ, CHEC, EPM INVERSIONES, ETP	DTF + 1.98% a 3.35%, Fija 4.5% a 12.0%	46,977	DTF + 1.98% a 3.35%, Fija 4.55% a 6.5%	102,566
			<b>2,573,977</b>		<b>2,817,566</b>

\* Los bonos EPM al 31 de diciembre 2010 no tienen garantía e incluían: i) \$1.000.000 millones cuya subasta se celebró entre noviembre de 2008 y marzo de 2009, con vencimiento entre los años 2011 y 2024, y ii) \$500.000 millones cuya subasta se llevó a cabo el 14 de diciembre de 2010, con vencimiento en los años 2016, 2022 y 2030.

\*\* La subasta de estos bonos, que no tienen garantía se llevó a cabo en marzo 12 de 2010, con vencimiento en el 2015 y el 2020.

\*\*\* Bonos emitidos en agosto 14 de 2002, cuyo saldo al 31 de diciembre de 2010 vence el 14 de agosto de 2012. Tiene garantía de pago por medio de un crédito contingente de sus accionistas.

### Covenants relacionados con préstamos

#### **1. Bank of Tokyo Mitsubishi y Banco Bilbao Vizcaya Argentaria Tokyo con Garantía del Japan Bank for International Cooperation JBIC:**

- (Razón deuda contra EBITDA) EPM no debe permitir que la razón de Deuda Financiera Total contra EBITDA sea superior a 2,9 a 1.
- (Razón deuda contra capital) EPM no debe permitir que la razón de la Deuda Financiera de Largo Plazo total contra Capital sea superior a 1,5 a 1.

#### **2. Banco Interamericano de Desarrollo "BID"**

- Razón deuda total contra EBITDA del Grupo EPM debe ser menor o igual a 3,5.
- Relación entre deuda de largo plazo y activos del Grupo EM no debe exceder 1,5 veces sus activos.

#### **3. Crédito Sindicado EPM Telecomunicaciones S.A. E.S.P**

- Leverage ratio no mayor a 3.0
- Ebitda a interest ratio no menor a 2.5

#### **4. Crédito de EGGSA con el Citibank**

- Razón deuda total contra EBITDA debe ser menor o igual a 5 veces.
- Relación Ebitda / Gastos financieros deber ser superior a 3 veces.

Para el 30 de septiembre de 2011, el Grupo EPM estaba en el cumplimiento de estos pactos.

El detalle de los vencimientos de las obligaciones financieras por año es el siguiente:

<u>Año</u>	<u>Dolares americanos (miles)</u>	<u>Quetzales (miles)</u>	<u>Pesos Colombianos (millones)</u>	<u>Equivalente en pesos (millones)</u>
2011	20,202	81,371	<b>178,170</b>	<b>236,664</b>
2012	106,624	77,371	176,907	399,935
2013	120,878	77,371	15,617	265,943
2014	171,409	82,086	247,491	595,734
2015	54,583	82,086	242,655	367,166
2016 en adelante	983,585	178,314	2,963,100	4,890,162
	<b>1,457,281</b>	<b>578,600</b>	<b>3,823,941</b>	<b>6,755,603</b>



**Nota 19. Operaciones de Cobertura**

Los derivados destinados a operaciones de cobertura de crédito al 30 de septiembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 presentaron los siguientes saldos:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Derechos	604,703	766,737
Obligaciones	<u>(797,157)</u>	<u>(1,022,318)</u>
	<b><u>(192,454)</u></b>	<b><u>(255,580)</u></b>
Porción corriente	(51,433)	(62,925)
Porción no corriente	(141,021)	(192,655)

El detalle de vencimientos de las operaciones de cobertura es el siguiente:

**Septiembre 2011**

	<u>Derechos contractuales</u>	<u>Obligaciones contractuales</u>	<u>Neto</u>
2011	-	-	-
2012	162,762	(214,195)	(51,433)
2013	236,668	(307,993)	(71,326)
2014	100,521	(133,940)	(33,419)
2015 en adelante	<u>104,752</u>	<u>(141,029)</u>	<u>(36,277)</u>
	<b><u>604,703</u></b>	<b><u>(797,157)</u></b>	<b><u>(192,454)</u></b>

**Diciembre 2010**

	<u>Derechos contractuales</u>	<u>Obligaciones contractuales</u>	<u>Neto</u>
2011	169,854	(232,778)	(62,925)
2012	197,779	(259,678)	(61,899)
2013	193,951	(254,893)	(60,941)
2014	100,463	(133,940)	(33,477)
2015 en adelante	<u>104,691</u>	<u>(141,029)</u>	<u>(36,338)</u>
	<b><u>766,737</u></b>	<b><u>(1,022,318)</u></b>	<b><u>(255,580)</u></b>

**Nota 20. Cuentas por pagar**

Al 30 de septiembre y 31 de diciembre, respectivamente, las Cuentas por Pagar presentaron los siguientes saldos:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Adquisición de bienes y servicios nacionales	698,970	533,744
Adquisición de bienes y servicios del exterior	398,821	188,141
Acreedores (1)	386,035	1,133,436
Intereses por pagar	142,783	87,789
Depósitos recibidos en garantía	60,422	42,279
Avances y anticipos recibidos	52,553	50,904
Recursos recibidos en administración	43,819	53,069
Retención en la fuente e impuesto de timbre	29,721	28,529
Subsidios asignados	5,818	8,902
Otras cuentas por pagar	1,310	940
Créditos judiciales	<u>2</u>	<u>0</u>
	<b><u>1,820,253</u></b>	<b><u>2,127,732</u></b>
Porción corriente	1,584,646	1,900,120
Porción no corriente	235,607	227,612

(1) El saldo de la cuenta Acreedores presentó un saldo de \$100,000 como excedentes por pagar al municipio de Medellín.

El Plan de Desarrollo del Municipio de Medellín 2008-2011 contempló excedentes extraordinarios por \$750,000, distribuidos anualmente en \$187,500, los cuales son autorizados cada año por el Concejo de Medellín.

El Acuerdo 68 de 2009 aprobó el Presupuesto General del Municipio de Medellín 2010, a la vez que dispuso el pago de los excedentes extraordinarios para el periodo 2010 por \$187,500 (los contemplados en el Plan de Desarrollo) y unos excedentes adicionales por \$150,000 para los Proyectos Urbanos Integrales -PUI-.

El Acuerdo No. 70 de 2010 aprobó el Presupuesto General del Municipio de Medellín 2011, a la vez que dispuso el pago de los excedentes extraordinarios para el periodo 2011 por \$510,000 (los contemplados en el Plan de Desarrollo).

El Acuerdo No. 53 de 2010 aprobó excedentes adicionales para el programa de "créditos condonables para matrículas y sostenimiento en educación superior de jóvenes de estratos 1,2 y 3" por \$150,000, pagaderos en cuotas de \$50,000 para los periodos 2011, 2012, 2013.

#### **Nota 21. Impuestos, gravámenes y tasas**

Al 30 de septiembre y 31 de diciembre, respectivamente, los Impuestos, Gravámenes y Tasas presentaron los siguientes saldos:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar (1)	83,737	77,215
Impuesto al valor agregado – IVA	19,482	23,487
Provisión para obligaciones fiscales (1)	515,346	181,454
Créditos diferidos (1)	788,506	696,270
	<u><b>1,407,070</b></u>	<u><b>978,425</b></u>
Porción corriente	580,186	247,624
Porción no corriente	826,884	730,801

(1) Los saldos de impuestos más representativos fueron los siguientes:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Impuesto sobre la renta (Incluye provisión)	455,250	146,408
Impuesto de Industria y Comercio (Incluye provisión)	37,764	35,928
Impuesto diferido	787,678	696,270

#### **Impuesto sobre la renta**

Las disposiciones fiscales aplicables y vigentes, establecen lo siguiente:

La tasa nominal del impuesto sobre la renta es del 33% para la matriz y las filiales nacionales a excepción de Orbitel Servicios Internacionales, que por ser una empresa ubicada en ZONA FRANCA tiene una tasa nominal de impuestos del 15%, el 31% sobre la renta y el 5% de los ingresos para las filiales de Guatemala, el 25% para la filial de El Salvador y el 30% para la filial de Panamá.

Las empresas de servicios públicos domiciliarios no están sujetas al sistema de renta presuntiva que se determina con base en el patrimonio líquido fiscal del año inmediatamente anterior

Durante 2010 EPM presentó operaciones con su vinculada Hidroecológica del Teribe lo cual la obliga a cumplir con la normatividad de precios de transferencia; de igual forma UNE y OSI celebraron operaciones con sus partes relacionadas en el extranjero. Por tal razón las mencionadas empresas del Grupo se encuentran obligadas a preparar estudio de precios de transferencia y declaración informativa individual. A su vez EPM presentó la declaración de precios de transferencia.

El Grupo EPM utiliza la deducción especial por inversiones en activos fijos productivos, equivalente al 40% de las inversiones realizadas durante el año fiscal, este beneficio continúa para la casa matriz en ocasión al contrato de estabilidad jurídica, pactado con el Gobierno Nacional en el año 2008. Así mismo y de conformidad con las provisiones legales, los activos fijos sujetos a esta deducción deben ser depreciados usando el método de línea recta para efectos fiscales. Si tales activos se venden o dejan de ser utilizados en la actividad productora de renta antes del vencimiento del término de su vida económica, será obligatorio para la empresa reembolsar el valor de la deducción realizada en proporción a la vida útil restante del bien, en la declaración de renta del período fiscal en el que se presenta tal hecho. Este beneficio es trasladado a los accionistas mediante el incremento de los dividendos no gravados.

En el año 2010, el impuesto al patrimonio causado a la matriz y las filiales en Colombia fue contabilizado contra los resultados, para el año 2011, el impuesto se contabilizó a la revalorización del patrimonio y las filiales que no tenían esta cuenta, se contabilizó afectando los resultados.

La relación de la renta gravable neta por todo el Grupo Empresarial al 30 de Septiembre y 31 de diciembre, respectivamente, se muestra a continuación:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
<b>Ganancia antes de provisión para impuesto sobre la renta</b>	<b>1.753.422</b>	<b>1.536.728</b>
<b>Más Partidas que incrementan la renta</b>		
Gasto no deducible por Impuesto al Patrimonio	11.648	95.799
Otros gastos no deducibles	209.484	7.900
Aumento de provisiones no deducibles	90.552	132.476
Costos y gastos de ejercicios anteriores	-	10.336
<b>Total partidas que aumentan la renta líquida gravable</b>	<b>311.683</b>	<b>246.510</b>
<b>Menos Partidas que disminuyen la renta</b>		
Deducción especial del 40% de inversión en el año	56.514	294.175
Exceso depreciación Propiedades, planta y equipo(*)	234.698	201.896
Ingresos no gravables y Otras deducciones	100.820	100.819
Ingresos no constitutivos de renta-Dividendos-	176.232	37.963
Ingresos no gravados	-	16.945
Utilización de provisiones	-	16.311
Ingresos/Costos y gastos de ejercicios anteriores	5.105	-
<b>Total partidas que disminuyen la renta líquida</b>	<b>573.369</b>	<b>668.109</b>
<b>Renta líquida</b>	<b>1.491.736</b>	<b>1.115.129</b>
<b>Menos Renta Exenta</b>	<b>32.207</b>	<b>20.972</b>
<b>Renta líquida gravable</b>	<b>1.459.528</b>	<b>1.094.157</b>

Considerando las diferentes tasas de impuesto sobre la renta, el detalle de la liquidación de la provisión para este impuesto a 30 de septiembre de 2011 fue la siguiente:

	<b>Matriz y subordinadas nacionales</b>		<b>Subordinadas del exterior</b>				<b>Grupo</b>
	<b>Tarifa 33%</b>	<b>Tarifa 15% zona franca Orbitel</b>	<b>Tarifa 31% Guatemala</b>	<b>Tarifa 25% El salvador</b>	<b>Tarifa 30% Panamá</b>	<b>Tarifa 5% Guatemala</b>	<b>Total</b>
<b>Renta líquida</b>	<b>1.244.996</b>	<b>1.887</b>	<b>120.749</b>	<b>23.229</b>	<b>7.803</b>	<b>60.863</b>	<b>1.459.528</b>
Tarifa de renta	33%	15%	31%	25%	30%	5%	-
Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	410.849	283	37.432	5.807	2.341	3.043	<b>459.755</b>
Descuentos Tributarios - acueducto y alcantarillado/ Rte fte Exterior	2.108	-	-	-	-	-	<b>2.108</b>
<b>Provisión para impuesto sobre la renta corriente</b>	<b>408.741</b>	<b>283</b>	<b>37.432</b>	<b>5.807</b>	<b>2.341</b>	<b>3.043</b>	<b>457.647</b>
Renta por ganancias de capital	-	-	-	-	-	8	<b>8</b>
Cargo a resultados neto por impuesto diferido	28.289	-	(5.122)	(836)	18.483	-	<b>40.814</b>
<b>Provisión impuesto sobre la renta a Resultados</b>	<b>437.030</b>	<b>283</b>	<b>32.310</b>	<b>4.971</b>	<b>20.824</b>	<b>3.051</b>	<b>498.470</b>

El detalle de la liquidación de la provisión para impuesto sobre la renta en el año 2010 es el siguiente:

<b>Renta líquida</b>	<b>1.094.157</b>
Tarifa de renta	33%
Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	361.072
Descuentos tributarios - acueducto y alcantarillado (**)	3.551
<b>Provisión para impuesto sobre la renta corriente</b>	<b>357.521</b>
Cargo a resultados neto por impuesto diferido	41.676
<b>Provisión impuesto sobre la renta a resultados</b>	<b>399.197</b>

(\*) El exceso de depreciación fiscal sobre la contable corresponde a: (i) la utilización de vidas útiles diferentes (aceleradas para efectos fiscales), (ii) la aplicación del método de depreciación por reducción de saldos y (iii) al incremento de la base de depreciación por la adición en el costo de los ajustes por inflación históricos (2001-2006), toda vez que a partir de esa fecha fueron suspendidos por disposición legal.

(\*\*) En Colombia, el descuento por inversión en empresas de acueducto y alcantarillado regionales está consagrado en el Artículo 104 de la Ley 788 de 2002, equivalente al 40% del capital efectivamente pagado con el fin de ampliar la cobertura del servicio.

Los movimientos del impuesto diferido durante el año fueron los siguientes:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Saldo inicial del impuesto diferido activo	201.639	131.037
Saldo inicial del impuesto diferido pasivo	<u>(696.270)</u>	<u>(577.016)</u>
	(494.631)	(445.979)
Ajuste neto en resultados del período	(40.814)	48.652
Ajuste impuesto diferido con cargo a ejercicios anteriores	(11.927)	-
Saldo final del impuesto diferido activo	240.304	201.639
Saldo final del impuesto diferido pasivo	<u>(787.678)</u>	<u>(696.270)</u>
	<b><u>(547.374)</u></b>	<b><u>(494.631)</u></b>

La conciliación entre el patrimonio contable y fiscal a Septiembre se presenta a continuación:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	<b>19.024.057</b>	<b>18.375.359</b>
<b>Menos</b> Patrimonio contable		
Valorización de activos	(9.183.514)	(9.571.653)
Ajustes por inflación, depreciación y amortización fiscal	(3.186.577)	(3.110.328)
Exceso de depreciación fiscal	(2.425.585)	(2.350.722)
Impuesto de renta por pagar	(205.355)	(33.785)
Corrección Monetaria diferida crédito - neta	(93.395)	(107.519)
Impuesto diferido - activo	<u>(240.304)</u>	<u>(201.639)</u>
	(15.334.730)	(15.375.646)
<b>Menos</b> Intereses Minoritarios		
<b>Más</b> Ajustes por inflación fiscal como costo	4.278.731	4.573.144
Impuesto diferido - pasivo	787.678	696.270
Cálculo actuarial	166.250	255.895
Provisiones y contingencias	327.343	299.419
Provisión propiedad, planta y equipo	71.360	71.028
Provisión deudas	248.269	146.192
Provisión inversiones	<u>101.341</u>	<u>101.075</u>
	5.980.973	6.143.022
<b>Patrimonio líquido Fiscal</b>	<b><u>9.670.299</u></b>	<b><u>9.142.736</u></b>

Las declaraciones del impuesto sobre la renta del Grupo EPM para los años 2009 y 2010 están sujetas a revisión por parte de las autoridades fiscales dentro de los dos años siguientes a su presentación. La Administración de EPM y de las filiales, así como sus asesores jurídicos, consideran que los montos registrados son suficientes y no es probable que surjan mayores pasivos de los registrados.

## **Contratos de estabilidad jurídica**

EPM celebró un contrato de estabilidad jurídica en Colombia con base en la Ley 963 de 2005 (para el negocio de Generación de energía). El contrato protege a la actividad de Energía de EPM de cambios tributarios adversos implementados por ley y le permite usar las reglas que le sean favorables. Las principales normas estabilizadas son:

- Tasa de impuesto de renta del 33%
- Impuesto al Patrimonio hasta 2010
- Deducción especial del 40% sobre la inversión en activos reales fijos productivos (por contratos de estabilidad jurídica en la actividad de generación de energía)
- Deducción especial por inversiones en ciencia y tecnología y ambientales
- Otras reglas básicas en la determinación de ingresos

El contrato tiene un término de 20 años a partir de junio de 2008.

## **Nueva normatividad**

### **Reforma tributaria y medidas de emergencia**

Los principales cambios incorporados por la Ley 1430 de 2010, se resumen en:

Eliminación del beneficio por adquisición de activos fijos productivos a partir del año 2011. Para quienes hayan radicado solicitud para la suscripción de un contrato de estabilidad jurídica, antes del 1° de noviembre de 2010, el Gobierno podrá concederles la estabilidad por tres años.

Descuento tributario por impuesto sobre la renta pagados en el exterior: se permite la aplicación de todos los impuestos pagados en el exterior a título de impuesto sobre la renta y las retenciones practicadas sobre los dividendos.

Beneficio de Auditoría: se amplían los porcentajes en los cuales debe incrementarse el impuesto neto de renta de los años 2011 y 2012 para acceder a este beneficio así: 5 veces la inflación para un término de firmeza de 18 meses, 7 veces la inflación para 12 meses y 12 veces la inflación para 6 meses.

Modificaciones al Gravamen a los movimientos financieros: 1) Se someten al gravamen los desembolsos de crédito y los pagos derivados de operaciones de compensación y liquidación de valores, operaciones repo simultáneas y transferencias temporales de valores, destinadas a realizar desembolsos o pagos a terceros por concepto de pagos a cualquier título por cuenta de los clientes. 2) Igualmente se gravan los desembolsos de créditos abonados o cancelados el mismo día. 3) Reducción gradual al gravamen a partir del año 2014 así: años 2014 y 2015 al dos por mil (2 x 1000), 2016 y 2017 al uno por mil (1 x 1000) y 2018 y siguientes al cero por mil.

En materia del impuesto sobre las ventas se adicionan como actividades excluidas del IVA los servicios de conexión y acceso a internet de los usuarios residenciales de los estratos 1, 2 y 3.

A partir del año 2012 los usuarios industriales no estarán sometidos a la contribución del sector eléctrico.

Medios de pago para la aceptación de costos, deducciones, pasivos e impuestos descontables: para que proceda la aceptación fiscal de los anteriores conceptos los pagos que efectúen los contribuyentes deberán realizarse mediante cualquiera de los medios que implique la utilización del sistema financiero en la forma y condiciones que autorice el Gobierno Nacional.

## Emergencia económica, social y ecológica

A través del Decreto 4579 de 2010 se declaró la situación de desastre nacional en el territorio colombiano generado por el fenómeno climatológico de “La Niña” y, consecuentemente, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 4580 de 7 de diciembre de 2010 por el cual declaró el Estado de emergencia económica, social y ecológica.

Bajo este amparo legal y con el fin de conjurar la situación, el Gobierno Nacional emitió la siguiente normatividad con implicaciones para el Grupo Empresarial EPM:

- Ley 1429 de 2010: Ley de Formalización y Generación de Empleo
- Ley 1421 de 2010: Prórroga de la contribución de obra pública.
- Decreto 4825 de 2010: Nuevo Impuesto al Patrimonio y sobretasa.
- Decreto 4801 de 2010: Modificación al régimen de zonas francas.
- Decreto 128 de 2011: Adopta medidas tributarias para favorecer a damnificados o afectados por la ola invernal.

## Nota 22. Obligaciones laborales

Al 30 de septiembre y 31 de diciembre, respectivamente, las Obligaciones Laborales presentaron los siguientes saldos:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Salarios y prestaciones sociales	99,834	160,503
Pensiones y prestaciones económicas por pagar	922	938
Provisión para prestaciones sociales	140,355	431
	<u><b>241,110</b></u>	<u><b>161,872</b></u>
Porción corriente	198,930	129,862
Porción no corriente	42,181	32,010

El detalle por tipo de obligación laboral fue el siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Nómina por pagar	6,894	6,458
Cesantías	79,321	73,413
Intereses sobre cesantías	7,183	8,314
Vacaciones	25,051	16,378
Prima de vacaciones	36,947	24,537
Prima de servicios	2,395	0
Prima de navidad	33,953	25
Indemnizaciones	6,956	0
Bonificaciones	3,290	896
Otras obligaciones laborales (1)	39,120	31,850
	<u><b>241,110</b></u>	<u><b>161,872</b></u>

- (1) Corresponde a la estimación, a valor presente del pago futuro por concepto de prima de antigüedad en EPM, hecho económico que se incorporó en el año 2009. Los trabajadores oficiales tienen derecho a esta prima por cumplir 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40 y 45 años de servicio en la empresa, continuo o discontinuo. Al trabajador se le pagan 12, 17, 23, 30, 35 y 40 días de salario básico, respectivamente.

**Nota 23. Pasivos estimados**

Al 30 de septiembre y 31 de diciembre, respectivamente, los Pasivos Estimados presentaron los siguientes saldos:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Provisión para contingencias (1)	195,242	134,965
Provisión para seguros y reaseguros	246	175
Provisiones diversas	<u>125,152</u>	<u>114,119</u>
	<b><u>320,641</u></b>	<b><u>249,259</u></b>
Porción corriente	12,901	8,503
Porción no corriente	307,740	240,757

(1) Corresponde a la provisión para litigios y obligaciones probables en la matriz y sus filiales.

**Nota 24. Otros pasivos**

Al 30 de septiembre y 31 de diciembre, respectivamente, los Otros pasivos presentaron los siguientes saldos:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Recaudos a favor de terceros (1)	88,178	77,254
Ingresos recibidos por anticipado (2)	<u>93,211</u>	<u>63,618</u>
	<b><u>181,389</u></b>	<b><u>140,872</u></b>
Porción corriente	181,389	140,872

(1) Los recaudos a favor de terceros están asociados principalmente a los recursos recibidos de clientes de otras entidades, en los cuales se destacan los siguientes conceptos:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Impuestos	16,093	17,166
Ventas a terceros	25,281	4,400
Cobro cartera de terceros	1,508	6,284
Seguro sobre préstamos	21	909
Ventas de servicios de telecomunicaciones	23,613	27,308
Convenios alumbrado público	12,364	11,920
Otros	<u>9,299</u>	<u>9,267</u>
	<b><u>88,178</u></b>	<b><u>77,254</u></b>

(2) Los ingresos recibidos por anticipado corresponde a los anticipos recibidos de clientes, en los cuales se destacan los siguientes conceptos:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Arrendamientos	18,947	20,596
Venta de bienes	22,008	21,467
Venta de servicios públicos	32,891	4,304
Venta de servicios de telecomunicaciones	5,565	3,931
Otros ingresos recibidos por anticipado	<u>13,800</u>	<u>13,320</u>
	<b><u>93,211</u></b>	<b><u>63,618</u></b>



## Nota 25. Pasivo pensional

Al 30 de septiembre y 31 de diciembre, respectivamente, el Pasivo Pensional presentó los siguientes saldos:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Provisión para pensiones (1)	809,101	770,996
Provisión para bonos pensionales (2)	421,907	394,945
Provisión para contingencias (3)	98,105	95,119
Otros bonos	1,055	1,055
	<u><b>1,330,169</b></u>	<u><b>1,262,115</b></u>

El siguiente es el análisis del movimiento de las obligaciones pensionales:

	<u>Cálculo</u> <u>actuarial</u>	<u>Saldo por</u> <u>amortizar</u>	<u>Pasivo Neto</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2009	1,217,995	(73,604)	1,144,391
Ajuste por cálculo actuarial	231,787	(231,787)	-
Valores pagados por pasivo pensional	(96,962)	-	(96,962)
Cargo a resultados – amortización	-	214,686	214,686
Saldo al 31 de diciembre de 2010	<u><b>1,352,820</b></u>	<u><b>(90,705)</b></u>	<u><b>1,262,115</b></u>
Ajuste por cálculo actuarial	131,053	(131,053)	-
Valores pagados por pasivo pensional	(63,428)	-	(63,428)
Cargo a resultados amortización	-	131,482	131,482
Saldo Al 30 de septiembre de 2011	<u><b>1,420,445</b></u>	<u><b>(90,276)</b></u>	<u><b>1,330,169</b></u>

- (1) Corresponde al cálculo actuarial de las primas de pensión, de conformidad con la regulación legal, tomando las primas como la base en la fecha de corte.
- (2) Saldo actuarial del pasivo en materia de pensiones de acuerdo con los parámetros establecidos en el Decreto N° 2783 de 2001.
- (3) Corresponde al pasivo pensional de EADE conmutado cuando EPM lo adquirió el 30 de junio de 2007.

## Nota 26. Patrimonio

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Capital	67	67
Reservas	3,520,013	3,193,028
Resultados de ejercicios anteriores	3,447,194	2,407,574
Resultados del ejercicio	1,184,294	1,416,605
Superávit por donación	113,392	113,392
Superávit por valorización	7,970,092	8,452,066
Revalorización del patrimonio	2,781,100	2,963,843
Ajuste por conversión	7,905	(171,216)
	<u><b>19,024,057</b></u>	<u><b>18,375,359</b></u>
Interes minoritario	1,028,313	888,862

**Capital:** EPM es una Empresa Industrial y Comercial del Estado cuyo único propietario es el Municipio de Medellín. Su capital no está dividido en acciones.

**Utilidades retenidas:** desde su creación EPM transfiere al Municipio de Medellín, bajo la figura de aportes, parte de su aumento de capital.

En cumplimiento del Acuerdo Municipal No.12 de 1998, del Concejo de Medellín, por medio del cual se adoptaron los Estatutos de la Empresa Industrial y Comercial EPM, Artículo 5°, la base de

liquidación de los excedentes financieros que se transfieren al Municipio de Medellín es la utilidad, menos impuestos. Con esta base, el COMPES determina la cuantía o el porcentaje de los excedentes financieros que harán parte de los recursos de capital del presupuesto municipal.

Adicionalmente, el Acuerdo Municipal No. 69 de 1997, "Por medio del cual se transforma EPM y se dictan otras disposiciones", en su Artículo 13, acuerda: "El porcentaje de los excedentes financieros de EPM, de conformidad con el Artículo 97 del Decreto 111 de 1996, no puede ser transferido en un porcentaje superior al 30% al Municipio de Medellín y se destinarán por éste exclusivamente a inversión social y al pago del alumbrado".

De las utilidades de ejercicios anteriores, anualmente EPM entrega una parte de las mismas a su dueño, el Municipio de Medellín. Para el efecto, cada vigencia la Administración Municipal incorpora al Presupuesto General del Municipio de Medellín excedentes financieros ordinarios o extraordinarios, según lo estime el mismo ente local.

Durante los últimos años los excedentes financieros decretados y causados a favor del Municipio de Medellín, con cargo a las utilidades acumuladas de períodos anteriores de EPM, fueron:

Año	Excedentes		Total excedentes decretados
	Ordinario	Extraordinario	
2009	399,519	525,000	924,519
2010	509,343	847,500	1,356,843

#### Nota 27. Cuentas de orden

Al 30 de septiembre y 31 de diciembre, respectivamente, las Cuentas de Orden presentaron los siguientes saldos:

	2011	2010
Derechos contingentes (1)	446,679	165,944
Deudoras fiscales (2)	7,054,207	7,291,357
Deudoras de control (3)	787,349	730,643
	<u>8,288,235</u>	<u>8,187,943</u>
Responsabilidades contingentes (4)	1,241,585	1,275,582
Acreedoras fiscales (2)	3,885,978	4,217,375
Acreedoras de control (6)	220,436	204,845
	<u>5,347,999</u>	<u>5,697,803</u>
	<u><b>13,636,234</b></u>	<u><b>13,885,746</b></u>

- (1) Por este concepto se registran tanto el derecho como la obligación generados en la realización de operaciones de cobertura con opciones principalmente a través de "collares cero costo", los cuales consisten en la combinación de una posición compradora en opciones call y una posición vendedora en opciones put cuyos precios de ejercicio se determinan de tal forma que la operación sea cero costo. Dependiendo del tipo de opciones negociadas se llamarán "Collar cero costo" o "Knock in collar cero costo".

Corresponde a las acciones judiciales de tipo administrativo en favor de la empresa, y calificadas como probables, entre las cuales se destacan las siguientes:

#### Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

- Proceso contra el Metro de Medellín por \$1,794 (2009 - \$2,230), donde se solicita el pago de los valores facturados por el uso del sistema de distribución. Se encuentra en proceso de conciliación.
- Proceso contra el Municipio de Envigado, Optima S. A. y Poblado Club Campestre por \$2,614, donde se solicita la reparación directa por los perjuicios ocasionados en el colector que transporta el agua residual de la cuenca sanitaria de la quebrada la Honda.

- (2) Las cuentas de orden deudoras y acreedoras fiscales se refieren a las diferencias entre las normas contables y las fiscales. Incluyen principalmente la diferencia en la depreciación, acciones y aportes. En general, diferencias en cuentas de activos, costos y deducciones.
- (3) Registran las operaciones que el Grupo EPM tiene con terceros o para el control interno, sin que su naturaleza afecte a su situación financiera. Estas cuentas incluyen los activos totalmente amortizados, los inventarios obsoletos y otros. Corresponde a los derechos a favor de la empresa.

Incluye el Fideicomiso BBVA Fiduciaria-Empresa Antioqueña de Energía S. A. E.S.P, constituido mediante documento privado suscrito el 25 de julio de 2007, el cual tiene un plazo de 5 años y se podrá prorrogar por periodos iguales o menores sin exceder en ningún caso el plazo total de 20 años. Este patrimonio autónomo se creó como contrato de fiducia mercantil de administración, inversión y pagos. Estos recursos están destinados a cubrir las obligaciones litigiosas y contingentes vigentes a la fecha de extinción de la sociedad, así como los gastos que deba realizar el liquidador después de la extinción de la sociedad. EPM es la beneficiaria de los recursos que se liberen del patrimonio autónomo o del remanente, si lo hubiere, después de que se haya cubierto la totalidad de las obligaciones cuyo pago se garantiza con el patrimonio autónomo.

- (4) Para septiembre de 2010, entre los procesos judiciales, de naturaleza civil y laboral que se surten contra el Grupo EPM, y calificados como eventuales o remotos, se pueden destacar las siguientes:

#### **Empresas Públicas de Medellín E.S.P.**

##### **Civiles**

- La sociedad Alos Transportadores Ltda., solicita que se ordene a EPM habilitar y clasificar al demandante dentro del proceso de contratación PC-2009-0480 para la prestación del servicio de transporte de personas. El valor de la pretensión es \$19,952 (2010 - \$19,952).
- Consorcio Dragados Porce II solicitó que se declare la nulidad de la compensación del Acta No. 4 del 7 de noviembre de 2000, e incumplimiento del contrato N° 3105728. La pretensión es de \$14,440 (2010 - \$14,440).
- Vigilantes Marítima Comercial Limitada, Vimarco, solicitó que se declare la nulidad del Acta del Comité de Gestión del 29 de abril de 2003, que acepta la contratación por invitación a realizar ofertas N° 008.013 y su finalidad es la prestación de servicios fijos, móviles, de escoltas y de vigilancia canina. El importe de esta pretensión es de \$13,349 (2010 - \$13,349).
- Unión Temporal General Electric Company-ParsonGroup International Ltda, solicitan nulidad de las Resoluciones No. 263603 de agosto de 2002 y No. 280201 de noviembre de 2002. Valor de la pretensión US\$5 millones, **\$8,916 (2010 - \$9,586)**.
- Enviro Gas System de Colombia Ltda., solicitó que se declare responsable a EPM por los perjuicios generados por la comunicación M-4287 de marzo de 2003, de Planeación del Municipio de Medellín, ya que hizo imposible la continuación de la construcción de una estación de gas y de gasolina. Valor de la pretensión \$9,000 (2010 - \$9,000).
- Industrias Lehner S. A. solicitó declaración de nulidad de las Resoluciones N° 87189 de fecha 21 de julio 1988 y No. 89926 de fecha 25 de septiembre 1998 a través de las cuales se liquidó unilateralmente el contrato SCN-3225-E, negando la solicitud de reconocimiento presentada por el contratista y la imposición de sanciones que no

estén autorizadas por la Ley. El importe de estas pretensiones es de \$6,156 (2010 - \$6,156).

- CONINSA S. A. - Constructores y Comercio Camargo Correa S. A. demandó a EPM por incumplimiento en el contrato No. 2/DJ-2183/43 y convenios adicionales por el no pago de los perjuicios sufridos por el Consorcio Contratista. Valor de la pretensión \$5,155 (2010 - \$5,155).

(5) Los pasivos contingentes incluyen lo siguiente:

- Por este concepto se registran tanto el derecho como la obligación generados en la realización de operaciones de cobertura con opciones principalmente a través de collares cero costo, los cuales consisten en la combinación de una posición compradora en opciones call y una posición vendedora en opciones put cuyos precios de ejercicio se determinan de tal forma que la operación sea cero costo. Dependiendo del tipo de opciones negociadas se llamarán "Collar cero costo" o "Knock in collar cero costo.

Avales para respaldar deudas de las filiales Colombia Móvil S.A.:

<u>Entidad</u>	<u>Concepto</u>	<u>2010</u>	<u>2009</u>	<u>Vencimiento</u>
BBVA Colombia	Colombia Móvil S. A.	18,052	30,096	2012

- Contragarantía al Gobierno Nacional relacionada con los créditos otorgados por el BID. El valor de la garantía corresponde a la pignoración de los ingresos operativos, equivalentes al 120% del servicio de deuda del semestre siguiente de los créditos BID.
- Incluye el aval sobre créditos otorgados a Colombia Móvil S. A. E.S.P.

(6) Este rubro está conformado principalmente por los bienes recibidos de terceros los cuales corresponden a redes de acueducto y alcantarillado recibidas de urbanizadores y constructores para la operación y el mantenimiento de EPM, los Más-Cerca recibidos del Municipio de Medellín ubicados en diferentes sectores de la ciudad para la atención a los clientes y los electrodomésticos que se exhiben al público para promocionar el uso del gas natural domiciliario. Adicionalmente, están registrados otros terrenos urbanos con y sin edificación.

Incluye el Leasing Operativo del edificio de Los Balsos (EPM Telecomunicaciones), así como los intereses y la opción de compra.

## Nota 28. Ingresos netos

Los ingresos operacionales netos a 30 de septiembre presentaron los siguientes saldos:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Bienes comercializados	60,812	54,896
Servicio de energía (1)	6,058,517	3,762,228
Servicio de acueducto	228,556	220,957
Servicio de alcantarillado	252,942	238,714
Servicio de aseo	1,835	1,683
Servicio de gas combustible	280,855	229,063
Servicios de comunicaciones	172,339	148,364
Servicio de telecomunicaciones	1,283,624	1,249,249
Servicios de seguros y reaseguros	2,585	139
Servicios informáticos	6,262	6,398
Otros servicios	157,117	201,867
	<u><b>8,505,445</b></u>	<u><b>6,113,557</b></u>

(1) El crecimiento de los ingresos operacionales se debió a la consolidación de las compañías adquiridas en Centro América durante 2010 y 2011, las cuales generaron \$2,101,610 de ingresos operacionales en el periodo enero-septiembre de 2011.

## Nota 29. Costo de ventas

Los costos de la prestación del servicio a 30 de septiembre presentaron los siguientes saldos:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Bienes comercializados	52,140	48,433
Servicios Públicos (1)	5,631,264	3,785,841
	<u><b>5,683,404</b></u>	<u><b>3,834,274</b></u>

(1) El crecimiento de los costos por prestación de servicios públicos se debió a la consolidación de las compañías adquiridas en Centro América durante 2010 y 2011, las cuales generaron \$1,809,082 de costos operacionales en el periodo ener-septiembre de 2011.

El detalle de los costos por servicios públicos fue el siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Servicios personales	522,849	480,391
Generales	184,102	89,598
Depreciaciones	458,771	401,685
Arrendamientos	56,115	52,996
Amortizaciones	127,211	102,883
Costo de bienes y servicios públicos para la venta	3,453,861	1,841,332
Licencias, contribuciones y regalías	102,790	97,017
Consumo de insumos directos	16,708	79,624
Ordenes y contratos de mantenimiento y reparaciones	216,812	181,036
Honorarios	31,503	20,309
Servicios públicos	27,341	26,715
Materiales y otros costos de operación	75,377	57,457
Costo de pérdidas en prestación del servicio de acueducto	1,951	99
Seguros	38,278	34,346
Impuestos y tasas	24,326	27,221
Ordenes y contratos por otros servicios	293,272	293,133
	<u><b>5,631,264</b></u>	<u><b>3,785,841</b></u>

**Nota 30. Depreciaciones, provisiones y amortizaciones**

Las provisiones, depreciaciones y amortizaciones a 30 de septiembre presentaron los siguientes saldos:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Depreciación propiedad, planta y equipo (1)	481,966	420,051
Amortización otros activos (2)	140,123	114,872
Provisiones (3)	93,494	127,335
	<u><b>715,582</b></u>	<u><b>662,258</b></u>

(1) El detalle de la depreciación de propiedad planta y equipo a 30 de septiembre fue el siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Propiedad, planta y equipo administrativo	23,195	18,366
Propiedad, planta y equipo operativo	458,771	401,685
	<u><b>481,966</b></u>	<u><b>420,051</b></u>

(2) El detalle de la amortización de otros activos a 30 de septiembre fue el siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Bienes entregados a terceros	489	1,240
Intangibles administrativos	12,423	10,749
Intangibles operativos	127,211	102,883
	<u><b>140,123</b></u>	<u><b>114,872</b></u>

(3) El detalle de las provisiones a 30 de setiembre fue el siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Deudores	63,523	97,696
Inventarios	936	1,453
Propiedad, planta y equipo	2,097	5,767
Bienes entregados a terceros	0	209
Obligaciones fiscales (Impuesto de industria y comercio)	26,593	21,436
Otras	345	775
	<u><b>93,494</b></u>	<u><b>127,335</b></u>

**Nota 31. Gastos administrativos**

Los gastos de administración a 30 de septiembre presentaron los siguientes saldos:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Sevicios de personal	305,847	252,017
Generales	236,356	204,957
Impuestos, contribuciones y tasas	115,345	156,441
	<u><b>657,549</b></u>	<u><b>613,415</b></u>

### Nota 32. Ingresos no operacionales

Los ingresos no-operacionales a septiembre 30 de 2011 y 2010 fueron los siguientes:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Financieros (1)	241,052	196,041
Ajuste por diferencia en cambio (2)	100,744	266,870
Otros ingresos ordinarios	24,266	20,679
Extraordinarios	56,995	55,906
Ajustes de ejercicios anteriores	<u>(1,609)</u>	<u>3,539</u>
	<b><u>421,448</u></b>	<b><u>543,035</u></b>

(1) El detalle de los ingresos financieros fue el siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Intereses de deudores	40,684	39,558
Intereses de mora	20,898	17,992
Intereses sobre depósitos en instituciones financieras	24,417	12,529
Dividendos y participaciones	50,220	37,963
Intereses sobre recursos en administración o fideicomiso	34,519	20,972
Intereses sobre encargos fiduciarios pensiones	5,298	0
Utilidad en valoración de inversiones	38,324	48,809
Utilidad en negociación y venta de inversiones	9,931	1,653
Otros ingresos financieros	<u>16,761</u>	<u>16,565</u>
	<b><u>241,052</u></b>	<b><u>196,041</u></b>

(2) El detalle de los ingresos por diferencia en cambio fue el siguiente:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Efectivo	27,033	262
Deudores	25,514	3,892
Adquisición de bienes y servicios nacionales	26,088	23,861
Inversiones	418	54
Operaciones de crédito público	12,811	235,401
Otros ajustes por diferencia en cambio	<u>8,879</u>	<u>3,399</u>
	<b><u>100,744</u></b>	<b><u>266,870</u></b>

### Nota 33. Gastos no operacionales

Los gastos no operacionales a 30 de septiembre presentaron los siguientes saldos:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Intereses	361,745	149,060
Ajuste por Diferencia en cambio	69,774	132,849
Provisión para contingencias	44,410	48,516
Extraordinarios	37,336	5,591
Amortización intangibles	22,692	12,087
Otros gastos ordinarios (1)	18,878	4,872
Financieros	15,416	19,021
Comisiones	10,858	6,048
Provisión protección de inversiones	380	2,368
Ajuste de ejercicios anteriores	<u>(6,714)</u>	<u>13,756</u>
	<b><u>574,774</u></b>	<b><u>394,168</u></b>

(1) El concepto gastos ordinarios está conformado por los aportes realizados por EPM en entidades no societarias, las cuales a 30 de septiembre de 2011 fueron para Corporación Ruta N por \$9,584 y para Fundación EPM \$5,242.

### Nota 34. Interés minoritario

El interés minoritario de cada subordinada de EPM al 30 de septiembre y 31 de diciembre, respectivamente, fue el siguiente:

Compañía subordinada	2011		2010	
	%	Valor	%	Valor
Electrificadora Santander S.A. E.S.P. - ESSA	73.77%	255,129	26.23%	257,277
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. - CHEC	80.09%	182,968	19.91%	182,480
Elektra noreste S.A. "ENSA"	51.00%	141,767	-	-
Edatel S.A. E.S.P.	56.00%	124,799	44.00%	131,962
Empresa Electrica de Guatemala S.A. - EEGSA	80.88%	82,462	19.12%	85,603
Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S.A. E.S.P.	56.14%	70,426	43.86%	76,038
Centrales Electricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. - CENS	91.52%	69,996	8.48%	73,131
Transportista Eléctrica Centroamericana S. A. "TRELEC"	80.88%	17,295	-	-
Aguas de Urabá S.A. E.S.P.	63.42%	16,111	36.58%	15,389
Generadores Hidroelectricos S.A.	51.00%	15,650	49.00%	13,554
Distribuidora de electricidad del sur "DELSUR"	86.41%	10,700	-	-
Comercializadora Eléctrica de Guatemala S. A. "COMEGSA"	78.90%	9,905	-	-
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. -EDEQ	92.85%	8,776	7.15%	9,140
Aguas de Malambo S.A. E.S.P.	47.77%	4,255	-	-
Regional de Occidente S.A. E.S.P.	62.11%	4,101	38.31%	4,107
Hidroecológica del Teribe S.A. -HET	96.63%	2,963	3.37%	2,990
EPM Ituango S.A. E.S.P.	99.27%	2,704	-	-
Empresas Públicas de Oriente S.A. E.S.P	56.01%	2,352	41.67%	2,457
Enérgica S. A. "ENÉRGICA" (**)	66.69%	2,236	-	-
Inmobiliaria y Desarrolladora Empresarial de America S.A. - IDEAMSA	80.88%	1,726	19.12%	1,837
Empresa de Aguas del Oriente Antioqueño S.A. E.S.P	58.33%	1,370	43.99%	1,287
Otras (*)	-	323	-	761
EPM Bogotá S.A. E.S.P.	99.88%	240	0.12%	249
Emtelco	99.93%	42	99.93%	38
Almacenaje y Manejo de Materiales Electricos S.A. - AMESA	99.67%	12	0.30%	6
EPM Telcomunicaciones S.A. E.S.P.	100.00%	3	100.00%	3
Aguas Nacionales S.A. E.S.P.	100.00%	1	0.00%	1
Gestion de Empresas de Electricidad	99.99%	1	0.10%	4
Inversiones Electricas Centroamericanas S.A. - Invelca	-	-	19.12%	30,550
		<b>1,028,313</b>		<b>888,862</b>

(\*) Otras incluye: EPM Bogotá, Emtelsa, Orbitel Servicios Internacionales, EPM Inversiones y otras empresas vinculadas del exterior.