

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

Estados financieros consolidados no auditados al 30
junio de 2010

EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
BALANCES GENERALES CONSOLIDADOS
(En millones de pesos colombianos)

<u>ACTIVOS</u>	Nota	Junio de 2010	Diciembre de 2009
CORRIENTES			
Efectivo	6	573,506	424,761
Inversiones temporales	7	1,541,478	2,032,026
Deudores, neto	8	1,829,870	1,699,720
Inventarios, neto	9	145,089	149,262
Gastos pagados por anticipado	10	<u>23,330</u>	<u>10,318</u>
		<u>4,113,273</u>	<u>4,316,087</u>
NO CORRIENTES			
Inversiones permanentes, neto	11	633,629	619,313
Deudores, neto	8	793,742	718,644
Propiedad, planta y equipo, neto	12	11,171,319	10,869,340
Reserva financiera actuarial	13	341,711	331,808
Diferidos	10	172,884	175,314
Otros activos	14	508,265	473,329
Intangibles, neto	15	572,511	612,174
Valorizaciones	16	<u>8,237,858</u>	<u>8,227,164</u>
		<u>22,431,920</u>	<u>22,027,086</u>
TOTAL ACTIVOS		<u>26,545,193</u>	<u>26,343,173</u>
<u>PASIVOS Y PATRIMONIO</u>			
CORRIENTES			
Obligaciones financieras	17	226,528	347,066
Operaciones de cobertura de corto plazo	18	11,190	37,311
Cuentas por pagar	19	1,088,847	1,435,972
Impuestos por pagar	20	418,273	203,563
Obligaciones laborales	21	138,589	154,826
Pasivos estimados	22	13,849	5,231
Otros pasivos	23	<u>123,209</u>	<u>146,081</u>
		<u>2,020,485</u>	<u>2,330,050</u>
NO CORRIENTES			
Obligaciones financieras	17	3,673,290	3,507,194
Operaciones de cobertura a largo plazo	18	248,782	216,713
Cuentas por pagar	19	63,596	38,570
Obligaciones laborales	21	29,293	3,416
Pasivos estimados	22	94,957	88,511
Pasivo pensional	24	1,162,469	1,144,391
Otros pasivos	20	<u>635,083</u>	<u>611,960</u>
		<u>5,907,470</u>	<u>5,610,755</u>
TOTAL PASIVOS		<u>7,927,956</u>	<u>7,940,805</u>
INTERÉS MINORITARIO	33	697,264	716,125
PATRIMONIO (Ver estados financieros adjuntos)	25	<u>17,919,973</u>	<u>17,686,243</u>
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO		<u>26,545,193</u>	<u>26,343,173</u>
CUENTAS DE ORDEN	26	<u>13,608,003</u>	<u>14,252,218</u>

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

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

		Junio de 2010	Junio de 2009
	<u>Nota</u>		
Ingresos brutos		4,096,055	3,686,398
Descuentos		<u>(1,213)</u>	<u>(53,849)</u>
Ingresos operacionales, neto	27	4,094,842	3,632,549
Costo de ventas	28	(2,275,576)	(1,927,101)
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	29	<u>(327,476)</u>	<u>(286,094)</u>
UTILIDAD BRUTA		1,491,790	1,419,354
Gastos de administración	30	(396,398)	(371,393)
Cálculo actuarial y pensiones		(79,053)	(46,905)
Provisiones, depreciaciones y amortizaciones	29	<u>(104,211)</u>	<u>(117,095)</u>
UTILIDAD OPERACIONAL		912,128	883,962
INGRESOS NO OPERACIONALES	31	336,119	311,167
GASTOS NO OPERACIONALES	32	<u>(245,534)</u>	<u>(207,808)</u>
UTILIDAD NETA ANTES DE IMPUESTOS E INTERÉS MINORITARIO		1,002,713	987,320
Provisión de impuesto de renta	20	<u>(255,685)</u>	<u>(220,373)</u>
UTILIDAD NETA ANTES DE INTERÉS MINORITARIO		747,029	766,948
Interés Minoritario		<u>(15,118)</u>	<u>(16,376)</u>
UTILIDAD NETA		<u>731,911</u>	<u>750,572</u>

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

EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
(En millones de pesos colombianos)

	<u>Capital y reservas</u>	<u>Superávit para Donaciones</u>	<u>Reservas</u>	<u>Utilidades retenidas no apropiadas</u>	<u>Revalorización del patrimonio</u>	<u>Superávit por revalorización de activos</u>	<u>Total</u>
Saldo al 31 de diciembre, 2008	67	99,794	2,691,275	3,595,205	2,879,538	5,605,862	14,871,741
Apropiación de reservas	-	-	246,462	(246,462)	-	-	0
Aumento de superávit por valorización	-	-	-	-	-	1,200,075	1,200,075
Utilidades transferidas al Municipio	-	-	-	(587,019)	-	-	(587,019)
Utilidad neta	-	-	-	750,572	-	-	750,572
Saldo al 30 de junio, 2009	67	99,794	2,937,737	3,512,296	2,879,538	6,805,937	16,235,369
							-
Saldo al 31 de diciembre, 2009	67	112,272	2,948,227	4,009,218	2,963,843	7,652,616	17,686,243
Apropiación de reservas	-	-	244,800	(244,800)	-	-	0
Aumento de superávit por valorización	-	-	-	-	-	11,162	11,162
Utilidades transferidas al Municipio	-	-	-	(509,343)	-	-	(509,343)
Utilidad neta	-	-	-	731,911	-	-	731,911
Saldo al 30 de junio, 2010	67	112,272	3,193,027	3,986,986	2,963,843	7,663,778	17,919,973

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

EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
ESTADOS CONSOLIDADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO
(En millones de pesos colombianos)

	<u>Junio de</u> <u>2010</u>	<u>Junio de</u> <u>2009</u>
Utilidad neta	731,911	750,572
Ajustes para reconciliar las utilidades netas con el efectivo derivado de actividades operacionales:		
Amortización de Bienes Entregados a Terceros	21,967	1,171
Amortización de Intangibles	59,109	52,609
Cálculo Actuarial	79,053	52,476
Depreciación y Amortización de Propiedad, Planta y Equipo	272,340	253,335
Interés Minoritario del Estado de Resultados	15,118	16,376
Otras Amortizaciones	4,646	14,121
Otras provisiones	519	
Provisión de otros impuestos	14,058	7,645
Provisión Impuesto de Renta	255,685	220,373
Provisión para Contingencias	14,292	8,347
Provisión para Deudores	67,984	56,869
Provisión para Protección de Inventarios	570	1,783
Provisión para Protección de Inversiones	2,236	2,503
Provisión Propiedad, Planta y Equipo	532	665
(Disminución) incremento de Cuentas por pagar	113,444	(18,396)
(Disminución) incremento de Gastos pagados por anticipado	(13,463)	(15,365)
(Disminución) Incremento de Obligaciones laborales	(78,715)	22,310
(Disminución) incremento de Pasivos estimados	(62,578)	(3,545)
Aumento Provisión impuesto de renta	(87,503)	(102,866)
Incremento de Deudores, neto	(234,351)	(69,501)
Incremento de Inventarios,neto	3,603	383
Efectivo neto derivado de actividades operacionales	<u>1,180,456</u>	<u>1,251,864</u>
Flujos de efectivo por actividades de inversión:		
(Disminución) incremento de otros activos	(211,641)	(277,766)
Incremento de Inversiones permanentes,neto	(44,757)	(79,759)
Incremento de Propiedades, planta y equipo, neto	<u>(575,371)</u>	<u>(904,104)</u>
Efectivo neto usado en actividades de inversión	<u>(831,768)</u>	<u>(1,261,629)</u>
Flujos de efectivo por actividades financieras:		
(Disminución) incremento de otros pasivos largo plazo	(14,481)	(398,105)
Disitribución de excedentes al Municipio de Medellín	(746,843)	(587,019)
Pago de Obligaciones financieras	<u>70,833</u>	<u>1,002,066</u>
Efectivo neto provisto (usado) en actividades financieras	<u>(690,491)</u>	<u>16,942</u>
Aumento neto (disminución) de efectivo y equivalentes de efectivo	(341,803)	7,177
Efectivo y equivalentes de efectivo al comienzo del ejercicio	<u>2,456,787</u>	<u>1,538,459</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	<u>2,114,984</u>	<u>1,545,636</u>

Las notas adjuntas son parte integrante de estos 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, 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 (3) 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

SUBSIDIARIAS

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

<u>Nombre de la filial</u>	Ubicación (País)	<u>Negocio</u>	<u>Porcentaje de propiedad</u>		<u>Fecha de creación</u>
			<u>2010</u>	<u>2009</u>	
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	99.92%	99.92%	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
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	80.06%	80.09%	Sep 9, 1950
Electrificadora Santander S.A. E.S.P. – "ESSA"	Colombia	Energía	73.77%	73.77%	Sep 16, 1950
Comercializadora energética nacional colombiana S.A. ESP "CENCOL"	Colombia	Energía	95.00%	95.00%	Nov 26, 2004
Centrales Electricas 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
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	56.00%	56.00%	Nov 22, 1999
Águas de Urabá S.A. E.S.P.	Colombia	Saneamiento Básico	70.32%	64.34%	Ene 18, 2006
Regional de Occidente S.A. E.S.P.	Colombia	Saneamiento Básico	67.43%	55.80%	Dic 26, 2006
Aguas Nacionales EPM S.A. ESP	Colombia	Saneamiento Básico	99.92%	99.92%	Nov 29, 2002
Empresas públicas de Oriente S.A. E.S.P	Colombia	Saneamiento Básico	56.00%	56.00%	Nov 12, 2009

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 los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados para las Empresas de Servicios Públicos 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

EPM consolida los resultados financieros de las empresas sobre las que ejerce un control en el sentido que lo define el Código de Comercio de Colombia. Los estados financieros anuales consolidadas de EPM incluyen las cuentas de las Empresas Públicas de Medellín E.S.P. "EPM", (Sociedad Matriz), EPM Telecomunicaciones S.A. E.S.P. "UNE", EPM Inversiones S.A., Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. "CHEC", Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. "EDEQ", Comercializadora Energética Nacional Colombiana S.A. E.S.P. "CENCOL", Centrales Electricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. "CENS", Electrificadora Santander S.A. E.S.P. "ESSA", Regional de Occidente S.A. E.S.P., Aguas de Urabá S.A. E.S.P., Empresa de Aguas del Oriente Antioqueño S.A. E.S.P., Empresas públicas de Oriente S.A. E.S.P., Hidroecológica del Teribe S.A. "HET", Aguas Nacionales EPM S.A. E.S.P. (hasta mayo de 2009 se llamaba " EPM Bogotá Aguas S.A. E.S.P.), EEPPM RE LTD, Edatel S.A. E.S.P., Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S.A. E.S.P. "ETP", EPM Bogotá S.A. E.S.P., Emtelco S.A., Cinco Telecom Corporation, Orbitel Comunicaciones Latinoamericanas S.A.U., Orbitel Servicios Internacionales S.A. E.S.P. (en adelante, colectivamente, "las filiales").

EPM utiliza el método de integración global para consolidar los resultados financieros de estas empresas. 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. Los aspectos regulatorios más significativos que le aplican, son:

3.1 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. Los municipios, cuando asuman en forma directa la prestación de estos servicios.
4. Las organizaciones autorizadas para prestar servicios públicos en municipios menores en zonas rurales y en áreas o zonas urbanas específicas.
5. Las entidades autorizadas para prestar servicios públicos durante los períodos de transición de esta ley.
6. Las entidades descentralizadas de cualquier orden territorial o nacional que al momento de expedirse esta ley estén prestando cualquiera de los servicios públicos y se ajusten a lo establecido en esta norma.

EPM se rige por las Leyes 142 y 143 de 1994, por ser una empresa dedicada a la prestación de servicios públicos domiciliarios. 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, EPM, por ser una entidad descentralizada del Orden Municipal, está sujeta al control político del Concejo de Medellín, al control fiscal de la Contraloría de Medellín y al control disciplinario de la Procuraduría.

3.2 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.

En Colombia, las Comisiones de Regulación tienen la función de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible. En los demás casos su función es promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante y produzcan servicios de calidad. 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 Comunicaciones.

3.3 Regimen 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, suficiencia financiera y 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 de autónomo o el sistema de libertad regulada.

Los elementos de las fórmulas tarifarias pueden incluir un cargo por unidad de consumo, un cargo fijo y un cargo de conexión de las contribuciones. Estos cargos en ningún caso pueden estar en contra del principio de eficiencia. El costo no puede ser transferido a los usuarios a causa de una gestión ineficiente o como consecuencia de una posición dominante o monopolística. Estas tarifas tienen un plazo de cinco (5) años. Después de este tiempo, la Comisión debe revisarlas y adaptarlas a los nuevos escenarios y a las características de la economía. La última actualización se hizo en febrero de 2009 para el negocio de la energía.

3.4 Régimen de subvenciones y contribuciones

De acuerdo a la normativa vigente, las subvenciones en ningún momento pueden ser superiores a la cantidad requerida para los gastos de funcionamiento mínimos ni puede ser superior 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.

3.5 Regulación por sector

3.5.1 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.

Los costos de referencia adoptados por EPM fueron aprobados mediante el Decreto 211 de diciembre de 2005 y modificados mediante el Decreto 232 de junio 5 de 2007.

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

3.5.1.1 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, 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 reglamenta por parte del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.

3.5.1.2 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 incurre 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, 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.

3.5.1.3 Subsidios y contribuciones

El modelo solidario para el sector de agua potable y saneamiento básico, se fundamenta en un esquema de subsidios cruzados a la demanda definido a nivel municipal. De acuerdo con las normas legales, los subsidios no excederán en ningún caso el valor de los consumos básicos de subsistencia y no serán superiores al 15% del costo medio del suministro para el estrato 3, al 40% del costo medio del suministro para el estrato 2 ni superior al 70% de éste para el estrato 1. No obstante, también es posible definir subsidios a la oferta, en cuyo caso los beneficiarios

son todos los usuarios del servicio a través de la reducción en los costos de inversión reconocidos vía tarifa.

Los balances entre contribuciones y subsidios se calculan de conformidad con los Decretos 1013 de 2005 y 057 de 2006 que establecen 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. Las contribuciones comunes para los municipios corresponden a las mínimas definidas por la norma citada, y que una vez agrupadas deben ser distribuidas a los municipios principalmente en función de los subsidios entregados en cada uno. Las contribuciones por encima de los mínimos establecidos, no forman parte de la bolsa y son dirigidas directamente al cubrimiento de los subsidios del municipio en el que se generan.

3.5.2 Sector eléctrico

3.5.2.1 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 (4) 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 propender por 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.

3.5.2.1.1 Actividades del sector eléctrico

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

Generación: Actividad consistente en la 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 en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.

Transmisión: La actividad de Transmisión Nacional es el 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: Actividad consistente en transportar energía eléctrica a través de un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 KV, que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

Comercialización: Actividad consistente en la 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 siempre y cuando tengan contabilidades separadas para las diferentes actividades; como fue el caso de EPM.

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 .

3.5.2.1.2 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.

3.5.2.2 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-085 de 1996, modificada y adicionada por las Resoluciones CREG 107 de 1998, y CREG 032 y 039 de 2001).

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 subasta entre los generadores las OEF que se requieren 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.

3.5.2.3 Actividad de transmisión de energía

3.5.2.3.1 Aspectos generales de la regulación vigente

Los aspectos más relevantes del marco regulatorio vigente de esta actividad, están contenidos en las resoluciones CREG 026 de 1999, 061 y 103 de 2000, y 022 de 2001, los cuales se resumen a continuación:

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. Para lo anterior, 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), quien 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.

En el año 2009 fue aprobada una nueva metodología de remuneración de la actividad de transmisión la cual fue establecida en la Regulación CREG 011 de 2009. Esta nueva metodología comenzará a regir una vez se aprueben los inventarios de activos de las empresas transportadoras, lo cual se espera para el primer trimestre de 2010, incluye remuneración del servicio y normas de calidad.

3.5.2.3.2 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.

3.5.2.4 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, las cuales también son definidas por el regulador.
- Una vez definida la metodología, a cada OR se le aprueba, en resolución independiente, sus propios cargos de distribución por nivel de tensión.
- Para la actividad de distribución, el actual período regulatorio inició en el año 2003 y finalizó el 31 de diciembre de 2007. Sin embargo, los cargos aplicados en este período continúan vigentes hasta tanto no queden en firme los nuevos, los cuales se aprobaron mediante Resolución CREG 105 de 2009 con fundamento en la metodología aprobada en la Resolución CREG 097 de 2008. Es de anotar que frente a la resolución CREG 105 de 2009 se interpuso recurso de reposición el cual se espera se resuelva en el primer trimestre del año 2010.

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

3.5.2.4.1 Ampliación 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, los cuales 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, Plan de Acción y 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, éste podrá desarrollarlo el usuario interesado o un tercero, para lo cual se define un esquema de remuneración.

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.

3.5.2.4.2 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 regulación estableció los criterios, indicadores y metas para medir esta calidad y determinó las responsabilidades y compensaciones por el no cumplimiento de estas metas (Resoluciones CREG-070 de 1998, 096 de 2000 y 084 de 2002).

Existen dos indicadores para medir la calidad del servicio de energía eléctrica prestado a los usuarios: uno de ellos, llamado indicador DES, mide el tiempo total que el servicio es interrumpido; el otro, llamado indicador FES, mide el número de interrupciones del servicio.

El Operador de Red deberá compensar a los usuarios cuando los indicadores de calidad del servicio prestado al usuario, superen los valores máximos admisibles, valorando la energía que se deja de suministrar de acuerdo con un procedimiento establecido en función del costo estimado de la energía no servida.

Cabe señalar que la nueva metodología definida en la Resolución CREG 097 de 2008 para determinar la remuneración de la distribución, las reglas relativas a la expansión del servicio y el esquema de calidad, introduce modificaciones importantes en los tres aspectos. Aunque algunos aspectos de dicha metodología entraron a aplicar en los últimos meses de 2008 (noviembre- diciembre), el grueso de la metodología y por supuesto, los nuevos cargos que se definirán con base en ella, así como el nuevo esquema de calidad y lo relativo a la expansión del servicio, entrarán a aplicar en el año 2010; el nuevo esquema de calidad define un sistema de incentivos complementándolo con compensaciones a los usuarios peor servidos.

Para el esquema de incentivos se define 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.

3.5.2.5 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, la cual entró 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, y 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-. Este fondo 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. 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.

3.5.3 Sector de gas natural

3.5.3.1 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. No obstante, la normatividad y competencias expresadas en el Código de Petróleos y el Contrato de Asociación continúan 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, 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.

3.5.3.2 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 y 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, el MME para garantizar el abastecimiento de gas natural en el largo plazo, Decretos 2687 y 4670 de 2008, ha privilegiado la demanda interna sobre la demanda de

exportación, ha establecido los mecanismos de información y asignación sobre la disponibilidad de la oferta de gas natural y ha fijado los criterios para que los productores puedan disponer de las reservas para el intercambio comercial internacional.

Con base en lo anterior, 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-.

Por su parte la CREG, 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.

Para efectos de suministro del gas natural se considera usuario no regulado aquel cuyo consumo sea superior a 85.000 m³/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) y hasta 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 01 de 2000 que actualmente está en proceso de revisión, a través del proyecto de Resolución CREG 022 de 2009.

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. (Resolución CREG-007 de 2001)

Los contratos de transporte de gas natural, al igual que los de suministro, 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 pueden hacerse bajo tres modalidades: mutuo acuerdo entre las partes, aproximación ordinal y negociación libre.

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 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.

A diferencia del sector eléctrico, donde existe un régimen de transportador común, la obligación de un transportador de efectuar la expansión y un proceso de planeación centralizada de la expansión, 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, depende de los términos y condiciones que se pacten en los contratos respectivos.

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 E.S.P.

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. En la actualidad la CREG, mediante el proyecto de resolución CREG 046 de 2009, está revisando los criterios que permiten justificar la conformación de áreas de servicio exclusivo, atendiendo los mandatos de ley expresos en las leyes 142 de 1994 y 1151 de 2007

Para las áreas de servicio no exclusivo, caso de EPM. E.S.P., la CREG estableció la metodología para remunerar la distribución y comercialización de gas natural y las fórmulas tarifarias en la Resolución CREG 11 de 2003, la cual será objeto de revisión a partir de los lineamientos generales establecidos 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 (6) 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 su mercado relevante, conformado por los 10 municipios ubicados en el Valle de Aburrá, tienen una vigencia de cinco (5) años -2005-2009-, y están establecidos en la Resolución CREG 87 de 2004.

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 costos asociados a los gastos AOM y depreciación de activos asociados a la actividad, afectados por un factor de eficiencia –DEA- y un Margen de Comercialización del 1.67% sobre el ingreso anual del comercializador en el Mercado Regulado.

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.

3.5.3.3 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 (5) 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, no obstante, de igual forma se le trasladan los costos de las componentes reguladas de transporte y distribución, y las variables de compra y comercialización de gas de acuerdo con los precios resultantes de la negociación entre usuarios y comercializadores.

3.5.3.4 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 y 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 m³/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. Este Fondo 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 cuanta 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.

3.5.3.5 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 poseen participación accionaria en una distribuidora comercializadora de gas natural.

Adicionalmente, en 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.

3.5.3.6 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).

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

3.5.4 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 Comunicaciones es el órgano encargado de la preparación o redacción de la política de telecomunicaciones, gestión y control del espectro radioeléctrico, y también controla y supervisa el sistema de concesión. La Comisión de Regulación de Telecomunicaciones es la encargada de la regulación. 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. 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 por ciento, deberán atenerse a los criterios y 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.

La Entidad se rige por la Ley 1341 del 30 de julio de 2009, por la cual se definen principios y conceptos sobre la Sociedad de la Información y la Organización de las Tecnologías de la Información y las Comunicaciones – TIC -, se crea la Agencia Nacional de Espectro y se dictan otras disposiciones.

El Artículo 73 de la citada ley dispone que “en todo caso, se respetará la naturaleza jurídica de las empresas prestatarias de los servicios de telefonía pública básica conmutada y telefonía local móvil en el sector rural, como empresas de servicio público.” Asimismo, la Ley 489 de 1998 incluye a las empresas oficiales de servicios públicos como entidades descentralizadas y señala que éstas se sujetarán a dicha ley, en lo no previsto en la Ley 142 de 1994 y en las normas que la complementen, sustituyan o adicione.

Como entidad descentralizada del orden municipal, la empresa está sujeta al control político del Concejo de Medellín, al control fiscal de la Contraloría de Medellín, y al control disciplinario de la Procuraduría.

Por mandato del Artículo 209 de la Constitución Política, la administración pública, en todos sus órdenes, tendrá un control interno que se ejercerá en los términos que señale la ley. Este principio es desarrollado de manera general para las entidades públicas por la Ley 87 de 1993. Con base en lo expuesto, EPM Telecomunicaciones S.A. E.S.P. ejerce en forma independiente el control interno.

De conformidad con el Artículo 55 de la Ley 1341 de 2009, el régimen de los actos y contratos de los proveedores de TIC, incluidos los relativos a su régimen laboral y las operaciones de crédito, cualquiera que sea su naturaleza y sin importar la composición de su capital, se regirán por las normas del derecho privado. Lo anterior, sin perjuicio de la obligación de cumplir los principios generales de la función pública señalados en el Artículo 209 de la Constitución Política, así como los demás principios que rigen y orientan la prestación de los servicios públicos y en particular los de TIC.

El Ministerio de TIC es el encargado de definir las políticas, planes y proyectos del sector, así como regir las funciones de vigilancia y control sobre los proveedores de redes y servicios de TIC. La Comisión de Regulación de Comunicaciones (CRC), Unidad Administrativa Especial de carácter técnico adscrita al Ministerio de Comunicaciones, es la encargada de promover la competencia, evitar el abuso de posición dominante y regular los mercados de las redes y servicios de telecomunicaciones. En lo relacionado con la protección de usuarios, la Superintendencia de Industria y Comercio es la entidad competente para conocer los recursos de apelación en materia de PQR's y adelantar las investigaciones por prácticas violatorias al régimen fijado por la CRC.

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, 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 establece 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 a 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 presente informes de control anualmente 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.

EPM y sus filiales, de acuerdo con la normatividad vigente, 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 y/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 considera como efectivo o equivalentes de efectivo el dinero en caja y bancos y las inversiones de alta liquidez.

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, 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 y 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 incurren 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 controladas comprenden las inversiones realizadas con la intención de ejercer control o de tener el control conjunto.

El control es la facultad que tiene EPM de definir u orientar las políticas financieras y operativas de otra entidad, cuando su participación patrimonial es superior al cincuenta por ciento (50%), en forma directa o indirecta.

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 cuando se facturan los servicios suministrados y su medición corresponde al valor del consumo, aplicándole la tarifa fijada por los entes reguladores (CREG, CRA y CRT). Se detallan los conceptos, de acuerdo con lo establecido en la regulación.

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.

Para la protección de cartera se establece una provisión administrativa, con cargo a la cuenta de gastos de provisión para deudores. Cuando las cuentas por cobrar están amparadas en garantías no se provisionan

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

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

Para el 30 de junio 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 colocarlo 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>
Construcciones	
Presas, estaciones repetidoras	50
Edificios, casas, oficinas, tiendas, puestos, campamentos, estacionamientos, garajes, almacenes, instalaciones deportivas	30
Tanques de almacenamiento	20
Plantas, tuberías y túneles	
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
Maquinaria y equipo	
Redes de distribución y de aire	25
Redes de recolección de agua	30
Líneas y cables de transmisión	40
Maquinaria y equipo	
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	5

<u>Tipo de Activo</u>	<u>Vida Útil</u>
limpieza	
Equipos del centro de control	15
Equipos de asistencia audiovisual	10
Equipo médico y científico	
Equipos de investigación	1
Equipos de laboratorio, equipo médico y científico	7
Muebles, mezclas y equipo de oficina	7
Equipos de comunicación y computadores	5
Satélites y antenas	10
Equipos de transporte, tracción y aumento	5
Equipos de comedor, cocina, comida y de hotelería	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

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:

(1) **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.

(2) **Licencias de Software:** las licencias de software y de operación se amortizan utilizando el método de línea recta durante un máximo de cinco años.

(3) **Derechos:** estos 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.

a) **Propiedad, planta y equipo:** se actualizan al comparar el valor en libros con el costo de reposición o el valor de realización. Éstos 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 (3) años a partir de la última realizada.

b) **Inversiones en entidades 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 provision. 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:

- (1) **Empréstitos:** se reconocen por el valor del desembolso.
- (2) **Emisión y colocación de bonos, títulos de deuda pública:** se reconocen por su valor nominal.
- (3) **Créditos de proveedores:** se reconocen por el valor del bien recibido.
- (4) **Las operaciones de financiamiento con banca central:** corresponden a los préstamos que obtiene el gobierno nacional por parte del Banco de la República. Se reconocen por el valor pactado en el contrato.
- (5) **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 período 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:

(1) **Impuesto sobre la renta:** EPM y sus filiales son contribuyentes del régimen ordinario del impuesto sobre la renta. En 2009 y 2008 se aplicó la tarifa general del 33%.

(2) **Impuesto al Patrimonio:** la Ley 1111 de 2006 estableció este impuesto, por los años 2007, 2008, 2009 y 2010 liquidado anualmente a la tarifa del 1.2% del patrimonio líquido al 1 de enero de 2007, excluyendo, entre otros, el valor patrimonial neto de las inversiones en sociedades nacionales.

(3) **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.

(4) **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.

(5) **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.

Los pasivos por impuestos diferidos por lo general 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 por lo general 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, 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, ya que estos 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, el valor más relevante es el de las cesantías.

18. Pasivo pensional

Su cálculo tiene como base jurídica las normas legales vigentes sobre pensiones, y 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 2009 fue 6.48% (2008 - 4.8%), 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, 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.

Al 31 de diciembre de 2009 EPM y CHEC tienen amortizado el 100% de su cálculo actuarial. Así mismo, Edatel, ETP, EDEQ, CENS y ESSA tienen amortizado el 84,54%, 75%, 79,01%, 79% y 82,42%, respectivamente.

En abril de 2003 se constituyó el contrato de fiducia 090416150 para la administración de un patrimonio autónomo con el fin de garantizar el pago de las obligaciones derivadas de los bonos pensionales y de las cuotas partes de bonos que le correspondan a EPM, y el pago de indemnizaciones sustitutivas derivados de los riesgos que regula el sistema general de pensiones.

Con el fin de garantizar la disponibilidad futura de fondos para pagar pasivos pensionales y para asignar los recursos financiera requeridos, el Consejo de Administración, en su reunión del 1° de diciembre de 2008, y de acuerdo con el Acta N° 1496, aprobó la creación de una fiducia idepedniente para cubrir los pasivos pensionales. Este fondo cubre las pensiones de EPM y las pensiones transferidos de EADE y será financiado durante un periodo de seis años de la manera que se enuncia a continuación:

Primera cuota	2010	\$40,000
Segunda cuota	2011	\$82,000
Tercera a sexta cuota	Desde 2012 a 2015	\$76,500

La autorización de la constitución del patrimonio autónomo se obtuvo ante la Superintendencia Financiera, y ante el Ministerio de Protección Social.

19. Pasivos estimados

Estos 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).
- El Grupo EPM está obligado, acorde con lo estipulado en la Ley, 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 ha 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: corresponde a los ingresos netos generados durante el año y en años anteriores, sin un destino específico.

Superavit 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 superavit 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

Estas cuentas representan los hechos y circunstancias de los cuales se pueden derivar derechos y obligaciones y podrían afectar los estados financieros consolidados.

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. En concordancia, 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 procesos 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. Normas Internacionales de Información Financiera "NIIF"

La Junta Directiva de EPM, en su sesión del 5 de mayo de 2009, aprobó la solicitud de estructurar un proyecto para la adopción plena de Normas Internacionales de Información Financiera, NIIF; con alcance al Grupo Empresarial EPM. El objetivo es elaborar estados

financieros de EPM y de cada una de las empresas del Grupo, bajo estos estándares internacionales.

NOTA 5. CAMBIOS EN MONEDA EXTRANJERA

La moneda funcional de EPM y filiales en Colombia es el peso colombiano. Las operaciones realizadas por HET (Panama), EEPPM RE LTD (Bermudas), OCL (España) y CTC (USA) 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 periodo para las cuentas de resultados, y a la tasas de cambio históricas para las cuentas de patrimonio.

Durante el periodo, 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 presenta 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 utilizadas para la conversión de divisas en los estados financieros consolidados

<u>Moneda</u>	<u>Tipo de Divisa</u>	<u>Junio 2010</u>	<u>Diciembre 2009</u>
Dólar de Estados Unidos	USD	1,916.46	2,561.21
Libra Esterlina	GBP	2,867.22	3,671.11
Yen Japonés	JPY	21.66	25.92
Euro	EUR	2,347.47	3,400.52

El efecto de la diferencia en cambio en resultados es el siguiente

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
<u>Ingresos no operacionales por diferencia en cambio</u>		
Operaciones de credito publico externas	125,376	54,050
Adquisicion de bienes y servicios	15,533	11,630
Deudores	3,399	(417)
Otros ajustes por diferencia en cambio	1,007	6,004
Inversiones	54	747
Efectivo	<u>1,704</u>	<u>23,426</u>
	<u>147,073</u>	<u>95,441</u>
<u>Gastos no operacionales por diferencia en cambio</u>		
Inversiones	45,744	21,286
Operaciones de credito publico externas	15,310	7,704
Otros ajustes por diferencia en cambio	9,954	22,840
Deudores	12,318	3,066
Efectivo	2,123	3,148
Adquisicion de bienes y servicios	-	<u>1,784</u>
	<u>85,449</u>	<u>59,828</u>

NOTA 6. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

Al 30 de Junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 el efectivo y equivalentes de efectivo consistían en lo siguiente:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Bancos	512,335	355,329
Fondos restringidos (1)	48,194	52,802
Administración de liquidez (2)	11,042	14,749
Efectivo	<u>1,935</u>	<u>1,881</u>
	<u>573,506</u>	<u>424,761</u>

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

<u>Acuerdos</u>	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Administración delegada No.4800000436/440		
Municipio Medellín	20,258	22,282
Antioquia iluminada (*)	6,279	7,820
Recursos para infraestructura de agua potable y saneamiento básico (**)	13,673	14,716
Otros	<u>7,984</u>	<u>7,984</u>
	<u>48,194</u>	<u>52,802</u>

(*) 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 2009 se llevó el servicio a 11.325 viviendas. Los recursos se destinan para el cubrimiento de acometidas y redes internas para los usuarios conectados en los diferentes municipios de Antioquia.

(**) En virtud de los acuerdos N° 10005431, 10005141, 10003713 y10003714 Aguas de Urabá S.A. E.S.P. ha recibido recursos financieros para la ejecución de los proyectos de inversión en infraestructura de agua potable y saneamiento básico; dichos recursos se encuentran depositados en el IDEA.

En virtud del acuerdo N° 10005847, Regional de Occidente S.A. E.S.P. ha recibido recursos financieros para la ejecución de los proyectos de inversión en infraestructura de agua potable y saneamiento básico; dichos recursos se encuentran depositados en el Instituto para el Desarrollo de Antioquia - IDEA.

(2) Corresponden a fondos en moneda extranjera exigibles a la vista en operaciones overnight que generaron rendimientos financieros promedio del 2% anual.

NOTA 7. INVERSIONES TEMPORALES

Al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 las inversiones temporales, que son negociables, consistían en lo siguiente:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Bonos y valores emitidos por instituciones financieras (1)	403,030	784,806
Bonos de la Tesorería-TES (2)	444,489	443,905
Certificados de depósitos a término (3)	351,205	341,885
Derechos en fondos y valores fiduciarios de inversión (4)	161,953	311,483
Bonos y valores emitidos por el gobierno general (5)	155,135	126,666
Bonos y valores emitidos por el sector privado	6,098	5,583
Otros	<u>19,568</u>	<u>17,698</u>
	<u>1,541,478</u>	<u>2,032,026</u>

- (1) Inversiones en "Time Deposit" (Depósitos a plazo), 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.
- (2) Títulos de Tesorería (TES). Títulos de deuda pública interna emitidos por el Gobierno Nacional y administrados por el Banco de la República
- (3) 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.
- (4) 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.
- (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 8. DEUDORES, NETO

Al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 las cuentas por cobrar consistían en lo siguiente:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Servicios públicos	1,538,315	1,289,043
Deudas de difícil recaudo	474,159	468,138
Telecomunicaciones y servicios de asistencia técnica	205,058	281,255
Préstamos a compañías no controladas (1)	284,760	275,775
Anticipos y saldos a favor por impuestos y contribuciones	200,457	129,962
Préstamos a empleados	97,316	96,931
Préstamos concedidos a los usuarios de gas	89,316	94,769
Depósitos entregados en garantía (2)	3,205	44,927
Anticipos a proveedores	39,041	44,162
cuentas por cobrar a terceros	34,043	34,771
Cuentas por cobrar por venta de bienes	19,751	20,916
Cuotas partes de pensiones	17,948	16,568
Recursos entregados en administracion	9,388	4,526
Dividendos y participaciones por cobrar	23,399	4,156
Otros	<u>134,814</u>	<u>122,369</u>
	<u>3,170,970</u>	<u>2,928,268</u>
Provisión cuentas de dudoso recaudo (3)	(547,358)	(509,904)
	<u>2,623,612</u>	<u>2,418,364</u>
Menos porción no corriente (4)	<u>793,742</u>	<u>718,644</u>
Porción corriente	<u>1,829,870</u>	<u>1,699,720</u>

- (1) Corresponde a los préstamos otorgados a Colombia Móvil S.A. E.S.P. En septiembre de 2006 EPM Telecomunicaciones unificó los saldos adeudados en lo que respecta a los préstamos que los socios en calidad de tales habían otorgado a Colombia Móvil S.A., a través de un pagaré a favor de 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 de 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

- (2) Cuentas bancarias por \$43,317 fueron embargadas por los municipios de Caloto -Cauca- y Yumbo -Valle del Cauca. Estas sumas fueron liberadas en enero del año 2010 por orden de las autoridades correspondientes

(3) El movimiento de la provisión para cuentas de dudoso recaudo durante el año fue el siguiente:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Saldo inicial	509,904	434,037
Provisión	67,984	112,695
Combinacion de negocios	-	9,103
Castigos de cartera	(30,530)	(44,079)
Recuperación provisiones	-	(1,852)
Saldo final	<u>547,358</u>	<u>509,904</u>

(4) Al 31 de marzo de 2010 y 31 de diciembre de 2009 la composición de las Cuentas por cobrar no corrientes fue:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Préstamos a compañías no controladas	292,602	275,775
Servicios públicos	233,495	217,246
Prestamos a empleados	86,761	91,657
Préstamos concedidos a los usuarios de gas	68,345	75,759
Anticipos a proveedores (*)	8,829	8,176
Cuentas por cobrar por venta de activos fijos	2,231	2,544
Recursos entregados en administracion	1,473	1,361
Otros deudores	<u>100,006</u>	<u>46,126</u>
	<u>793,742</u>	<u>718,644</u>

NOTA 9. INVENTARIOS, NETO

Al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 los inventarios consistían en lo siguiente:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Materiales	133,896	133,684
Bienes para la venta	9,384	10,908
Inventarios en tránsito	736	4,132
Inventarios en poder de terceros	<u>4,300</u>	<u>3,630</u>
	148,316	152,354
Menos: Provisión para proteccion de inventarios (1)	<u>(3,227)</u>	<u>(3,092)</u>
	<u>145,089</u>	<u>149,262</u>

(1) El movimiento de la provision para protección de inventarios durante el año fue el siguiente:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Saldo Inicial	3,092	7,723
Gasto provisión	570	1,785
Combinacion de negocios	-	253
Recuperacion de provisiones	(435)	(4,130)
Traslado a propiedad, planta y equipo	-	<u>(2,539)</u>
Saldo final	<u>3,227</u>	<u>3,092</u>

NOTA 10. GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO

Al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 los gastos pagados por anticipado consistían en lo siguiente:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Arrendamiento (1)	165,888	162,632
Seguros	17,580	22,561
Otros	<u>12,746</u>	<u>439</u>
	<u>196,214</u>	<u>185,632</u>
Menos porción no corriente (2)	<u>172,884</u>	<u>175,314</u>
Porción corriente	23,330	10,318

- (1) Corresponde al arriendo de capacidad nueva para transmisión de información e interconexión con los proveedores Sprint, Promigas Telecomunicaciones S.A. y Union Fenosa, los cuales tienen una vida útil de 15 años.
- (2) Al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 la composición de los gastos pagados por anticipado no corriente es la siguiente:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Arrendamiento	160,652	160,581
Seguros	11,745	14,697
Publicaciones y suscripciones	<u>487</u>	<u>36</u>
	<u>172,884</u>	<u>175,314</u>

NOTA 11. INVERSIONES A LARGO PLAZO, NETO

Al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 las inversiones a largo plazo consistían en lo siguiente:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Inversiones en entidades no-controladas (1)	704,064	687,464
Inversiones en títulos participativos (2)	27,806	28,206
Otros	<u>611</u>	<u>609</u>
	732,481	716,279
Menos: Provisión para protección de inversiones (3)	<u>(98,852)</u>	<u>(96,966)</u>
	<u>633,629</u>	<u>619,313</u>

- (1) Las inversiones en entidades no controladas al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 incluían las siguientes:

2010					
<u>Entidad</u>	<u>Porcentaje</u>	<u>Costo Ajustado</u>	<u>Provisión</u>	<u>Neto</u>	<u>Dividendos</u>
Isagen S. A. E.S.P.	12,95%	191,214	-	191,214	19,772
ISA S.A. E.S.P.	10,17%	187,035	-	187,035	18,017
Colombia Móvil S. A. E.S.P.	24,99%	152,063	(81,218)	70,845	-
Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P.	46,32%	131,432	-	131,432	-
Gestión Energética S. A. E.S.P.	0,25%	12,686	(12,229)	457	-
Transoriente S.A	20,00%	8,633	-	8,633	-
Gasorient S.A. ESP	10,00%	7,661	-	7,661	-
Otros		<u>13,340</u>	<u>(5,405)</u>	<u>7,935</u>	<u>162</u>
		<u>704,064</u>	<u>(98,852)</u>	<u>605,212</u>	<u>37,951</u>

2009

Entidad	Porcentaje	Costo Ajustado	Provisión	Neto	Dividendos
Isagen S. A. E.S.P.	12,95%	191,214	-	191,214	19,308
ISA S.A. E.S.P.	10,17%	187,035	-	187,035	16,858
Colombia Móvil S. A. E.S.P.	24,99%	152,063	(79,042)	73,021	-
Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P.	46,32%	111,305	-	111,305	-
Gestión Energética S. A. E.S.P.	0,25%	12,686	(12,229)	457	-
Transoriente S.A	20,00%	8,633	-	8,633	-
Gasoriente S.A. ESP	10,00%	7,651	-	7,651	-
Otros		<u>16,877</u>	<u>(5,695)</u>	<u>11,182</u>	<u>3,269</u>
		<u>687,464</u>	<u>(96,966)</u>	<u>590,498</u>	<u>39,435</u>

(2) Incluye \$20.831 en Fiducolombia y \$6.975 en Fiduciaria Bogotá, inversiones con fines de política interna que fueron constituidas en CENS para atender el pasivo pensional y otras contingencias.

(3) El movimiento de la provision para protección de inversiones durante el año fue el siguiente:

	2010	2009
Saldo inicial	96,966	81,409
Provision	2,236	17,194
Otros	(350)	
Reclasificación de provisión	-	(1,637)
Saldo final	<u>98,852</u>	<u>96,966</u>

NOTA 12. PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO, NETO

Al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 la composición de la propiedad, planta y equipo fue la siguiente:

	2,010	2009
Plantas, ductos y túneles (1)	5,082,526	5,042,492
Redes, líneas y cables (1)	4,907,354	4,766,393
Construcciones en curso (2)	3,140,695	2,814,785
Edificios	2,172,772	2,166,550
Equipos de comunicaciones y computación	907,992	914,200
Maquinaria y equipo	662,745	664,808
Terrenos	180,230	178,322
Muebles, enseres y equipo de oficina	116,484	116,774
Maquinaria, planta y equipo en montaje	244,572	201,762
Propiedad, planta y equipo en tránsito	15,402	16,273
Equipos de transporte, tracción y elevación	111,747	113,098
Bienes muebles en bodega	42,384	44,729
Otros	<u>103,696</u>	<u>92,660</u>
	<u>17,688,599</u>	<u>17,132,846</u>
Provisión para propiedad, planta y equipo (3)	(87,486)	(88,613)
Depreciación acumulada (4)	(8,243,094)	(7,842,539)
Depreciación diferida (5)	<u>1,813,300</u>	<u>1,667,646</u>
	<u>(6,517,280)</u>	<u>(6,263,506)</u>
	<u>11,171,319</u>	<u>10,869,340</u>

- (1) Las plantas ductos, túneles, redes, líneas y cables son los componentes de la infraestructura operativa de los negocios de Generación, Transmisión y Distribución, Gas Natural, Acueducto, Saneamiento Aguas Residuales y Telecomunicaciones.
- (2) **Construcciones en curso.** Incluye \$2,766,522y \$2,492,343 al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009, respectivamente, correspondientes a los proyectos de generación de energía Porce III, Porce IV.

Proyecto Porce III. 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. La capacidad es de 660 MW

Esta central de generación contribuirá con 3.106 GWh de energía firme al año. La entrada comercial de la primera unidad se estima para el primer semestre del año 2010, las otras tres unidades para el primer semestre del año 2011.

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.

Proyecto Porce IV. Está localizado sobre el río Porce, en el Departamento de Antioquia, aproximadamente a 150 km al noreste de la ciudad de Medellín, en jurisdicción de los municipios de Amalfi y Anorí, con influencia indirecta sobre el Municipio de Zaragoza. Este desarrollo sería el último eslabón de la cadena del complejo hidroeléctrico del río Porce. La capacidad es de 400MW. La energía media anual será de 2.600 GWh

El proyecto Porce IV fue acogido en la subasta de obligaciones en firme, realizada en 2008, y deberá entrar en operación en 2015.

- (3) El movimiento de la provision para propiedad, planta y equipo durante el año fue el siguiente:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Saldo inicial	88,613	71,067	,284
Gasto provisión	532	16,109	12,513
Combinación de negocios	-	469	-
Gasto ejercicios anteriores	-	822	-
Reclasificación de provisión	<u>(1,659)</u>	<u>146</u>	<u>270</u>
Saldo final	<u>87,486</u>	<u>88,613</u>	<u>7</u>

- (4) El movimiento de la depreciación acumulada de propiedades, planta y equipo durante el año fue el siguiente:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Saldo Inicial	7,842,539	7,007,290
Depreciación del año	272,340	522,088
Combinación de negocios	-	433,587
Depreciación diferida, neta	145,654	132,585
Depreciación ejercicios anteriores	-	1,904
Retiros de propiedad, planta y equipo	<u>(17,439)</u>	<u>(254,915)</u>
Saldo final	<u>8,243,094</u>	<u>7,842,539</u>

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

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Saldo inicial, neto	1,667,646	1,535,061
Incremento en el periodo	<u>145,654</u>	<u>132,585</u>
Saldo final, neto	<u>1,813,300</u>	<u>1,667,646</u>

NOTA 13. RESERVA FINANCIERA ACTUARIAL

Al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 la composición de la reserva financiera actuarial fue:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Bonos pensionales (fondos fiduciarios)	<u>341,711</u>	<u>331,808</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 que 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 2008, se adicionaron \$ 18.250 para cubrir los bonos pensionales EADE.

En 2009 EDATEL constituyó un patrimonio autónomo por valor de \$ 22.596 para garantizar el pago de sus obligaciones pensionales.

En 2009 CHEC adicionó a su patrimonio autónomo \$ 9,577 para garantizar el pago de sus obligaciones pensionales.

NOTA 14. OTROS ACTIVOS

Al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 la composición de Otros activos era:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Impuesto Diferido	125,200	131,754
Cargos diferidos (1)	154,933	125,277
Activos en poder de terceros (2)	154,542	150,407
Derechos en fideicomiso	36,363	31,386
Mejoras en propiedad ajena	36,230	33,408
Activos adquiridos mediante leasing financiero	3,823	4,000
Otros	<u>112</u>	<u>103</u>
	511,203	476,335
Depreciación acumulada de los activos adquiridos mediante leasing financiero	<u>(2,938)</u>	<u>(3,006)</u>
	<u>508,265</u>	<u>473,329</u>

- (1) Los cargos diferidos incluyen estudios y correspondientes a estudios de viabilidad para proyectos de inversión en la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales del Norte, y materiales y suministros del sector de telecomunicaciones.

Incluye también la prima pagada a la Nación correspondiente al contrato de estabilidad jurídica para la actividad de generación de energía de EPM. Se suscribió a un plazo de veinte (20) años y su valor fue equivalente al 0.5% del valor de las inversiones realizadas en período improductivo y el 1% en la etapa de operación.

- (2) Los bienes entregados a terceros incluyen terminales ATA, cable modems, decodificadores, Set Top Box, servidores y activos provenientes de las empresas fusionadas: TV Cable Promisión, Emtelsa, y Costavisión.

NOTA 15. INTANGIBLES, NETO

Al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 la composición de los intangibles era la siguiente:

	<u>2,010</u>	<u>2,009</u>
Goodwill (1)	541,229	541,229
Software	357,923	356,903
Licencias	348,733	342,354
Derechos	30,776	24,957
Otros	<u>21,171</u>	<u>27,527</u>
	1,299,832	1,292,970
Amortización acumulada (2)	<u>(727,321)</u>	<u>(680,796)</u>
	<u>572,511</u>	<u>612,174</u>

- (1) El goodwill al al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009:

	2010		
Concepto	Costo	Amortización	Valor Neto
EPM Televisión S.A. E.S.P.	9,552	(9,552)	0
Emtelco S.A.	20,929	(19,937)	992
Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S.A. E.S.P.	79,081	(79,081)	0
EdateL S.A. E.S.P.	68,786	(38,960)	29,826
Orbitel S.A. E.S.P.	55,869	(17,802)	38,067
Emtelsa S.A. E.S.P. (*)	93,829	(25,179)	68,650
Promisión S.A. E.S.P. (*)	85,743	(6,057)	79,686
Costavisión S.A. E.S.P. (*)	65,453	(4,636)	60,817
Hidroecológica del Teribe S.A. (*)	6,032	0	6,032
Vision Satélite	13,680	(1,368)	12,312
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. "EDEQ"	23,923	(6,418)	17,505
EPM Bogotá S.A. E.S.P.	11,951	(10,859)	1,092
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. "CHEC"	592	(168)	424
Otros (*)	<u>5,809</u>	<u>(5,910)</u>	<u>(101)</u>
	<u>541,229</u>	<u>(225,927)</u>	<u>315,302</u>

2009			
<u>Concepto</u>	<u>Costo</u>	<u>Amortización</u>	<u>Valor Neto</u>
EPM Televisión S.A. E.S.P.	9,552	(9,552)	-
Emtelco S.A.	20,929	(19,907)	1,022
Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S.A. E.S.P.	79,081	(79,081)	-
Edatel S.A. E.S.P.	68,786	(36,663)	32,123
Orbitel S.A. E.S.P.	55,869	(16,648)	39,221
Emtelsa S.A. E.S.P. (*)	93,829	(23,033)	70,796
Promisión S.A. E.S.P. (*)	85,743	(4,038)	81,705
Costavisión S.A. E.S.P. (*)	65,453	(3,000)	62,453
Hidroecológica del Teribe S.A. (*)	6,032	0	6,032
Vision Satellite	13,680	(684)	12,996
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. "EDEQ"	23,923	(4,424)	19,499
EPM Bogotá S.A. E.S.P.	11,951	(9,822)	2,129
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. "CHEC"	592	(118)	474
Otros (*)	<u>5,809</u>	<u>(5,809)</u>	<u>-</u>
	<u>541,229</u>	<u>(212,779)</u>	<u>328,450</u>

(*) 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.

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

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Saldo inicial	680,796	590,680
Amortización del año	46,525	88,736
Combinación de negocios	-	5,875
Reclasificaciones	-	(4,495)
Saldo final	<u>727,321</u>	<u>680,796</u>

NOTA 16. VALORIZACIONES

Al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 la composición de las valorizaciones era la siguiente:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Propiedad, planta y equipo (1)	6,343,613	6,343,755
Inversiones	<u>1,894,246</u>	<u>1,883,409</u>
Valorización de activos	8,237,859	8,227,164
Menos: valorización de activos relacionados con participaciones minoritarias	<u>(574,080)</u>	<u>(574,548)</u>
Superávit por valorización de activos	<u>7,663,778</u>	<u>7,652,616</u>

(1) Los estudios de valorización se realizaron por técnicos expertos vinculados a EPM y sus filiales. En 2009 se actualizó la valoración de los siguientes grupos de propiedades, planta y equipo:

- Redes, líneas y cables del negocio de distribución de energía: postes, transformadores, red primaria, luminarias, redes y transformadores de alumbrado público.

- Terrenos de los negocios de transmisión y distribución de energía, gas, acueducto y saneamiento.
- Casetas, bodegas y edificios administrativos de los negocios de acueducto y saneamiento.

NOTA 17. OBLIGACIONES FINANCIERAS

Al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 las obligaciones financieras comprendían lo siguiente:

	Tasas para el <u>30 de junio, 2010</u>	<u>2010</u>	Tasas para el <u>31 de diciembre, 2009</u>	<u>2009</u>
Operaciones de crédito público externo (1)	Libor + 0.375% a 1.43%, Fija entre 1.75% a 7.625%	2,130,63737	Libor + 0.375% a 1.43%, Fija entre 1.75% a 6,5%	2,310,268
Operaciones financieras locales (2)	Fija 10.80% a 13.80%, IPC + 4.94% a 8.5%, DTF + 1.49% a 2.59%	1,453,199	Fija 10.80% a 13.80%, IPC + 4.94% a 8.5%, DTF + 1.49% a 2.59%	1,159,121
Operaciones financieras externas (3)	Libor + 1.25% a 2%, Fija 9.46% a 10.28%	268,304	Libor + 1.25% a 2%, Fija 9.46% a 10.28%	301,339
Operaciones financieras locales (4)	DTF + 3% a 6.5%, Fija 9.46% a 13.17%, IPC + 8.5%	<u>47,678</u>	DTF + 3% a 6.5%, Fija 9.46% a 13.17%, IPC + 8.5%	<u>83,531</u>
		<u>3,899,818</u>		<u>3,854,259</u>
Menos: Porción no corriente (5)		3,673,290		3,507,194
		<u>226,528</u>		<u>347,066</u>

- (1) Estas operaciones incluían principalmente US\$ 500 millones de bonos internacionales emitidos el 29 de julio de 2009, los créditos BID para la financiación de Porce II y Porce III entre otros, por valor de US\$406 millones aproximadamente y crédito otorgado pro la banca comercial japonesa con garantía del JBIC por valor US\$200 millones para la financiación de Porce III .
- (2) Para el 30 de junio 2010, básicamente incluía \$1.000.000 millones para la emisión de bonos de EPM, cuya subasta se celebró entre noviembre de 2008 y marzo de 2010, \$300.000 millones de la emisión de bonos UNE en marzo 12 de 2010 con tasas de IPC + 3.99% con vencimiento a 5 años e IPC + 5.10% con vencimiento a 10 años, \$10,000 millones bonos "EPM 45 años" con vencimiento en noviembre de 2010 y \$ 120.000 millones bonos de EPM Bogotá con vencimiento en el año 2012.
- (3) Para el 30 de junio 2010, estas operaciones incluían \$140 millones de dólares correspondientes al préstamo sindicado de EPM Telecomunicaciones S.A. E.S.P. y los saldos de los créditos de EPM Telcomunicaciones S.A E.S.P con Banco de Crédito Panamá y JBIC
- (4) Las operaciones financieras locales son contratos de leasing financiero y prestamos relacionados con el negocio bancario de EPM Telecomunicaciones y sus filiales

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"

- (Durante la implementación del proyecto) La relación de deuda total contra EBITDA de EPM debe ser menor o igual a 2,5.
- (Una vez se complete el proyecto y durante la ejecución de los contratos) La razón de deuda total contra EBITDA de EPM debe ser menor o igual a 2,9.
- (Durante el término del contrato) La relación entre deuda de largo plazo y activos 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

Para el 30 de junio de 2010, EPM estaba en el cumplimiento de estos pactos.

NOTA 18. OPERACIONES DE COBERTURA

Los derivados destinados a operaciones de cobertura de crédito para el 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009, eran los siguientes e incluyen operaciones de cobertura de pasivo y de cobertura de pagos:

	<u>Junio, 2010</u>		
	<u>Derechos contractuales</u>	<u>Obligaciones contractuales</u>	<u>Neto</u>
2010 Corto plazo	822	(900)	(78)
2011	169,213	(231,835)	(62,622)
2012	166,093	(228,940)	(62,847)
2013	162,260	(224,155)	(61,895)
2013 en adelante	<u>174,374</u>	<u>(246,904)</u>	<u>(72,530)</u>
Largo plazo	<u>671,940</u>	<u>(931,834)</u>	<u>(259,894)</u>
	<u>672,762</u>	<u>(932,734)</u>	<u>(259,972)</u>

Diciembre, 2009

	<u>Derechos contractuales</u>	<u>Obligaciones contractuales</u>	<u>Neto</u>
2010 Corto plazo	<u>169,464</u>	<u>(206,775)</u>	<u>(37,311)</u>
2011	180,494	(231,835)	(51,341)
2012	95,397	(112,700)	(17,303)
2013	95,397	(113,727)	(18,329)
2014	81,769	(116,240)	(34,471)
2015 en adelante	<u>228,651</u>	<u>(323,921)</u>	<u>(95,270)</u>
Largo plazo	<u>681,710</u>	<u>(898,423)</u>	<u>(216,713)</u>
	<u>851,174</u>	<u>(1,105,198)</u>	<u>(254,024)</u>

NOTA 19. CUENTAS POR PAGAR

Al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 la composición de las cuentas por pagar fue:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Proveedores nacionales	532,653	563,642
Excedentes financieros (1)	0	337,500
Proveedores extranjeros	145,181	177,630
Cuentas por pagar	255,935	172,215
Intereses	92,818	91,677
Depósitos recibidos en administración	58,497	55,450
Retención en la fuente e impuesto de timbre	31,981	43,709
Subsidios asignados	12,908	11,641
Otros	<u>22,470</u>	<u>21,078</u>
	1,152,443	1,474,542
Menos: porción corriente	<u>1,088,847</u>	<u>1,435,972</u>
Porción no corriente	<u>63,596</u>	<u>38,570</u>

(1) En el primer trimestre del año 2010 se cancelaron los excedentes al Municipio de Medellín.

NOTA 20. IMPUESTOS, GRAVAMENES Y TASAS

Al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 la composición de los impuestos, gravámenes y tasas fue:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Impuesto diferido	600,535	577,181
Impuesto sobre la renta	234,825	99,994
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar	129,342	40,302
Impuesto al Valor Agregado (IVA)	32,412	34,303
Impuesto de industria y comercio	34,549	28,964
Otros impuestos, gravámenes y tasas	<u>21,693</u>	<u>34,779</u>
	1,053,356	815,523
Menos: Porción corriente	<u>418,273</u>	<u>203,563</u>
Porción no corriente	<u>635,083</u>	<u>611,960</u>

Impuesto sobre la renta

Las disposiciones fiscales aplicables y vigentes, establecen lo siguiente:

- a) La tasa nominal del impuesto sobre la renta es del 33%.
- b) 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.
- c) Durante 2009 EPM no tuvo operaciones con sus vinculadas del exterior que la obliguen a cumplir con la normatividad de precios de transferencia, no obstante, UNE y OSI celebraron operaciones con sus partes relacionadas en el extranjero. Por tal razón estas filiales están obligadas a preparar estudio de precios de transferencia y declaración informativa individual, y EPM debe presentar la declaración informativa consolidada de precios de transferencia en julio de 2010.
- d) El Grupo EPM utiliza la deducción especial por inversiones en activos fijos productivos, equivalente al 40% de las inversiones realizadas durante el año fiscal. 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. Esta deducción no genera dividendo gravado para los accionistas.

La relación de la renta gravable neta se muestra a continuación:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Más		
Ganancia antes de provisión para impuesto sobre la renta	1,002,714	987,320
Partidas que incrementan la renta		
Gasto no deducible por Impuesto al Patrimonio	67,931	68,689
Otros gastos no deducibles	76,983	12,166
Aumento de provisiones no deducibles	37,234	24,430
Costos y gastos de ejercicios anteriores	8,484	230
Total partidas que aumentan la renta líquida gravable	190,632	105,515
Menos		
Partidas que disminuyen la renta		
Deducción especial del 40% de inversión en el año (1)	201,006	276,570
Exceso depreciación Propiedades, planta y equipo (2)	134,168	112,369
Otras deducciones	4,807	-
Ingresos no constitutivos de renta-Dividendos-	103,809	37,085
Ingresos no gravados	1,738	13,937
Utilización de provisiones	4,278	4,193
Total partidas que disminuyen la renta líquida	449,806	444,154
Menos		
Renta líquida	743,540	648,681
Renta Exenta	9,627	18,793
Renta líquida Gravable	733,913	629,888
Tasa impositiva	33%	33%
Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	242,191	207,863
Descuentos Tributarios -acueducto y alcantarillado(3)	3,527	-
Provisión para impuesto sobre la renta corriente	238,664	207,863

Cargo a pérdidas y ganancias por impuesto diferido débito	(6,498)	(6,473)
Cargo a pérdidas y ganancias por impuesto diferido crédito	<u>23,519</u>	<u>18,983</u>
Provisión impuesto sobre la renta a Resultados	<u>255,685</u>	<u>220,373</u>

- (1) La Compañía hace uso de la deducción especial por inversiones en activos fijos productivos, equivalente al 40% de las inversiones realizadas durante el año fiscal.
- (2) El exceso de depreciación fiscal sobre la contable corresponde a la utilización de vidas útiles diferentes (aceleradas para efectos fiscales), al emplear el método de depreciación por reducción de saldos y al incremento de la base de depreciación por la aplicación de ajustes por inflación en el período 2001-2006, durante el cual no se aplicaron ajustes por inflación en la contabilidad por disposición legal.
- (3) El descuento por inversión en empresas de acueductos y alcantarillados regionales esta 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.

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

		<u>2010</u>	<u>2009</u>
	Patrimonio contable	<u>17,919,973</u>	<u>17,686,243</u>
Menos	Valorización de activos	(8,237,858)	(8,227,164)
	Ajustes por inflación, depreciación y amortización fiscal	(2,021,469)	(2,152,349)
	Exceso de depreciación fiscal	(1,806,969)	(2,113,260)
	Impuesto de renta por pagar	(132,581)	(24,912)
	Corrección Monetaria diferida crédito - neta	(79,327)	(88,689)
	Impuesto diferido - activo	(124,539)	(131,754)
		<u>(12,402,744)</u>	<u>(12,738,127)</u>
Menos	Intereses Minoritarios	<u>(697,264)</u>	<u>(716,125)</u>
Más	Ajustes por inflación fiscal como costo	4,192,986	4,455,635
	Impuesto diferido - pasivo	600,535	577,181
	Cálculo actuarial	255,879	257,062
	Provisiones y contingencias	139,797	235,085
	Provisión propiedad, planta y equipo	87,486	88,613
	Provision deudas	32,163	60,051
	Provision inversiones	<u>98,852</u>	<u>96,966</u>
		<u>5,407,698</u>	<u>5,770,593</u>
	Patrimonio liquido_Fiscal	<u>10,227,662</u>	<u>10,002,583</u>

Las declaraciones del impuesto sobre la renta del grupo EPM para los años 2008 y 2007 están sujetas a revisión por parte de las autoridades fiscales dentro de los dos años siguientes a su presentación. La administración de EPM, de las filiales y 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 actividades de generación de energía). El contrato protege a la compañía 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
- 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

Impuesto al Patrimonio

Bajo la Ley 1111 de 2006, se creó un impuesto al patrimonio para las vigencias fiscales 2007, 2008, 2009 y 2010, a cargo de corporaciones, individuos y sociedades de hecho, y los contribuyentes que presentan declaraciones de impuesto sobre la renta. Para efectos de este impuesto, la base gravable es la riqueza, que es equivalente a la cantidad total del patrimonio de la persona obligada a pagar este impuesto, cuyo importe es igual o superior a \$ 3.000. La base para el cálculo de este impuesto es el patrimonio líquido fiscal del 1º de enero de 2007, y su tasa es de 1.2%.

Reforma Tributaria

Mediante la Ley 1370 de 2009 el Gobierno Nacional estableció el ajuste tributario, el cual se resume en:

- Disminución de la deducción especial por adquisición de activos fijos reales productivos del 40% al 30% a partir del año 2010.
- Impuesto al patrimonio: Se prorroga hasta la vigencia 2011 a la tasa del 4.8% y pagadero en cuatro (4) años.
- Zonas Francas: se limita la deducción por adquisición de activos fijos reales productivos a los contribuyentes que tengan tarifa especial del 15% por ser usuario de zonas francas.

NOTA 21. OBLIGACIONES LABORALES

Al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 la composición de las obligaciones laborales fue:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Cesantías	62,717	72,906
Prima de Vacaciones	29,386	22,699
Vacaciones	18,928	14,953
Intereses a las cesantías	5,173	8,677
Prima de antigüedad (1)	29,106	27,160
Otros beneficios	<u>22,572</u>	<u>11,847</u>
	167,882	158,242
menos: porción no corriente	<u>29,293</u>	<u>3,416</u>
	<u>138,589</u>	<u>154,826</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 22. PASIVOS ESTIMADOS

Al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 la composición de los pasivos estimados fue:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Provisión para contingencias (1)	89,563	81,496
Provisiones diversas	<u>19,243</u>	<u>12,246</u>
	108,806	93,742
Menos: Porción corriente	<u>13,849</u>	<u>5,231</u>
Porción no corriente	<u>94,957</u>	<u>88,511</u>

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

NOTA 23. OTROS PASIVOS

Al 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 la composición de Otros pasivos fue:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Ingresos recibidos por anticipado (1)	46,640	73,441
Impuestos – Estampillas y contribuciones	14,418	20,046
Recaudo para terceros - Tasa de aseo	10,145	11,637
Alumbrado Publico	10,305	11,002
Recaudo para terceros - Directorios telefónicos	5,757	9,074
Ventas por cuenta de terceros	8,192	8,521
Recaudo para terceros - Telecomunicaciones larga distancia	8,537	7,286
Otros	<u>19,215</u>	<u>5,074</u>
	<u>123,209</u>	<u>146,081</u>

- (1) En 2009 incluye \$34,311 relacionados con servicios de telecomunicaciones a la Registraduría a ser suministrados en 2010.

NOTA 24. PASIVO PENSIONAL

El pasivo pensional 30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009, incluía lo siguiente:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Cálculo actuarial - primas de pensiones (1)	700,784	691,991
Otros bonos y títulos emitidos	1,107	1,047
Cálculo actuarial de pensiones (2)	370,617	362,352
Obligaciones pensionales (3)	64,579	64,579
Bonos (3)	<u>25,382</u>	<u>24,422</u>
	<u>1,162,469</u>	<u>1,144,391</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 25. PATRIMONIO

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. Estos aportes se calcularon, hasta el primer semestre de 1996, por servicio, con los siguientes porcentajes sobre la utilidad del ejercicio anterior.

<u>Servicios</u>	<u>Porcentaje (%)</u>
Acueducto	1,99
Saneamiento básico	2,47
Generación de Energía	4,43
Distribución de Energía	4,43
Gas	4,43
Telecomunicaciones	3,42

A partir del segundo semestre de 1996 las transferencias se hacen vía excedentes financieros, de conformidad con el Decreto 006 de 1998, artículos 16 y 18 del Estatuto Orgánico de Presupuesto Municipal. El Consejo de Gobierno, actuando como Consejo Municipal de Política Económica y Social, COMPES, determina y asigna al presupuesto municipal los excedentes financieros generados por los establecimientos públicos y las empresas industriales y comerciales del Orden Municipal que corresponden al Municipio de Medellín y los que se asignan a las entidades descentralizadas.

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 5º, 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 pueden 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:

<u>Año</u>	<u>Excedentes</u>		<u>Total excedentes decretados</u>
	<u>Ordinario</u>	<u>Extraordinario</u>	
2009	399,519	525,000	924,519
2010	509,343	237,500	746,843

NOTA 26. CUENTAS DE ORDEN

30 de junio de 2010 y 31 de diciembre de 2009 la composición de las cuentas de orden fue:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Derechos contingentes (1)	44,033	49,643
Deudoras fiscales (2)	7,170,379	6,923,218
Cuentas deudoras de control (3)	642,451	712,997
Litigios y demandas (4)	<u>73,865</u>	<u>357,198</u>
	<u>7,930,728</u>	<u>8,043,056</u>
Litigios v demandas (5)	1.256.058	1.270.946
Pasivos Contingentes (6)	284,462	477,940
Acreedoras fiscales (2)	3,961,288	4,296,984
Cuentas Acreedoras de control (7)	<u>175,467</u>	<u>163,292</u>
	<u>5,677,275</u>	<u>6,209,162</u>
	13,608,003	14,252,218

- (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".
- (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 \$45.025 correspondientes al saldo del 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) Corresponde a las acciones judiciales de tipo administrativo en favor de la empresa, y calificadas como eventuales o remotas, entre las cuales se destacan las siguientes:

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

- EPM demanda al Metro de Medellín por incumplimiento del contrato de conexión 3/DJ-1685 y dejar de pagar valores por prestación del servicio. Valor de la pretensión \$2.230.
- EPM demanda a la firma Ansaldo Energía SPA por incumplimiento del contrato N° 4511-E. Valor de la pretensión \$1.863.

- (5) Para junio de 2010, entre los procesos judiciales, de naturaleza civil y laboral, que se surten contra el Grupo EPM, y calificadas como eventuales o remotas, se pueden destacar las siguientes:

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

Civiles

- La Constructora Norberto Odebrecht S.A. ha solicitado la declaratoria de nulidad del Contrato N° 030124997, suscrito entre EPM y el Consorcio Porce III, con el fin de construir la represa y obras asociadas del Proyecto Hidroeléctrico Porce III. Este proceso tiene una cuantía de \$ 338.378.
- El Metro de Medellín - Empresa de Transporte Masivo del Valle de Aburrá Ltda., ha solicitado la declaración de enriquecimiento sin causa por parte de la Compañía y que se condene a la empresa a pagar alrededor de USD \$20 millones.
- Cámara de Comercio de Medellín y Corporación Antioquia Presente se solicita declarar incumplimiento por parte de EPM del contrato 29990126316 por indebida planeación de la obra. Valor de la pretensión \$77.486.
- CSS Constructores S.A. está reclamando una indemnización de daños por la pérdida del derecho del concedido al Consorcio de la ISS como adjudicataria del contrato de obra pública en el proceso de Licitación PC-009013 en relación con la construcción de la represa y obras asociadas al Proyecto Hidroeléctrico Porce III. La pretensión de la demanda es de \$ 28.475.
- Vigilantes Marítima Comercial Limitada Virmaco ha solicitado 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.
- Consorcio Dragados Porce II solicitó que se declare la nulidad de la compensación del acta 4 de 7 de noviembre de 2000 e incumplimiento del contrato N° 3105728. La pretensión es de \$14.440.
- Unión Temporal General Electric Company-Parson Group International Ltda, solicitan nulidad de las resoluciones 263603 de Agosto de 2002 y 280201 de noviembre de 2002. Valor de la pretensión USD \$5 millones.
- 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.
- Industrias Lehner SA es una solicitud de declaración de nulidad de las Resoluciones N° 87189 de fecha 21 de julio 1988 y N ° 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 autorizados por la Ley. El importe de estas pretensiones es \$6.156.
- CONINSA SA - Constructores y Comercio Camargo Correa S. A. EPM incumplió 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.

Fiscales

- El Municipio de Cali Valle expidió emplazamiento para declarar No. 4131.1.1.12.6-3434055 en septiembre 18 de 2008, en materia del impuesto de industria y comercio (ICA) por el año gravable 2007, no obstante este acto solo es notificado a Las Empresas en agosto de 2009, por cuanto fue enviado a dirección errada en el Municipio de Cali. Igualmente expide Resolución por la cual se impone una sanción por no declarar Nro. 4131.1.12.6-3627761 de diciembre 29 de 2008 y Liquidación Oficial de Aforo Nro. 4131.1.12.6-3920045 de mayo 27 de 2009, las cuales solo se notifican correctamente en agosto de 2009 por el mismo motivo. En defensa de los intereses de la entidad se presentaron en septiembre de 2009 recursos de reconsideración en contra de estos actos administrativos, alegando, entre muchas otras razones, la indebida notificación y el error grave de los funcionarios al incorporar en la base de liquidación todos los ingresos de las Empresas Públicas de Medellín E.S.P. en el territorio nacional en el año anterior y no los ingresos obtenidos en la jurisdicción del Municipio de Cali. Ello explica la cuantía de esta reclamación la que se espera se decida a favor de Las Empresas.
- Al Municipio de Bello se demandó en acción de nulidad y restablecimiento las resoluciones, por medio de las cuales se matricula un establecimiento público (Empresas Públicas de Medellín E.S.P.) y se decide el recurso de reconsideración interpuesto. El argumento del municipio es que la Entidad debe cancelar el impuesto de industria y comercio por el solo hecho de prestar los servicios públicos independiente de su naturaleza jurídica de establecimiento público y sin tener en cuenta la vigencia de la Ley 142 de 1994.
- Contra el Municipio de Tuta Boyacá se adelantan procesos de nulidad y restablecimiento del derecho en contra las liquidaciones oficiales de aforo y en contra las resoluciones por medio de las cuales se resuelven los recursos de reconsideración interpuestos contra las liquidaciones, actos éstos relacionados con el impuesto de industria y comercio (ICA), que se pretende cobrar por la actividad de comercialización de energía con base en los ingresos obtenidos (Ley 14 de 1983), en contravía de las múltiples sentencias del Consejo de Estado que sostienen que el propietario de las obras para generación de energía solamente paga el ICA en el municipio en donde tenga instaladas sus plantas y sobre una tarifa de \$5,00 actualizada con el IPC.
- En el Municipio de La Ceja se presentó recurso de reposición y en subsidio de apelación, en proceso de cobro coactivo en contra la cuenta de cobro 034 de 2009 en materia del impuesto de rotura de vías. Este gravamen ya no se encuentra vigente a nivel nacional.
- Contra el Municipio de Medellín se demandan en acción de nulidad y restablecimiento, veinte (20) cuentas de cobro por el impuesto de rotura de vías y los oficios por medio de los cuales se resuelve el recurso por parte de la Secretaria de Hacienda Municipal. Este gravamen ya no se encuentra vigente a nivel nacional y municipal.

(6) Básicamente, incluye 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>2009</u>	<u>2008</u>	<u>Término</u>
BBVA Colombia	Colombia Móvil S. A.	<u>30,096</u>	<u>42,135</u>	5 años

- 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.

(7) Este rubro está conformado principalmente por los bienes recibidos de terceros por \$15,628, 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 muestran 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 27. INGRESOS NETOS

Los ingresos operacionales netos a junio 30 de 2010 y 2009 incluyeron:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Servicios de energía	2,503,058	2,095,640
Servicios de telecomunicaciones	835,301	936,169
Servicios de saneamiento básico	157,817	168,563
Servicios de acueducto	145,851	123,788
Servicios de gas	145,707	157,007
Asistencia técnica	106,791	14,314
Servicios de comunicaciones	97,606	68,736
Otros servicios	58,439	43,112
Bienes comercializados	39,918	23,108
Servicios de tecnología de información	<u>4,354</u>	<u>2,112</u>
	<u>4,094,842</u>	<u>3,632,549</u>

NOTA 28. COSTO DE VENTAS

Los costos de la prestación del servicio a junio 30 de 2010 y 2009, fueron los siguientes:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Servicios públicos	2,240,648	1,904,706
Bienes comercializados	<u>34,928</u>	<u>22,395</u>
	<u>2,275,576</u>	<u>1,927,101</u>

NOTA 29. PROVISIONES, DEPRECIACIÓN, Y AMORTIZACIONES

Las provisiones, depreciaciones y amortizaciones que se presentan antes de la utilidad bruta a junio 30 de 2010 y 2009 fueron:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Depreciación de propiedad, planta y equipo	260,222	237,592
Amortización de activos intangibles	<u>67,254</u>	<u>48,502</u>
	<u>327,476</u>	<u>286,094</u>

Las provisiones, depreciaciones y amortizaciones que se presentan después de la utilidad bruta a junio 30 de 2010 y 2009 fueron:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Provisión para cuentas de cobro dudoso	67,984	56,869
Provisión para impuesto de Industria y Comercio	14,019	7,645
Depreciación de propiedad, planta y equipo	12,119	14,312
Amortización de activos intangibles	7,595	18,229
Amortización de bienes enviados a terceros	874	1,171
Provisión de revaloración por obsolescencia de inventarios	570	1,783
Provisión de revaloración para propiedad, planta y equipo	532	148
Otras provisiones	518	516
Provisión para contingencias	-	13,919
Provisión para protección de inversiones	-	2,503
	<u>104,211</u>	<u>117,095</u>

NOTA 30. GASTOS ADMINISTRATIVOS

Los gastos de administración a junio 30 de 2010 y 2009 fueron:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Sueldos y salarios	160,408	145,611
Gastos generales	129,403	115,534
Impuestos, tasas y contribuciones	102,283	107,085
Contribuciones sobre la nómina	4,304	3,163
	<u>396,398</u>	<u>371,393</u>

NOTA 31. INGRESOS NO-OPERACIONALES

Los ingresos no-operacionales a junio 30 de 2010 y 2009 fueron los siguientes:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
<u>Financieros</u>		
Diferencia en cambio	147,073	95,441
Otros ingresos financieros	31,000	46,186
Dividendos y participaciones	37,951	39,514
Intereses de deudores	27,152	37,308
Utilidad por valoración de inversiones	21,663	26,983
Intereses de mora	11,753	14,787
Rendimientos encargos fiduciarios pensiones	11,124	18,793
	<u>287,716</u>	<u>279,012</u>
<u>Otros</u>		
Otros	13,861	2,094
Recuperaciones	12,731	10,863
Arrendamientos	10,878	6,534
Ajustes de años anteriores	4,345	1,165
Comisiones y otros servicios	3,884	9,169
Indemnizaciones	2,476	743
Ingresos por la venta de mercancías	228	1,587
	<u>48,403</u>	<u>32,155</u>
	<u>336,119</u>	<u>311,167</u>

NOTA 32. GASTOS NO OPERACIONALES

Los gastos no-operacionales para a junio 30 de 2010 y 2009 fueron los siguientes:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
<u>Gastos Financieros</u>		
Intereses	96,837	130,568
Diferencia en cambio	85,450	59,828
Pérdida por valoración de inversiones	10,658	2,694
Otros gastos financieros	<u>3,068</u>	<u>8,489</u>
	196,013	201,579
<u>Otros</u>		
Gastos de provisiones, depreciaciones y amortizaciones	26,566	-
Ajustes de años anteriores	12,829	(1,395)
Otros	5,078	456
Comisiones y otros servicios	3,793	6,824
Costo por ventas de mercancías	<u>1,255</u>	<u>344</u>
	49,521	6,229
	<u>245,534</u>	<u>207,808</u>

NOTA 33. INTERÉS MINORITARIO

El interés minoritario por cada una de las filiales de EPM al 31 de diciembre, fue el siguiente:

<u>Nombre de la filial</u>	<u>Participación del interés minoritario en 2010</u>		<u>Participación del interés minoritario en 2009</u>	
	<u>Porcentaje</u>	<u>Valor</u>	<u>Porcentaje</u>	<u>Valor</u>
Electrificadora Santander S.A. E.S.P. "ESSA"	26.23%	196,436	26.23%	204,082
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. "CHEC"	19.91%	179,234	19.91%	182,886
Centrales Electricas del Norte de Santander S.A. E.S.P "CENS"	8.48%	74,399	8.48%	73,756
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. "EDEQ"	7.15%	8,627	7.15%	9,136
Hidroecológica del Teribe S.A. "HET"	3.37%	3,039	3.37%	3,237
Cencol S.A. E.S.P.	5.00%	25	5.00%	12
Aguas de Urabá S.A. E.S.P.	29.68%	11,256	35.66%	11,074
Regional de Occidente S.A. E.S.P.	32.57%	3,383	44.20%	2,900
Empresas Públicas de Oriente S.A. E.S.P	44.00%	2,496	44.00%	2,500
Empresa de Aguas del Oriente Antioqueño S.A. E.S.P	44.00%	1,208	44.00%	1,173
Aguas Nacionales S.A. E.S.P. (*)	0.00%	8	0.08%	8
Edatel S.A. E.S.P.	44.00%	138,512	0.12%	144,955
Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S.A. E.S.P.	43.86%	78,419	44.00%	80,157
EPM Bogotá S.A. E.S.P.	0.12%	186	43.86%	
Otras (**)		36		249
		<u>697,264</u>		<u>716,125</u>

(*)Otras incluye: EPM Bogotá, Emtelco, Orbitel Servicios Internacionales, EPM Telecomunicaciones, EPM Inversiones y Emtelsa