

Grupo EPM
Estados financieros consolidados
A 31 de marzo de 2013 y 2012
(No auditados)

Contenido

Balance general consolidado	3
Estado consolidado de actividad financiera, económica, social y ambiental.....	4
Estado consolidado de cambios en el patrimonio.....	5
Estado consolidado de flujos de efectivo	6
Notas a los estados financieros consolidados	7
Notas de carácter general.....	7
Nota 1 Naturaleza jurídica, función social y actividades que desarrolla	7
Nota 2 Marco legal y regulatorio.....	13
Nota 3 Revisoría fiscal.....	51
Nota 4 Auditoría externa	51
Nota 5 Prácticas contables.....	52
Nota 6 Efectos y cambios significativos en la información contable	68
Nota 7 Hechos posteriores de impacto para el 2013.....	68
Nota 8 Otros aspectos relevantes	69
Notas de carácter específico.....	71
Nota 9 Conversión de los valores en moneda extranjera.....	71
Nota 10 Efectivo	72
Nota 11 Inversiones para administración de liquidez.....	74
Nota 12 Deudores, neto	75
Nota 13 Inventarios, neto	77
Nota 14 Gastos pagados por anticipado	77
Nota 15 Inversiones patrimoniales, neto	78
Nota 16 Propiedades, planta y equipo, neto.....	80
Nota 17 Reserva financiera actuarial.....	81
Nota 18 Otros activos	82
Nota 19 Valorizaciones.....	85
Nota 20 Operaciones de crédito público	86
Nota 21 Operaciones de cobertura	89
Nota 22 Cuentas por pagar.....	90
Nota 23 Impuestos, contribuciones y tasas por pagar	90
Nota 24 Obligaciones laborales	96
Nota 25 Obligaciones pensionales y conmutación pensional	97
Nota 26 Pasivos estimados	98
Nota 27 Otros pasivos	99
Nota 28 Reservas.....	99
Nota 29 Excedentes.....	100
Nota 30 Cuentas de orden.....	100
Nota 31 Ingresos operacionales, netos.....	103
Nota 32 Costo por prestación de servicios	104
Nota 33 Depreciaciones, provisiones y amortizaciones	105
Nota 34 Gastos de administración	106
Nota 35 Ingresos no operacionales.....	107
Nota 36 Gastos no operacionales	108
Nota 37 Interés minoritario	109
Nota 38 Transacciones con partes relacionadas.....	110

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
Balance general consolidado
A 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012
Cifras en millones de pesos colombianos

Activos	Notas	2013	2012	Pasivos	Notas	2013	2012
Corriente		6,189,198	6,336,894	Corriente		4,272,444	3,087,887
Efectivo	10	960,584	1,496,488	Operaciones de crédito público	20	675,035	234,773
Inversiones para administración de liquidez	11	1,626,400	1,901,168	Operaciones de cobertura	21	6,260	75,711
Deudores, neto	12	3,238,007	2,570,296	Cuentas por pagar	22	2,263,070	1,591,823
Inventarios, neto	13	239,141	242,503	Impuestos, contribuciones y tasas por pagar	23	790,363	723,046
Gastos pagados por anticipado	14	61,184	67,473	Obligaciones laborales	24	138,062	132,592
Otros activos, neto	18	63,882	58,966	Obligaciones pensionales y conmutación pensional	25	132,453	129,374
				Pasivos estimados	26	34,921	18,648
				Otros pasivos	27	232,280	181,920
No corriente		30,360,662	28,941,015	No corriente		9,774,932	10,115,294
Inversiones para administración de liquidez	11	251,179	9,672	Operaciones de crédito público	20	7,025,384	7,316,939
Inversiones patrimoniales, neto	15	1,445,910	507,177	Operaciones de cobertura	21	85,438	85,438
Deudores, neto	12	666,794	738,605	Cuentas por pagar	22	115,383	112,600
Propiedad, planta y equipo, neto	16	14,374,654	14,154,412	Impuestos, contribuciones y tasas por pagar	23	158,719	172,804
Reserva financiera actuarial	17	752,287	741,441	Obligaciones laborales	24	73,449	71,162
Otros activos, neto	18	2,355,772	2,251,882	Obligaciones pensionales y conmutación pensional	25	1,177,232	1,171,465
Valorizaciones	19	10,514,066	10,537,826	Pasivos estimados	26	258,288	295,921
				Otros pasivos	27	881,039	888,965
				Total pasivos		14,047,376	13,203,181
				Interés minoritario	37	1,004,471	1,014,999
				Patrimonio (Ver estados financieros adjuntos)		21,498,013	21,059,729
Total activos		36,549,860	35,277,909	Total pasivos y patrimonio		36,549,860	35,277,909
Cuentas de orden deudoras	30	8,646,978	8,568,699	Cuentas de orden acreedoras	30	18,564,519	19,979,394

Juan Esteban Calle Restrepo
Gerente General

Diana Rúa Jaramillo
Directora Finanzas Institucionales

Carlos Mario Tobón Osorio
Subdirector Contaduría
T.P. 62449-T

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
Estado consolidado de actividad financiera, económica, social y ambiental
Por el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2013 y 2012
Cifras en millones de pesos colombianos

	Notas	2013	2012
Ingresos operacionales, netos	31	3,113,175	3,149,738
Costo por prestación de servicios	32	(1,897,909)	(1,891,482)
Costo por depreciaciones, provisiones y amortizaciones	33	(231,003)	(217,972)
Excedente bruto		984,263	1,040,284
Gastos de Administración	34	(223,192)	(224,471)
Gasto por depreciaciones, provisiones y amortizaciones	33	(93,990)	(99,647)
Excedente operacional		667,081	716,166
Ingresos no operacionales, neto	35	280,535	340,986
Gastos no operacionales, neto	36	(297,481)	(236,168)
Excedente no operacional		(16,946)	104,818
Excedente antes de impuestos		650,135	820,984
Provisión de impuesto sobre la renta	23	(203,189)	(243,444)
Excedente neto antes de interés minoritario		446,946	577,540
Interés minoritario		(31,696)	(27,573)
Excedente neto		415,250	549,967

Juan Esteban Calle Restrepo
Gerente General

Diana Rúa Jaramillo
Directora Finanzas Institucionales

Carlos Mario Tobón Osorio
Subdirector Contaduría
T.P. 62449-T

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
Estado consolidado de cambios en el patrimonio
Por el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2013 y 2012
(Cifras en millones de pesos colombianos)

	Capital	Superávit por donaciones	Reservas (Nota 28)	Utilidades retenidas no apropiadas (Nota 29)	Revalorización del patrimonio	Ajuste por conversión	Superávit por valorizaciones	Total
Saldo a 31 de diciembre, 2011	67	114,319	3,570,014	4,915,872	2,437,796	55,908	8,799,447	19,893,423
Apropiación de reservas			9,626	(9,626)				-
Movimiento de valorizaciones							28,134	28,134
Excedentes ordinarios al Municipio								-
Excedentes extraordinarios al Municipio								-
Movimiento del año						(46,213)		(46,213)
Excedente neto del año				549,966				549,966
Saldo a 31 de marzo, 2012	67	114,319	3,579,640	5,456,212	2,437,796	9,695	8,827,581	20,425,310
Saldo a 31 de diciembre, 2012	67	114,319	3,579,639	5,708,332	2,437,797	(68,150)	9,287,725	21,059,729
Apropiación de reservas			50,929	(50,929)				-
Movimiento de valorizaciones							23,035	23,035
Excedentes ordinarios al Municipio				-				-
Excedentes extraordinarios al Municipio				-				-
Movimiento del año								-
Excedente neto del año				415,249				415,249
Saldo a 31 de marzo, 2013	67	114,319	3,630,568	6,072,652	2,437,797	(68,150)	9,310,760	21,498,013

Juan Esteban Calle Restrepo
Gerente General

Diana Rúa Jaramillo
Directora Finanzas Institucionales

Carlos Mario Tobón Osorio
Subdirector Contaduría
T.P. 62449-T

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
Estado consolidado de flujos de efectivo
Por el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2013 y 2012
(Cifras en millones de pesos colombianos)

	2013	2012
Flujos de efectivo de las actividades de operación		
Excedentes del período	415,249	1,591,926
Movimiento de partidas que no involucran efectivo		
Impuesto de renta diferido	6,383	(35,173)
Depreciación, amortizaciones y provisiones	290,256	1,272,460
Cálculo actuarial	33,037	109,786
Ajustes por conversión	201,245	(226,875)
Interes minoritario	31,696	96,335
Otros ingresos y gastos no efectivos	(69,676)	132,022
Cambios en partidas operacionales		
Variación en deudores	(520,395)	(211,174)
Variación en inventarios	3,268	(22,703)
Variación en otros activos	(37,195)	(52,385)
Variación en cuentas por pagar	790,535	(394,996)
Variación en recaudos de terceros y otros pasivos	22,155	(98,918)
Variación en obligaciones laborales	7,757	(87,170)
Flujo neto de efectivo en actividades de operación	1,174,315	2,073,135
Flujos de efectivo de las actividades de inversión		
Inversiones en activos e infraestructura	(1,142,132)	(1,866,903)
Inversión en Filiales y Asociadas		
Otros activos	(351,139)	84,805
Flujo neto de efectivo en actividades de inversión	(1,493,271)	(1,782,098)
Flujos de efectivo de las actividades de financiación		
Desembolsos crédito público y tesorería	115,479	1,799,072
Amortizaciones de capital	(197,195)	(1,032,614)
Pagos de excedentes al Municipio de Medellín	(410,000)	(839,842)
Flujo neto de efectivo en actividades de financiación	(491,716)	(73,384)
(Disminución) incremento neto del efectivo y equivalentes a efectivo	(810,672)	217,653
Efectivo y equivalentes del efectivo al inicio del período	3,397,656	3,180,003
Efectivo y equivalentes del efectivo al final del período	2,586,984	3,397,656

Juan Esteban Calle Restrepo
Gerente General

Diana Rúa Jaramillo
Directora Finanzas Institucionales

Carlos Mario Tobón Osorio
Subdirector Contaduría
T.P. 62449-T

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
Notas a los estados financieros consolidados
A 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012
Cifras en millones de pesos colombianos

Notas de carácter general

Nota 1 Naturaleza jurídica, función social y actividades que desarrolla

Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (en adelante "EPM" o "la empresa"), es la matriz de un grupo empresarial que, con las empresas vinculadas que lo integran, tiene presencia en el territorio nacional de Colombia y en el exterior.

EPM es una entidad descentralizada del orden municipal, creada en Colombia mediante el Acuerdo 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 069 del 10 de diciembre de 1997 del 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. 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 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.

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

También podrá:

- Realizar alianzas estratégicas, asociaciones a riesgo compartido, y suscribir cualquier tipo de convenio o contrato 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 y 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 a través de tres grupos estratégicos de negocios:

- Grupo Estratégico de Negocios de Aguas
 - Servicio de acueducto
 - Servicios de aguas residuales
- Grupo Estratégico de Negocios de Energía
 - Generación de energía
 - Transmisión, distribución y comercialización de energía (incluyendo la propiedad de una parte del sistema colombiano de electricidad alta tensión)
 - Distribución y comercialización de gas natural (a través de redes domiciliarias y de estaciones de servicio con el programa Gas Natural Vehicular - GNV)
- Grupo Estratégico de Negocios de Telecomunicaciones
 - Voz
 - Datos
 - Internet
 - Servicios profesionales
 - Data center
 - Páginas de servidores activos (ASP por sus siglas en inglés "Active Service Pages")
 - Servicios de contenido
 - Soluciones para gobierno

Estructura del Grupo EPM

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

Empresa	Domicilio	Objeto social	Porcentaje de participación		Fecha de creación
			2013	2012	
EPM Inversiones S.A.	Medellín	Inversión de capital en sociedades nacionales o extranjeras organizadas como empresas de servicios públicos	99.99%	99.99%	Agosto 25, 2003
UNE EPM Telecomunicaciones S.A.	Medellín	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias	99.99%	99.99%	Junio 29, 2006
Emtelco S.A.	Medellín	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias	99.93%	99.93%	Julio 21, 1994

Edatel S.A. E.S.P.	Medellín	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias	56.00%	56.00%	Diciembre 17, 1969
Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S.A. (ETP)	Pereira	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias	56.14%	56.14%	Mayo 16, 1997
Cinco Telecom Corporation (CTC)	Miami	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias	100.00%	100.00%	Diciembre 24, 2001
Orbitel Comunicaciones Latinoamericanas S.A.U. (OCL)	Madrid	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias	100.00%	100.00%	Julio 22, 2003
Orbitel Servicios Internacionales S.A. (OSI)	Rionegro	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias	99.99%	99.99%	Junio 27, 2003
Aguas Nacionales EPM S.A. E.S.P.	Medellín	Prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado y aseo, tratamiento y aprovechamiento de basuras, actividades complementarias y servicios de ingeniería propios de estos servicios públicos.	99.99%	99.99%	Noviembre 29, 2002
Aguas de Urabá S.A. E.S.P.	Apartadó	Garantizar la prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado y aseo y compensar el rezago de la infraestructura de estos servicios en los municipios socios.	63.42%	63.42%	Enero 18, 2006
Empresas Públicas de Oriente S.A. E.S.P.	Rionegro	Prestación de los servicios de acueducto y alcantarillado a las zonas rurales y suburbanas de los municipios de Envigado, Rionegro y El Retiro, en el denominado Valle de San Nicolás.	58.33%	58.33%	Noviembre 12, 2009
Empresa de Aguas del Oriente Antioqueño S.A. E.S.P.	El Retiro	Prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto y alcantarillado, así como otras actividades complementarias propias de cada uno de estos servicios públicos.	56.01%	56.01%	Noviembre 22, 1999
Regional de Occidente S.A. E.S.P.	San Jerónimo	Prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado y aseo, así como las actividades complementarias propias de cada uno de estos servicios y el tratamiento y aprovechamiento de las basuras.	62.11%	62.11%	Diciembre 26, 2006
Aguas de Malambo S.A. E.S.P. (a)	Malambo	Garantizar la prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado y aseo en la jurisdicción del Municipio de Malambo, Departamento del Atlántico.	78,32%	78,32%	Noviembre 20, 2010
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. (EDEQ)	Armenia	Prestación de servicios públicos de energía eléctrica, compra, venta y distribución de energía eléctrica, actividades que se desarrollarán mediante la ejecución de políticas, planes, programas y proyectos relativos a la distribución y comercialización de energía, su administración, manejo y aprovechamiento, conforme a las regulaciones, pautas y directrices expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, cumpliendo ante todo la función social que enmarca tal actividad.	92.85%	92.85%	Diciembre 22, 1988
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. (CHEC)	Manizales	Prestación de servicios públicos esenciales de energía, principalmente la explotación de plantas generadoras de energía eléctrica, líneas de transmisión y subtransmisión y redes de distribución; la compra, venta y distribución de energía eléctrica, la construcción o adquisición de centrales generadoras de energía eléctrica, subestaciones, líneas de transmisión, redes de distribución y, en general, toda clase de instalaciones relacionadas con la producción, compra y venta de energía eléctrica, así como la comercialización, importación, distribución y venta de energía eléctrica.	80.10%	80.10%	Septiembre 9, 1950

Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (ESSA)	Bucaramanga	Prestación de servicios públicos de energía eléctrica, compra, venta y distribución de energía eléctrica, actividades que se desarrollarán mediante la ejecución de políticas, planes, programas y proyectos relativos a la distribución y comercialización de energía, su administración, manejo y aprovechamiento, conforme a las regulaciones, pautas y directrices expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, cumpliendo ante todo la función social que enmarca tal actividad.	73.89%	73.89%	Septiembre 16, 1950
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. (CENS)	Cúcuta	Prestación del servicio público de energía eléctrica, para lo cual realiza, entre otras, las siguientes operaciones: compra, exportación, importación, distribución y venta de energía eléctrica y otras fuentes de energía, así como la construcción y explotación de centrales, plantas generadoras y subestaciones de energía y la construcción y explotación de líneas de transmisión, subtransmisión y redes de distribución.	91.52%	91.52%	Octubre 16, 1952
Hidrocológica del Teribe S.A. (HET)	Ciudad de Panamá	Financiar la construcción del proyecto hidroeléctrico Bonyic, requerido para satisfacer el crecimiento de la demanda de energía del istmo de Panamá.	98.42%	97.09%	Noviembre 11, 1994
Maxseguros EPM Ltd. (antes EPPM RE Ltda.)	Bermudas	Negociación, contratación y manejo de los reaseguros para las pólizas que amparan el patrimonio.	100.00%	100.00%	Abril 23, 2008
Panama Distribution Group S.A. (PDG)	Ciudad de Panamá	Inversión de capital en sociedades.	100.00%	100.00%	Octubre 30, 1998
Elektra Noreste S.A. (ENSA)	Ciudad de Panamá	Adquisición de energía en bloques y su transporte por las redes de distribución a los clientes, transformación de tensión vinculada, entrega de energía a los consumidores, instalar, operar y mantener el alumbrado público en la zona de concesión. En adición, la compañía está autorizada para realizar actividades de generación de energía hasta un límite del 15% de la demanda máxima y energía en la zona de concesión.	51.00%	51.00%	Enero 19, 1998
Gestión de Empresas Eléctricas S.A. (GESA)	Ciudad de Guatemala	Proporcionar asesorías y consultorías a compañías de distribución, generación y transporte de energía eléctrica.	100.00%	100.00%	Diciembre 17, 2004
Distribución Eléctrica Centroamericana DOS S.A. (DECA II)	Ciudad de Guatemala	Inversión de capital en compañías que se dedican a la distribución y comercialización de energía eléctrica y proporcionar servicios de telecomunicaciones.	100.00%	100.00%	Marzo 12, 1999
Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (EEGSA)	Ciudad de Guatemala	Distribución de energía eléctrica.	80.90%	80.90%	Octubre 5, 1939
Almacenaje y Manejo de Materiales Eléctricos S.A. (AMESA)	Ciudad de Guatemala	Servicios de outsourcing en el área de administración de materiales.	100.00%	100.00%	Marzo 23, 2000
Inmobiliaria y Desarrolladora Empresarial de América S.A. (IDEAMSA)	Ciudad de Guatemala	Inversión en bienes inmobiliarios.	80.90%	80.90%	Junio 15, 2006
Comercializadora Eléctrica de Guatemala S.A. (COMEGSA)	Ciudad de Guatemala	Comercialización de energía eléctrica.	80.90%	80.90%	Noviembre 5, 1998
Transportista Eléctrica Centroamericana S.A. (TREC)	Ciudad de Guatemala	Transmisión de energía eléctrica.	80.90%	80.90%	Octubre 6, 1999
Enérgica S.A. (ENÉRGICA)	Ciudad de Guatemala	Construcción y mantenimiento de proyectos y bienes del sector eléctrico.	80.90%	80.90%	Agosto 31, 1999
Crediegsa S.A. (CREDIEGSA)	Ciudad de Guatemala	Servicios de contratación de personal y otros servicios administrativos.	80.90%	80.90%	Diciembre 1, 1992
AEI El Salvador Holding S.A.	Panamá	Inversión de capital en sociedades.	100.00%	100.00%	Mayo 17, 2007
Distribuidora de Electricidad del Sur (Delsur)	El Salvador	Empresa dedicada a la transformación, distribución y comercialización de electricidad, que suministra energía a la zona centro-sur de El Salvador, en Centroamérica.	86.41%	86.41%	Noviembre 16, 1995

Electricidad de Centroamérica Ltda. de C.V. (ELCA)	Santa Tecla	Inversión en acciones y otros títulos valores y asesoría a la empresa Delsur.	100.00%	100.00%	Diciembre 9, 1997
PPLG El Salvador II	Caimán	Inversión de capital en sociedades.	100.00%	100.00%	Abril 9, 1999
Innova Tecnología y Negocios S.A. de C.V.	El Salvador	Prestación de servicios especializados en ingeniería eléctrica y venta de electrodomésticos a los usuarios de energía eléctrica de la compañía Delsur.	100.00%	100.00%	Octubre 19, 2010
EPM Capital México S.A. de C.V.	México	Desarrollar proyectos de infraestructura, relacionados con energía, alumbrado, gas, telecomunicaciones, saneamiento, plantas de potabilización, alcantarillado, plantas de tratamientos de aguas residuales, pozos, edificaciones, así como la operación, estudios y servicios en todas sus ramas y disciplinas en relación con todo lo anterior.	100.00%	100.00%	Mayo 4, 2012
CENS Inversiones S.A. (b)	Cúcuta	Realizar inversiones de capital en sociedades organizadas como empresas de servicios públicos en el sector de energía, cualquiera sea la clase o naturaleza de dichos servicios públicos, al igual que aquellas entidades que tengan por objeto las actividades complementarias señaladas en la ley 142 de 1994, o en las normas que la complementen, deroguen, desarrollen o modifiquen.	99.47%	99.47%	Agosto 24, 2012
ESSA Capital S.A. (c)	Bucaramanga	Realizar inversiones de capital en sociedades organizadas como empresas de servicios públicos en el sector de energía, cualquiera sea la clase o naturaleza de dichos servicios públicos, al igual que aquellas entidades que tengan por objeto las actividades complementarias señaladas en la ley 142 de 1994, o en las normas que la complementen, deroguen, desarrollen o modifiquen.	73.89%	-	Febrero 20, 2013
Espíritu Santo Energy S. de R.L. (d)	Panamá	Adelantar, organizar, llevar a cabo y promover la compra, venta y distribución de energía eléctrica en bloque, adicionalmente, la sociedad tendrá por objeto prestar el servicio público de generación de energía eléctrica.	100.00%	-	Marzo 27, 2009
Espíritu Santo Colombia S.A.S. E.S.P. (d)	Bogotá D.C.	Prestación del servicio público de generación y transmisión de energía eléctrica, en los términos de la ley 142 de 1994 y las normas que la complementen, modifiquen, adicionen o reglamenten.	100.00%	-	Mayo 28, 2009
EPM Chile S.A. (e)	Chile	Desarrollar proyectos de infraestructura de cualquier tipo, incluyendo pero sin limitarse a, proyectos relacionados con energía, alumbrado, gas, telecomunicaciones, saneamiento, plantas de potabilización, alcantarillado, plantas de tratamiento de aguas residuales, pozos; prestar servicios de energía, acueducto y aseo; y participar en todo tipo de concursos, licitaciones, subastas sean públicas y/o privadas.	100.00%	-	Febrero 22, 2013
Parque Eólico El Pacífico S.A. (f)	Chile	Generación de energía eléctrica a través de todo tipo de combustibles y de todo tipo de energías renovables en cualquiera de sus formas como son la eólica, la fotovoltaica y la biomasa. La transmisión, compra, venta y comercialización de energía eléctrica ya sea a clientes finales o a cualquier sistema interconectado. La elaboración, ejecución y puesta en marcha de proyectos referidos al giro, así como la creación y puesta en marcha de proyectos destinados al aprovechamiento de energía renovable, de regeneración o cogeneración, su gestión y mantenimiento.	100.00%	-	Agosto 26, 2011

Parque Eólico La Cebada S.A. (f)	Chile	Generación de energía eléctrica a través de todo tipo de combustibles y de todo tipo de energías renovables en cualquiera de sus formas como son la eólica, la fotovoltaica y la biomasa. La transmisión, compra, venta y comercialización de energía eléctrica ya sea a clientes finales o a cualquier sistema interconectado. La elaboración, ejecución y puesta en marcha de proyectos referidos al giro, así como la creación y puesta en marcha de proyectos destinados al aprovechamiento de energía renovable, de regeneración o cogeneración, su gestión y mantenimiento.	100.00%	- Febrero 17, 2011
----------------------------------	-------	---	---------	--------------------

- (a) Empresa sobre la cual se realizó un acuerdo de accionistas para capitalizar el 84.99%.
- (b) Empresa creada en agosto de 2012 por la escisión de Centrales Eléctricas del Norte de Santander S. A. E.S.P. (CENS).
- (c) Empresa creada en febrero de 2013 por la escisión de Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (ESSA).
- (d) Empresas adquiridas en enero de 2013.
- (e) Empresa constituida en febrero de 2013 en Chile.
- (f) Empresas adquiridas en marzo de 2013.

Nota 2 Marco legal y regulatorio

Las actividades que realiza el Grupo EPM, prestación de servicios públicos domiciliarios y servicios de telecomunicaciones, están reguladas en Colombia, Guatemala, El Salvador y Panamá. Los aspectos regulatorios más significativos que le aplican son:

2.1 Normatividad para Colombia

2.1.1 Aspectos generales

La Constitución Política de Colombia de 1991 dispuso que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que su deber es asegurar la prestación eficiente de los mismos a todos los habitantes del territorio nacional. Así mismo, establece que corresponde al Presidente de la República señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios, ejerciendo por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios el control, la inspección y la vigilancia de las entidades que los presten.

En la Ley 142 de 1994, Ley de Servicios Públicos, se definen los criterios generales y las políticas que deben regir la prestación de los servicios públicos domiciliarios en el país y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia.

La Ley 143 de 1994, Ley Eléctrica, viabiliza el enfoque constitucional y regula las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, crea ambiente de mercado y competencia, fortalece el sector y delimita la intervención del Estado.

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.

Por ser una entidad descentralizada del orden municipal, EPM está sujeta al control político del Concejo de Medellín, al control fiscal de la Contraloría de Medellín y al control disciplinario de la Procuraduría.

Las empresas de telecomunicaciones se rigen por la Constitución Política y 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), además se creó la Agencia Nacional de Espectro y dictó otras disposiciones.

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 del 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 principios

generales que rigen el presupuesto y demás que rigen y orientan la prestación de los servicios públicos y en particular los de TIC.

2.1.2 Comisiones de regulación

El Decreto 1524 de 1994 delegó 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 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 (MME), regula las tarifas de venta de energía y aspectos relacionados con el funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista (MEM) 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 Comunicaciones (CRC), unidad administrativa especial de carácter técnico adscrita al Ministerio de Tecnologías de la Información y las 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.

2.1.3 Régimen tarifario

El régimen tarifario aplicable a los servicios públicos domiciliarios está compuesto por reglas relativas a procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, estratos, facturación, opciones, valores y en general todos los aspectos que determinan el cobro de las tarifas. De acuerdo con la Ley de Servicios Públicos dicho régimen está orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia.

Los entes prestadores de servicios públicos domiciliarios deben ceñirse a las fórmulas que defina periódicamente la respectiva comisión para fijar sus tarifas. En este sentido, la comisión reguladora podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas, al tiempo que podrá definir las metodologías para la fijación de tarifas y la conveniencia de aplicar el régimen de libertad regulada o vigilada según las condiciones del mercado.

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

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

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

2.1.4 Regulación por sector

2.1.4.1 Sector de agua potable y saneamiento básico

Las tarifas de los servicios públicos de acueducto y saneamiento básico 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 CRA adoptó el régimen de libertad regulada, por medio del cual los precios son fijados por 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 adoptados por EPM fueron aprobados mediante el Decreto 211 de diciembre de 2005 y modificados mediante el Decreto 232 de junio de 2007.

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

2.1.4.1.1 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 incurren las empresas para garantizar la disponibilidad permanente del servicio. En este cargo se incluyen los costos contables 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 (DEA por sus siglas en inglés).

El cargo por consumo refleja los costos contables de operación y mantenimiento del sistema, así como los costos de inversión, reposición y rehabilitación, y los de reconocimiento de la infraestructura al momento del cálculo. Así mismo, considera el costo

medio de las tasas ambientales, a las cuales están sujetas las empresas de acueducto por parte de las autoridades ambientales. Estas tasas reflejan la obligación derivada del uso del recurso y son reglamentadas por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

2.1.4.1.2 Servicio de saneamiento básico

Al igual que en acueducto, en el servicio de saneamiento se aplican un cargo fijo y un cargo por vertimiento. El cargo fijo representa los costos en que incurren las empresas para garantizar la disponibilidad permanente del servicio, incluyendo los costos contables asociados a la actividad administrativa de la prestación del servicio, afectados por el puntaje de eficiencia comparativa calculado a partir de la técnica DEA.

El cargo por consumo refleja los costos contables de operación y mantenimiento del sistema, así como los costos de inversión, reposición y rehabilitación, y los de reconocimiento de la infraestructura al momento del cálculo. Así mismo, en el cargo por consumo se incluye el costo medio de las tasas ambientales a las cuales 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.

2.1.4.1.3 Subsidios y contribuciones

En los servicios de agua potable y saneamiento básico, los balances entre contribuciones y subsidios se calculan de conformidad con la Ley 1450 de 2011, los decretos 1013 de 2005 y 4924 de 2011, los cuales establecen los factores mínimos de contribución aplicables a los usuarios de estratos 5, 6, industrial y comercial, la metodología de equilibrio entre los aportes de las diferentes fuentes y los subsidios de los estratos 1, 2 y 3, así como la conformación de una bolsa común de contribuciones mínimas para los municipios operados por un mismo prestador. De acuerdo con este último, estas contribuciones son distribuidas a los municipios en función del porcentaje que cada localidad destina al cubrimiento de subsidios y de la demanda de recursos totales requeridos para el cubrimiento de los mismos.

De acuerdo con las normas legales, los subsidios no excederán, en ningún caso, el valor de los consumos básicos de subsistencia ni serán superiores al 15% del costo medio del suministro para el estrato 3 y al 40% del costo medio del suministro para el estrato 2. Tampoco superarán el 70% del costo medio para el estrato 1.

2.1.4.2 Sector eléctrico

2.1.4.2.1 Generalidades

Las leyes 142 y 143 de 1994 establecen el régimen del servicio de energía eléctrica en Colombia. La Ley 143 de 1994 lo segmentó en cuatro actividades: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización, las cuales 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. 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 a 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.

2.1.4.2.1.1 Actividades del sector eléctrico

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

Generación: consiste 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); está 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 y 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.

Mediante las resoluciones 001 de 2006 y sus modificaciones, y la Resolución 060 de 2007, la CREG estableció los límites de participación de las empresas en cada una de las actividades del sector, definiendo también 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. De este modo

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, mientras que para 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.

2.1.4.2.1.2 Mercado de Energía Mayorista (MEM)

La Ley 143 de 1994 definió el 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 SIN, con sujeción al reglamento de operación". Su funcionamiento está fundamentado en la existencia de una bolsa de energía, donde se realizan intercambios comerciales y un operador central del 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 autocomprarse 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 o usuarios no regulados.
- 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.

2.1.4.2.2 Actividad de generación energía

Es una actividad sometida a competencia y por lo tanto los precios se definen en el mercado. Los agentes generadores efectúan sus transacciones de energía en el MEM (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. **Autogenerador:** 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. **Cogenerador:** aquella persona natural o jurídica que produce energía utilizando un proceso de cogeneración (Resolución CREG 05 de 2010).

Los ingresos de la actividad de generación proceden fundamentalmente de las ventas de energía a través de contratos bilaterales al mercado regulado y no regulado, de la bolsa de energía, del servicio de regulación secundaria de frecuencia (AGC) y del cargo por confiabilidad.

Mediante la Resolución CREG 071 de 2006, y sus modificaciones, se estableció la metodología 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 hidrología crítica. Para este propósito, se subastan entre los generadores las Obligaciones de Energía Firme (OEF) que se requieren para cubrir la demanda del sistema. El generador al que se le asignan 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, denominado "precio de escasez". Dicha remuneración la liquida, recauda y distribuye el Administrador de Intercambios Comerciales (ASIC) y la pagan los usuarios regulados y no regulados del SIN a través de las tarifas que cobran los comercializadores.

2.1.4.2.3 Actividad de transmisión energía

2.1.4.2.3.1 Aspectos generales de la regulación vigente

Los aspectos más relevantes del marco regulatorio vigente de esta actividad están contenidos en la Resolución CREG 011 de 2009, los cuales se resumen a continuación:

La metodología de remuneración de la actividad de transmisión nacional se conoce como "Ingreso regulado", 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 de 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 (LAC) del STN, 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. 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.

2.1.4.2.3.2 Expansión del STN

Con respecto a la expansión del STN, la CREG adoptó un conjunto de disposiciones, contenidas en la Resolución CREG 022 de 2001 y sus modificaciones, 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.

2.1.4.2.4 Actividad de distribución

La actividad de distribución es el transporte de energía eléctrica a través del Sistema de Distribución Local (SDL) o Sistema de Transmisión Regional (STR). Esta actividad la desarrollan los operadores de red (OR), que se encargan 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 tienen los OR.

El 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 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 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 OR.

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 097 de 2008, 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 AOM y la energía transportada del año base (para el período tarifario actual corresponde al año 2007). En activos, el regulador define unidades constructivas (cantidad física) y las valora a costos ponderados entre precios de reposición a nuevo y el costo reconocido en el período regulatorio anterior; los AOM se determinan considerando los AOM reales de la empresa y la evolución de la calidad del servicio del año inmediatamente anterior. El regulador también define el valor del Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC por sus siglas en inglés), que es la tasa de descuento con la cual se determina 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. Mediante las resoluciones CREG 105 de 2009 y 026 de 2010, fueron aprobados los cargos de distribución para EPM (esta última Resolución fue producto del recurso de reposición entablado por EPM).

Adicionalmente, para la remuneración de la actividad de Distribución el MME definió las Áreas de Distribución (ADD), las cuales corresponden a una agrupación de Operadores de Red por zonas considerando su cercanía geográfica, y así definir los cargos por uso del transporte unificados para todos los OR por nivel de tensión (1, 2, 3 y 4). Para el caso de las empresas del Grupo EPM corresponde el ADD Centro, de acuerdo con lo establecido en la Resolución MME 18 0574-2012.

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

2.1.4.2.4.1 Expansión del STR y del 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.

Los OR son responsables de elaborar y ejecutar el plan de expansión del sistema que opera, de acuerdo con sus planes estratégico, de acción y financiero.

El plan de expansión de los 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 los OR no ejecutan un proyecto contenido en su plan de expansión, este podrá desarrollarlo el usuario interesado o un tercero, para lo cual se define un esquema de remuneración. Para el caso específico de la expansión del STR, los proyectos que no sean de interés de los OR serán sometidos a procesos de convocatoria pública.

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

Con base en la metodología definida en la Resolución CREG 097 de 2008, los proyectos de expansión que tengan un costo medio superior al aprobado en los cargos de distribución al

OR, serán incorporados en la tarifa previa aprobación de la UPME. De esta manera dichos proyectos empiezan a ser remunerados una vez entren en operación y ya no es necesario esperar hasta el siguiente período regulatorio, como ocurría anteriormente.

2.1.4.2.4.2 Calidad del servicio de energía eléctrica

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

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

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

- Si los OR incumplen la meta, es decir, desmejoran con respecto a lo esperado, les disminuyen el cargo de distribución (incentivo negativo).
- Si los OR superan la meta, es decir, logran un mejor resultado de lo esperado, les dan un incentivo aumentándoles el cargo por uso de distribución en el trimestre siguiente al de la evaluación (incentivo positivo).
- Si los OR obtienen un resultado que los ubique dentro del rango definido previamente (banda de indiferencia) no se les afecta su tarifa.

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

La Resolución CREG 117 de 2010 determinó los Índices de Referencia Agrupados de Disponibilidad (IRAD) para EPM, con lo cual inició la aplicación del esquema de calidad del servicio del SDL.

2.1.4.2.5 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 y 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 y 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.

2.1.4.2.5.1 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 2007, que entró en vigencia desde el mes de febrero de 2008.

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 estos 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 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. Al estrato 4 se le cobra el costo de referencia, es decir, no cubre contribución ni recibe subsidio.

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, prorrogada mediante la Ley 1428 de 2010, para los consumos de subsistencia, consumos inferiores a 131 kWh/mes, las tarifas sólo pueden subir mensualmente como máximo la inflación. Esto implica que cuando el costo de prestación del servicio crece por encima de la inflación la 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 1430 de 2011, por la cual se dictan normas tributarias de control y para la competitividad, estableció en su artículo 2 la "Contribución sector eléctrico usuarios industriales", dictaminando a partir del 2012 que los usuarios industriales no serán sujetos del cobro de la contribución de solidaridad. Así mismo, el Gobierno establecerá quién es el usuario industrial beneficiario del descuento y sujeto de dicha sobretasa. Tal reglamentación se hizo efectiva mediante los decretos 2915 de 2011 y 4955 de 2011 del 30 de diciembre de 2011.

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

2.1.4.3 Sector de gas natural

2.1.4.3.1 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 CREG como 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 en el Contrato de Asociación siguen rigiendo para las actividades de exploración, explotación y producción del gas natural y, por lo tanto, se encuentran por fuera del alcance de la regulación de la CREG. La regulación de la producción de gas natural la hace el 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, logrando la incorporación de nuevas y cuantiosas inversiones en las diferentes actividades de la industria, a través de diferentes agentes públicos y privados.

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 la distribución de gas natural por red.

2.1.4.3.2 Actividades del sector

Con fundamento en la Ley 142 de 1994, la 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:

2.1.4.3.2.1 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 de gas natural desde la producción se maneja bajo dos modalidades:

1. Precios máximos para la producción proveniente de los campos de Ballena en La Guajira y Opón en Santander, Resolución 119 de 2005.
2. Para la producción de campos existentes o futuros que se incorporen a la oferta nacional, diferentes a los establecidos en dicha 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: pague lo contratado "takeorpay", Opciones de Compra de Gas (OCG) y contratos con firmeza condicionada.

Para garantizar el abastecimiento de gas natural en el largo plazo, el MME expidió el Decreto 2100 de 2011, definiendo directrices respecto de las importaciones y exportaciones de este energético y estableciendo los lineamientos para la comercialización de gas. Se privilegió la demanda interna sobre la demanda de exportación, se establecieron los mecanismos de información y asignación sobre la disponibilidad de la oferta de gas natural y se fijaron los criterios para que los productores puedan disponer de las reservas para el intercambio comercial internacional.

Este Decreto estableció un orden de asignación para el gas proveniente de campos con precio máximo regulado, definió el concepto de demanda esencial y asignó a la CREG el establecimiento de un procedimiento de comercialización para el período 2012 y 2013, el cual está contenido en la Resolución CREG 118 de 2011.

A partir del 2013, deberá empezar a regir un nuevo procedimiento de comercialización; para ello la CREG publicó a consulta la Resolución 113 de 2012 y se espera que la definitiva sea publicada en el 2013.

2.1.4.3.2.2 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 SNT se basa en un esquema de cargos de paso o por distancia, determinados como la suma de los cargos correspondientes a cada tramo del gasoducto comprendido entre el punto de entrada de gas al SNT hasta el punto de salida de gas de cada agente comprador del servicio de transporte de gas remitente. Su remuneración y estructura de cargos están establecidas en la Resolución CREG 126 de 2010.

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

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

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

Los contratos de transporte de gas natural se rigen bajo diferentes modalidades contractuales como contratos firmes (take or pay), 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.

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

Los cargos de transporte aplicados para transportar el gas hasta el Valle de Aburrá están establecidos en las resoluciones CREG 114 de 2011, para el gasoducto de Transmetano S. A., y CREG 121 de 2012 para los gasoductos de TGI S. A.

Mediante la Resolución CREG 171 de 2011 se prohibió el “bypass” físico a la red de distribución de gas natural por parte de un usuario, existente o futuro, que pudiendo conectarse a la red de distribución, dadas sus necesidades de presión y calidad requeridas, quiera conectarse directamente al SNT para obviar el pago remuneratorio de la red de distribución.

2.1.4.3.2.3 Distribución y comercialización minorista de gas natural por redes de tubería

La actividad de distribución de gas natural por redes de tubería consiste en la conducción de dicho combustible desde las estaciones reguladoras de puerta de ciudad, o desde un sistema de distribución, hasta la conexión de un 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 (concesionadas según el menor precio obtenido) y áreas de servicio no exclusivo (fórmulas tarifarias – Régimen de Libertad Regulada). Esta última aplicable a EPM.

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

Para las áreas de servicio no exclusivo, como es el caso de EPM, la CREG estableció, mediante su Resolución CREG 011 de 2003, los criterios generales para remunerar las actividades de distribución y comercialización de gas combustible y las fórmulas tarifarias generales para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería. Tal resolución está en proceso de revisión por parte de la CREG a partir de las bases metodológicas publicadas en la Resolución CREG 136 de 2008, los proyectos de Resolución CREG 178 de 2009 y 103 de 2010 y la propuesta de metodología de remuneración para el próximo periodo tarifario contenida en la resolución CREG 090 de 2012

La actividad de distribución de gas natural por redes de tubería se considera un monopolio natural regulado en precio, calidad y acceso. El régimen regulatorio que aplica

corresponde al de un "Price Cap" determinado a partir del cálculo de los costos medios de mediano plazo, los cuales se transfieren a la demanda utilizando una metodología de canasta de tarifas aplicada con base en los cargos medios aprobados por el regulador.

El cálculo de los costos medios de mediano plazo consideran la inversión base, la expansión proyectada a cinco años, la proyección de demanda y de gastos eficientes de AOM para un horizonte de veinte años, y una tasa de retorno que remunera el costo del capital invertido.

La "canasta de tarifas" se aplica con base en seis rangos de consumo y tiene un precio techo igual al 110% del cargo promedio aprobado por regulador y un cargo piso igual al costo medio de la red de media presión. El cargo techo se aplica al primer rango de consumo, que incluye a la totalidad de la demanda residencial y al sector comercio de bajo consumo.

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

- Resolución CREG 087 de 2004, para el mercado relevante conformado por los 10 municipios ubicados en el Valle de Aburrá.
- Resolución CREG 126 de 2008, para el mercado relevante conformado por el municipio de La Ceja del Tambo.
- Resolución CREG 055 y 080 de 2009, para el mercado relevante conformado por el municipio de El Retiro.
- Resoluciones CREG 054 y 079 de 2009, para el mercado relevante conformado por el municipio de La Unión.
- Resolución CREG 055 y 080 de 2010 para el mercado relevante conformado por los municipios de El Peñol y Guatapé.
- Resolución CREG 074 de 2011 definió los cargos de distribución y comercialización aplicables al mercado relevante conformado por los municipios de Yarumal, Santa Rosa de Osos, Donmatías, Entrerriós y San Pedro de los Milagros.
- Resolución CREG 178 de 2011 definió los cargos de distribución y comercialización aplicables al mercado relevante conformado por el municipio de Sonsón, en Antioquia.
- Para los usuarios atendidos en el mercado relevante conformado por los municipios de Guarne, Rionegro, Marinilla y El Santuario está la Resolución CREG 052 de 2007.

El cargo de comercialización (Co) es un valor en pesos por factura (\$/factura) que remunera los costos de medición, facturación, recaudo, servicio al cliente, margen de comercialización y riesgo de cartera morosa, entre otros. Para su definición se tienen en cuenta los gastos anuales eficientes de AOM, la depreciación de los activos asociados a la actividad de comercialización y un margen de comercialización del 1.67% aplicado sobre

los ingresos anuales brutos del comercializador en el mercado regulado para el año correspondiente a aquel en que se hicieron los cálculos de los gastos eficientes de AOM.

Los gastos anuales eficientes de AOM se determinan utilizando la metodología de eficiencia relativa DEA, y el margen de comercialización reconocido del 1.67% pretende remunerar un margen operacional de la actividad del 1.60% y una prima de riesgo de cartera del 0.07%.

En la actualidad, la metodología de determinación del cargo máximo base de comercialización, para el próximo período tarifario, está en proceso de revisión por parte la CREG a través de su Resolución 103 de 2010.

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 la Resolución CREG 067 de 1995.

2.1.4.3.3 Estructura tarifaria

Para el mercado regulado las empresas distribuidoras-comercializadoras que atienden el servicio de gas natural en áreas de servicio no exclusivas aplican la fórmula tarifaria establecida en la Resolución CREG 011 de 2003, para un período tarifario de cinco años. Esta fórmula tarifaria permite a las empresas trasladar mensualmente el costo promedio máximo unitario para compras y transporte de gas natural, G y T, además de los costos de distribución y comercialización, D y C del mismo.

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

2.1.4.3.4 Régimen de subsidios y contribuciones

De acuerdo con el marco legal vigente, en Colombia 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 1 y 2 se les otorguen unos subsidios al costo de prestación del servicio, y a los estratos 5 y 6, así como a los 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 en el rango del consumo de subsistencia (consumos inferiores a 20 m³/mes), de acuerdo con lo estipulado en la Ley 1117 de 2006, prorrogada por la Ley 1428 de 2010, 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.
- El comercio y la industria contribuyen 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 Vehicular (GNCV), cuya contribución es de 0%.
- La Ley 1450 de 2011, Ley del Plan Nacional de Desarrollo 2010 - 2014, estableció, en su Artículo 102 que a partir del 2012 los usuarios industriales de gas natural domiciliario no serán objeto del cobro de la contribución de que trata el Numeral 89.5 del Artículo 89 de la Ley 142 de 1994, y que para efectos de lo previsto en este Artículo el Gobierno Nacional reglamentará las condiciones necesarias para que los prestadores del servicio de gas natural domiciliario realicen un adecuado control entre las distintas clases de usuarios. Tal reglamentación se hizo efectiva mediante el Decreto 4956 del 30 de diciembre de 2011.
- La Ley 142 de 1994 estableció la obligatoriedad de crear en el MME el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI), que se financia con recursos provenientes de los excedentes que las empresas comercializadoras generen una vez efectúen el cruce entre subsidios y contribuciones en sus propios mercados. Si los recursos del Fondo son insuficientes para cubrir el monto total de subsidios aplicados por las empresas, inicialmente el Gobierno Nacional cubre el déficit mediante traslados presupuestales a la cuenta del Ministerio destinada para tal fin. En caso tal de que esto no sea posible, las empresas de servicios públicos pueden tomar las medidas necesarias para que los usuarios cubran la totalidad del costo de prestación.

2.1.4.3.5 Integración del sector de gas natural

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 posee participación accionaria en una distribuidora-comercializadora de gas natural.

Adicionalmente, en la Resolución 112 de 2007 se levantó el límite de participación de la distribución y comercialización minorista de gas natural, lo cual permite a un agente distribuidor participar hasta en el 100% de estas actividades.

2.1.4.3.6 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.

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

2.1.4.4 Sector de las telecomunicaciones

El Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (MINTIC) 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 Tecnología, Información y Comunicaciones (TIC).

En lo pertinente a políticas de financiación, ente técnico del espectro y regulación, dicha normatividad establece como entes encargados al (FONCOM), Agencia para el Espectro y la Comisión de Regulación de Telecomunicaciones (CRT).

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 peticiones, quejas y reclamos y adelantar las investigaciones por prácticas violatorias al régimen fijado por la CRT.

La Constitución Política y la Ley 182 de 1995, dejan en cabeza de la Comisión Nacional de Televisión (CNTV) la regulación, políticas, vigilancia y control del servicios de televisión, disposición que está siendo objeto de revisión legislativa.

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 empresa filial que opere en Colombia.

Los operadores de telefonía local básica conmutada clasificados como dominantes en la Resolución CRT 087 de 1997, esto es, con una participación de mercado igual o superior a 60%, deberán atenerse a los criterios y a la metodología establecida por la CRT, a fin de determinar sus tarifas. Los demás operadores de Telefonía Pública Básica Conmutada (TPBC) (local, nacional e internacional de larga distancia), pueden determinar libremente sus tarifas.

Mediante la Resolución 1250 de 2005, la CRT cambió el sistema de tasas para la TPBC, 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. A los estratos 3 y 4 se les cobra el costo de referencia, es decir, no cubre contribución ni recibe subsidio.

2.2 Normatividad para Guatemala

2.2.1 Aspectos generales

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

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

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

Los principios de la Ley General de Electricidad son:

- La generación de electricidad es libre y las empresas de generación no tienen que requerir permisos especiales ni cumplir con condiciones impuestas por el Gobierno, excepto para plantas hidroeléctricas, geotérmicas y nucleares.
- La transmisión de electricidad se desregulariza, excepto si las compañías utilizan instalaciones públicas o vía pública para proveer la transmisión y distribución de los servicios.
- Los precios de intercambio de electricidad se determinan libremente, excepto para los servicios de transmisión y distribución que están sujetos a regulación.

2.2.2 Entidades regulatorias

La Ley General de Electricidad dispone de la creación de dos entidades nuevas: la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), como ente regulador y el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), como ente operador. El 21 de marzo de 1997 el Ministerio de Energía y Minas adoptó las regulaciones que implementaron la Ley General de Electricidad. En 1997 y 1998 respectivamente, se crearon la CNEE y el AMM, completando así el marco legal para la privatización del sector eléctrico guatemalteco.

Ministerio de Energía y Minas

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

Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)

El sector eléctrico guatemalteco es regulado por la CNEE, una agencia reguladora creada de conformidad con la Ley General de Electricidad, como órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas; está conformada por tres miembros nombrados por el Presidente de la República a partir de ternas propuestas por los rectores de las universidades, el Ministerio de Energía y Minas y los agentes del mercado mayorista. La duración de cada directorio es de cinco años.

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

- Determinar las tarifas de transmisión y distribución, así como la metodología para calcular las tarifas de acuerdo con las estipulaciones de la Ley General de Electricidad.
- Garantizar el cumplimiento de las leyes y regulaciones relativas a la electricidad e imponer sanciones, si fuera necesario.
- El cumplimiento de las entidades que sustentan los diferentes permisos públicos, proteger los derechos de los usuarios finales y prevenir actividades anticompetitivas, abusivas y discriminatorias.
- Dirimir controversias que surjan entre agentes del subsector.

- Establecer reglas técnicas y estándares de desempeño para el sector de la electricidad y garantizar el cumplimiento de las prácticas internacionales aceptadas.
- Establecer regulaciones y reglas para garantizar el acceso y el uso de las líneas de transmisión y las redes de distribución.
- Emitir sanciones.

Administrador del Mercado Mayorista (AMM)

El mercado mayorista guatemalteco es administrado por el AMM, una entidad independiente creada de conformidad con la Ley General de Electricidad, que coordina la operación de las instalaciones de generación, las interconexiones internacionales y las líneas de transmisión que forman el sistema de electricidad nacional. Igualmente, es responsable de la seguridad y la operación del sistema al realizar un despacho económicamente eficiente y administrar los recursos de electricidad, de tal manera que minimice los costos de operación, incluyendo los costos de fallas, dentro de las restricciones impuestas por el sistema de transmisión y los requerimientos de calidad del servicio. Asimismo, el AMM se encarga de la programación del suministro y el despacho de electricidad.

La Junta Directiva del AMM está compuesta de cinco miembros, electos por cada grupo de participantes del mercado mayorista de electricidad y del mercado de capacidad, las compañías de generación, transmisión y distribución, los agentes de electricidad y los grandes usuarios. Cada participante en el mercado mayorista de electricidad cuenta con un número de votos que es igual al porcentaje de su participación en el mercado. EEGSA tiene la capacidad de elegir un representante de las compañías de distribución, COMEGSA ha podido elegir a un representante de los agentes comercializadores de electricidad, pero para próximas elecciones requerirá de un pequeño porcentaje aliado para conseguirlo. Los miembros mantienen sus posiciones durante dos años.

El AMM es responsable de:

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

- Garantizar el suministro y la seguridad de electricidad y la capacidad en general.

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

2.2.3 Régimen tarifario

2.2.3.1 Tarifas de distribución

Según la Ley General de Electricidad y las regulaciones de la CNEE, una compañía de distribución carga a sus clientes regulares una tarifa que está compuesta de un cargo de electricidad destinado al reembolso a la compañía de distribución por el costo de la electricidad y la capacidad que esta compra, las tarifas de transmisión y un cargo de Valor Agregado de Distribución (VAD) destinado a permitir que la compañía de distribución cubra sus gastos operativos, complete sus planes de gasto de capital y recupere sus costos de capital. Aunque los precios por electricidad que se cobran a los grandes usuarios no son regulados por la CNEE, ellos deben pagar una tarifa regulada, igual al cargo de VAD aplicable por la entrega de electricidad a través de las instalaciones de una compañía de distribución.

2.2.3.2 Tarifa regulada

La CNEE, semestralmente, establece el Valor Agregado de Distribución para los clientes regulados y trimestralmente el precio de la potencia y energía. Actualmente, resultan afectadas las siguientes tarifas:

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

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

- Los clientes que contratan la compra de capacidad y electricidad solo durante horas de demanda pico que son entre 6:00 p. m. y 9:00 p. m.

- Los clientes que contraten la compra de electricidad solamente fuera de las horas pico.
- Los clientes que contraten la compra de capacidad y electricidad durante cualquier hora del día.

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

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

2.2.3.3 Ajustes de tarifa

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

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

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

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

Después de la presentación del VAD, calculado por los consultores a la CNEE, esta misma instancia decide si aprueba el VAD calculado por los consultores. En caso que no los apruebe la controversia es remitida a una comisión pericial compuesta por tres miembros, uno nombrado por la compañía de distribución, otro nombrado por la CNEE y otro más nombrado por los primeros dos árbitros; de no llegarse a un acuerdo en tres días, el tercero es nombrado por el Ministerio de Energía y Minas. La CNEE sostiene que el pronunciamiento de la comisión pericial no es vinculante, al menos así lo aplicó en el VAD 2008.

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

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

2.2.3.4 La tarifa social

En 2001, Guatemala promulgó la Ley de la Tarifa Social, es una tarifa que requiere que una tarifa especial esté disponible para clientes con un consumo de electricidad menor a los 300 kWh por mes. Según regulaciones adoptadas por la CNEE, las compañías de distribución solicitaron participar en licitaciones para los contratos de compra de energía eléctrica, con el fin de suministrar electricidad a los clientes que fueran elegibles para la tarifa social. El Instituto Nacional de Electrificación (INDE) ha sido la mayoría de ocasiones el proveedor para esta tarifa; sin embargo, recientemente hay otros proveedores, pero el INDE sigue afectando el precio mediante un subsidio que paga a las distribuidoras para aquellos usuarios con consumos inferiores a los 100KWh-mes, con lo cual reduce la tarifa base aplicable a estos clientes.

2.2.3.5 Peajes de transmisión

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

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

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

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

Las cuotas de transmisión para el sistema de transmisión primario se revisan cada dos años, y siempre que se conecte una capacidad de generación nueva al sistema de electricidad nacional o una porción del sistema de transmisión secundario es actualizado para formar parte del sistema de transmisión primario.

Las cuotas incrementadas para el sistema de transmisión primario fueron propuestas por el AMM, pero la CNEE no aprobó los peajes a partir de dicha propuesta. Lo mismo ocurrió con el peaje de transmisión secundario, a pesar de que quedó establecido en la ley que este se negocia entre los propietarios de estas instalaciones de transmisión, los generadores y los agentes de electricidad que las usan; y que si estas partes no logran llegar a un acuerdo en esta materia, las cuotas son establecidas por la CNEE, tomando en consideración lo dicho por las partes y el AMM.

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

2.2.3.6 Mercado mayorista de electricidad y de capacidad

Los mercados de electricidad de mayorista y de capacidad guatemaltecos son mercados de "fronteras abiertas" que permiten a los participantes del mercado comprar electricidad y capacidad a los generadores y vender a clientes dentro y fuera de Guatemala. Entre las partes que pueden participar en el mercado mayorista de electricidad y de capacidad se incluyen:

- Instalaciones de generación con una capacidad instalada de más de 10 MW.
- Compañías de distribución con 20.000 clientes o más.
- Compañías de transmisión con un sistema conectado a plantas con una capacidad de más de 10 MW.
- Agentes de electricidad que compren o vendan 10 MW más incluyendo importadores, exportadores y grandes usuarios.

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

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

2.2.3.7 Operación del sistema de electricidad nacional

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

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

2.3 Normatividad para El Salvador

2.3.1 Aspectos generales

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

En la década de los noventa, El Salvador impulsó un proceso de reformas en el sector energético que consistió en la reestructuración de los sectores de hidrocarburos y de electricidad, la privatización de la mayoría de empresas estatales que proporcionaban bienes o servicios energéticos y la desregulación de los mercados.

2.3.2 Marco regulatorio

El marco legal del sector eléctrico salvadoreño está conformado por la Ley de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), emitida mediante el Decreto Legislativo 808 del 12 de septiembre de 1996, que dio vida jurídica al ente regulador; la Ley General de Electricidad (LGE), emitida mediante Decreto Legislativo 843 del 10 de octubre de 1996 y el Reglamento de la Ley General de Electricidad, establecido mediante el Decreto Ejecutivo 70 del 25 de julio de 1997, incluidas sus modificaciones.

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

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

El Mercado Mayorista de Electricidad (MME) de El Salvador, a través del sistema de transmisión nacional (red de tensión de 115.000 voltios o mayor), permite que participen directamente en las transacciones de energía todos los agentes o participantes del mercado (PM) que tengan una conexión directa con el sistema de transmisión. Estos PM pueden ser generadores, distribuidores o usuarios finales. También existe la disponibilidad para que otros agentes que no tienen conexión con la red de transmisión puedan participar indirectamente en el mercado, bajo la figura de comercializadores, de acuerdo con la normativa especial que al respecto ha desarrollado el ente regulador, SIGET.

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

Con el Decreto Ejecutivo 57 de junio de 2006 se introducen modificaciones al Reglamento de la Ley General de Electricidad. En primer lugar, se establece que el despacho de las unidades generadoras será conforme a sus respectivos costos variables de operación. Se implementa así una de las reformas de la LGE emitida mediante el citado Decreto Legislativo 1216. Esta modificación busca garantizar la sana competencia en el segmento de la generación y el abastecimiento de la demanda a mínimo costo esperado de operación y racionamiento. Para esto se le entrega a la UT la responsabilidad de planificar y coordinar el despacho de las unidades generadoras y la operación de las instalaciones del sistema de transmisión.

En segundo lugar, mediante este mismo Decreto se reglamenta el esquema de contratación de suministro a largo plazo por parte de las empresas distribuidoras, a través de procedimientos de libre competencia.

A partir del 1 de agosto de 2011 entró en operación el Reglamento de operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista basado en costos de producción (ROBCP), el cual sustituyó el anterior sistema basado en ofertas de oportunidad. Con este nuevo Reglamento el despacho está determinado por el precio de transacción de la energía en el MRS que será igual al costo marginal de operación del sistema en el intervalo de mercado respectivo.

El ROBCP establece que, además de la energía despachada, valorizada horariamente al costo marginal de operación de la energía respectiva, las unidades generadoras que vendan energía en el Mercado de Oportunidad recibirán un pago por capacidad firme igual al costo marginal de instalación de capacidad de generación de punta, aplicado sobre la potencia que una unidad o central generadora es capaz de inyectar al sistema con una alta probabilidad en un período de control correspondiente a las horas en que se produce la máxima exigencia del parque generador. El precio para valorar las transacciones de capacidad firme se ha determinado como el costo por kW de inversión anualizado más el costo fijo de operación de una unidad eficiente para otorgar respaldo y capacidad adicional en el período de control del sistema, amplificado en un margen de reserva y en un factor de pérdidas correspondiente a las horas de mayor demanda.

2.3.3 Entidades regulatorias

2.3.3.1 Mercado eléctrico nacional

Ministerio de Economía (MINEC)

Institución del gobierno central cuya finalidad consiste en la promoción del desarrollo económico y social mediante el incremento de la producción, la productividad y la racional utilización de los recursos. Tiene entre sus responsabilidades definir la política comercial del país y el seguimiento e impulso a la integración económica centroamericana.

Tiene bajo su mando a la Dirección de Energía Eléctrica y al Fondo de Inversión Social para el Desarrollo Local; además, encabeza el Consejo Nacional de Energía.

Igualmente contribuye al desarrollo de la competencia y competitividad de actividades productivas tanto para el mercado interno como para el externo.

Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)

Es una institución autónoma de servicio público sin fines de lucro. Dicha autonomía comprende los aspectos administrativo y financiero y es la entidad competente para aplicar las normas contenidas en tratados internacionales sobre electricidad y telecomunicaciones vigentes en El Salvador y en las leyes que rigen los sectores de electricidad y telecomunicaciones y sus reglamentos, además de conocer del incumplimiento de las mismas.

Unidad de Transacciones (UT)

Entre sus funciones está administrar con transparencia y eficiencia el mercado mayorista de energía eléctrica y operar el sistema de transmisión, manteniendo la seguridad y la calidad y brindando a los operadores del mercado respuestas satisfactorias para el desarrollo de sus actividades. De igual manera, coordina con el Ente Operador Regional (EOR), las transacciones de energía que realiza El Salvador con otros países a nivel centroamericano e internacional. Finalmente, determina responsabilidades en caso de fallas en los sistemas.

Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN)

Entre sus funciones está formular, planificar y ejecutar las políticas de medio ambiente y recursos naturales; ejerce la dirección, control, fiscalización, promoción y desarrollo en materia de medio ambiente y recursos naturales; propone la legislación sobre conservación y uso racional de los recursos naturales, para obtener un desarrollo sostenido de los mismos y vela por su cumplimiento, al tiempo que promueve la participación activa de todos los sectores de la vida nacional en el uso sostenible de los recursos naturales y del ambiente, entre otras.

Mercado de Contratos (MC)

Este mercado hace referencia a la venta de energía donde los agentes involucrados establecen las características del acuerdo de forma privada sin informar condiciones financieras a la UT.

Mercado Regulador del Sistema (MRS)

Es el "mercado spot" de energía eléctrica. Sirve para realizar el balance de corto plazo para lograr cubrir la demanda total del mercado mayorista y permite establecer equilibrio entre la oferta y la demanda.

Consejo Nacional de Energía (CNE)

Es una entidad gubernamental encargada de velar por la formulación de la política energética en el país.

Elabora, propone, coordina y ejecuta las políticas, programas, proyectos y acciones que permiten un eficiente funcionamiento del sector, teniendo en cuenta las actividades de generación, transporte y distribución, que deben reflejarse en bienestar para la sociedad. Además, analiza la problemática energética actual y propone medidas de corto, mediano y largo plazo, tendientes al uso eficiente de la energía, propone a los órganos del gobierno y al sector privado las acciones necesarias para el logro de las medidas que se decida implementar, entre otras funciones. A partir del año 2010 realiza las funciones de la dirección de energía eléctrica del MINEC.

2.3.3.2 Mercado Eléctrico Regional (MER)

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)

Es el ente regulador del MER creado por el tratado marco, suscrito por los países del istmo centroamericano, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional.

La CRIE garantiza condiciones de competencia y no discriminación, propicia el desarrollo del mercado tanto en su funcionamiento inicial como en su evolución y resuelve situaciones sobre las autorizaciones para integrarse al mercado o para compra y venta de energía; así mismo, aprueba las tarifas por el uso del sistema de transmisión, entre otras funciones que buscan establecer las medidas necesarias para el buen funcionamiento del mercado.

Ente Operador Regional (EOR)

El EOR propone a la CRIE los procedimientos de operación del mercado y del uso de la Red de Transmisión Regional (RTR). Igualmente, asegura que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad; lleva a cabo la gestión comercial de las transacciones entre agentes del mercado, apoya mediante el suministro de información los procesos de evolución del mercado y formula el plan indicativo de expansión de la generación y transmisión regional.

2.3.4 Régimen tarifario

La tarifa al usuario final está integrada por el cargo de comercialización, el cargo de distribución y el cargo de energía.

El cargo de comercialización y el cargo de distribución son aprobados para períodos tarifarios de cinco años, durante los cuales son indexados anualmente con el comportamiento de la variación del índice de precios al consumidor (IPC). El cargo de distribución se indexa anualmente con el 50% del IPC mientras que el cargo de comercialización es con el 100% del IPC. El cargo de la energía se ajusta automáticamente, de conformidad con la normativa, cada tres meses, con el comportamiento del costo de abastecimiento de la energía de la distribuidora durante los tres meses anteriores. Dicho costo tiene en cuenta los costos de compra de energía de los contratos de largo plazo transferibles a tarifa suscritos por las distribuidoras y sus compras al mercado spot.

Las reformas al reglamento de la Ley General de Electricidad establecen los siguientes aspectos:

- Las distribuidoras deberán tener cubierto un porcentaje mínimo de contratación de largo plazo de 70% a más tardar el 1 de febrero de 2013, con contratos de duración menor o igual a cinco años.
- Las distribuidoras deberán tener cubierto un porcentaje mínimo de contratación de largo plazo de 80% a más tardar el 1 de julio de 2017:
 - No más de un 50% en contratos de menos de cinco años.
 - Al menos un 30% en contratos de más de cinco años.

En situaciones de caso fortuito o de fuerza mayor, o bien, cuando alguna circunstancia debidamente justificada lo exija, la SIGET, previa consulta al CNE, podrá determinar mediante acuerdo la ampliación de los plazos antes indicados, por una sola vez y por un plazo no superior a un año calendario.

2.3.5 Régimen de subvenciones y contribuciones

Para los usuarios residenciales con un consumo de hasta 99 kWh por mes, se subsidia el 89.5% del diferencial de la tarifa plena con respecto a los precios máximos establecidos en noviembre de 1999, los cuales son los siguientes:

- Consumo mensual desde 1 kWh hasta 50 kWh: USD 0.0635 por kWh
- Consumo mensual desde 50 kWh hasta 99 kWh: USD 0.0671 por kWh

De acuerdo con la información proporcionada por las empresas distribuidoras, a diciembre de 2012 se subsidió un total de 1,057,301 clientes, que representan el 66.9% de los clientes conectados a la red de distribución y que corresponden a los usuarios que consumen hasta 99 kWh. En términos de consumo de energía, estos usuarios subsidiados demandaron durante el año 2012 un volumen de 631,919.4 MWh, el equivalente al 12.9% de la demanda de energía a nivel de distribución.

2.3.6 Normatividad específica

- Ley de creación de la Superintendencia de Electricidad y Telecomunicaciones.
- Reglamento de ley de creación de la Superintendencia de Electricidad y Telecomunicaciones.
- Ley General de Electricidad.
- Reglamento de la Ley General de Electricidad.
- Normas para la determinación de los cargos de distribución y comercialización.
- Normas de calidad del servicio de los sistemas de distribución: tienen por objeto regular los índices e indicadores de referencia de calidad con que las empresas distribuidoras de energía eléctrica suministran los servicios de energía eléctrica a los usuarios de la red de distribución.
- Reglamento de operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista: normas y procedimientos para la operación del sistema de transmisión y para la administración de las transacciones del mercado mayorista de energía eléctrica en El Salvador.
- Reglamento de operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista basado en costos de producción: contiene las normas y procedimientos para la operación del sistema de transmisión y para la administración de las transacciones del mercado mayorista de energía eléctrica de El Salvador.
- Reglamento aplicable a las actividades de comercialización: tiene por objeto desarrollar las normas tendientes a promover la competencia en materia de comercialización de energía eléctrica.

2.4 Normatividad para Panamá

2.4.1 Aspectos generales

El sector eléctrico en Panamá está dividido en tres áreas de actividades: generación, transmisión y distribución. Panamá tiene establecida una estructura reglamentaria para la industria eléctrica, la cual está basada en la legislación aprobada entre 1996 y 1998. Este marco crea un regulador independiente, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos – ASEP-, y crea también un proceso de fijación de tarifas transparente para la venta de energía a clientes regulados.

2.4.2 Marco regulatorio

De acuerdo con la Ley Eléctrica, las tarifas de electricidad tienen una vigencia de 4 años (Artículo 95) y durante este período pueden ser actualizadas con base en las variaciones en el índice de precios al consumidor y para reflejar el costo real de las compras de energía. Para ello, el regulador debe definir el régimen tarifario (Artículo 91) que a su vez debe contener los procedimientos de cálculo, actualización y aplicación de las tarifas eléctricas. El régimen tarifario debe seguir los siguientes criterios en orden de importancia: i) suficiencia financiera, ii) eficiencia económica, iii) equidad, iv) simplicidad y v) transparencia.

Según el Artículo 98 de la Ley 6, el Valor Agregado de Distribución (VAD) está constituido por los costos que tendría una empresa de distribución eficiente para prestar el servicio de distribución en su zona de concesión, a saber: costos de administración, operación y mantenimiento del sistema de distribución, excluyendo los costos de medición, facturación y atención a los clientes; el costo de las pérdidas estándar en las redes de distribución, el costo de depreciación de sus bienes y el costo correspondiente a la oportunidad que debe tener el concesionario de obtener una tasa razonable de rentabilidad sobre sus inversiones.

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

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

2.4.2.1 Régimen regulatorio

- Ley 6 de 3 de febrero de 1997. Dicta el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad. Establece el régimen al que se sujetarán

las actividades de distribución, generación, transmisión y comercialización de energía eléctrica.

- Decreto Ley 10 del 26 de febrero de 1998. Modifica la Ley 6 de 1997, en lo relativo a las funciones del regulador, las modalidades de las empresas para participar en el sector eléctrico, las restricciones en distribución y generación, la actualización de las tarifas y el costo reconocido por compras en bloque.
- Decreto Ejecutivo 22 del 19 de junio de 1998. Reglamentó la Ley 6 de 1997.
- Ley 57 de 13 de octubre de 2009. Se efectúan varias modificaciones a la Ley 6 de 1997, entre las cuales figuran: la obligación de las empresas generadoras a participar en los procesos de compra de energía o potencia, la obligatoriedad a la empresa de Transmisión Eléctrica S. A. (ETESA) de comprar energía en representación de las distribuidoras y el aumento en las multas que puede imponer el regulador hasta \$20 millones de balboas, al tiempo que establece el derecho de los clientes de abstenerse de pagar por la porción que reclamen, y se le otorga un plazo de 30 días para reclamar ante el regulador en caso de no estar satisfechos con la respuesta dada por la distribuidora.
- Ley 51 de 29 de septiembre de 2010, mediante la cual se crea la autoridad de aseo urbano y domiciliario y se modifican ciertos artículos de la Ley 6 de 1997, a fin de hacer obligatorio el cobro de la tasa de aseo a través de las facturas de electricidad.
- Ley 65 del 26 de octubre de 2010. A través de esta Ley se adicionan dos artículos, el 140-A y el 140-B, a la Ley 6 de 1997, a través de los cuales se establece que si el Estado requiere la remoción o reubicación de infraestructura eléctrica, las empresas deberán proceder con la solicitud dentro del plazo que se establezca en la reglamentación de dicho artículo. Por su parte, el artículo 140-B indica que si la empresa no cumple con la reubicación en el plazo estipulado, se podrá remover libremente la infraestructura a costo de la empresa.
- Ley 58 de 30 de mayo de 2011. Se modifican los artículos relativos a electrificación rural, entre los cuales podemos mencionar la modificación del cálculo del subsidio que debe pagar la Oficina de Electrificación Rural (OER) a las distribuidoras por un período de 4 años (antes se pagaba a 20 años) y la creación de un fondo de electrificación rural por 4 años que estará conformado por los aportes de los agentes del mercado que vendan energía eléctrica, el cual no excederá del 1% de su utilidad neta antes de impuestos.
- Ley 68 de 1 de septiembre de 2011. A través de esta Ley se establece la obligación de las distribuidoras de contestar los reclamos en 15 días calendario. De igual forma se establece, como una función de la ASEP, elaborar y aprobar una tabla de indemnizaciones aplicable a casos de daños ocasionados a los clientes. También se establece a la ASEP un plazo de 30 días calendario para resolver los reclamos de los clientes y de 15 días para resolver los recursos de reconsideración y apelación. Por otro lado, se agrega un párrafo al Artículo 95 de la Ley 6 sobre electrificación rural, que define "área no concesionada" como la distancia que exceda de un kilómetro, en línea recta, desde el último poste del área de concesión.

- Decreto Ejecutivo 247 y 297 de 2012. Reglamentó la Ley 65 del 26 de octubre de 2010, estableciendo plazos y mecanismos para la reubicación de utilidades públicas.
- Ley 15 de 26 de abril de 2012. Establece una tasa para cubrir los costos de soterramiento del cableado e infraestructura de los servicios de telecomunicaciones y de televisión pagada, siendo las empresas de distribución de la zona a soterrar como parte del plan establecido, las unidades gestoras de la tramitación de las ofertas y/o pliegos de cargos y la conducción de las convocatorias de los actos relacionados para la contratación de las personas que realizarán la ejecución del plan de soterramiento en las áreas que se incluyan.

2.4.2.2 Regulación del sector de distribución

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

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

- Las concesiones de distribución son otorgadas por la ASEP con un plazo de 15 años. Antes de vencerse este término la ASEP convocará a un proceso competitivo de libre concurrencia para la venta del paquete del 51% de las acciones, en el cual podrá participar el titular actual, quien fijará el precio de las acciones. Si se presentan ofertas menores o iguales al precio fijado por el titular, este conservará la propiedad del bloque accionario. Por el contrario, si hubiere un precio mayor, el bloque de acciones será adjudicado al mejor oferente y la ASEP entregará el importe por la venta a quien sea el titular hasta ese momento. En cualquiera de los dos casos se otorgará una nueva concesión por otros 15 años.
- Existe exclusividad zonal durante la duración de la concesión con garantía del Estado.
- El distribuidor tiene la obligación de prestar el servicio (expandir líneas) a todo usuario que lo requiera, ubicado dentro de una franja de 100 metros en torno a las instalaciones del distribuidor.
- Más allá de los 100 metros referidos, el distribuidor también estará obligado a conectar a todo el que lo solicite pero podrá exigir, además del pago en concepto de conexión que el pliego tarifario contenga, una contribución para la inversión necesaria para la conexión.
- En el contrato de concesión se establece una zona de concesión de entre 500 y 3,000 metros de la red de distribución y una zona de influencia de entre 5,000 y 10,000 metros. En el periodo de concesión actual, ENSA ha definido su zona de concesión

hasta los 500 metros y su zona de influencia hasta los 3,000 metros. En la zona de influencia el operador tendrá la primera opción de brindar el servicio de distribución.

- Los adjudicatarios del servicio de distribución están obligados a permitir la utilización de sus sistemas de distribución a terceros, mediante el pago de peajes.
- Un distribuidor puede desarrollar la actividad de generación dentro del 15% de su demanda y siempre que permita diferenciar las operaciones por tipo de actividad.
- Al final de cada período tarifario, ASEP revisa, para cada empresa distribuidora, el IMP (ingreso máximo permitido) aprobado con respecto a los ingresos reales percibidos a fin de determinar si las variaciones se encuentran dentro de un margen razonable. Para esta revisión no se considerarán las variaciones en las ventas, en la cantidad o tipo de clientes o en los costos de insumos, o mano de obra, en forma diferente a lo reflejado por el IPC de la Contraloría General de la República.
- El período tarifario es de 4 años. El actual comprende el período entre el 1 julio de 2010 y el 30 de septiembre 2014.

2.4.3 Régimen de subvenciones y contribuciones

En Panamá se tienen considerados varios tipos de subsidios, los principales son:

- **Subsidios jubilados, actividades agropecuarias y partidos políticos:** el consumo de los primeros 600 kWh de los jubilados (hombres de 62 años de edad o mayores y mujeres de 57 años o mayores) tienen derecho a un descuento de 25%. La diferencia entre el consumo y dicha cantidad paga la tarifa completa. Descuentos de 5% y 50% también son aplicables al consumo en actividades agrícolas y a las oficinas provinciales de los partidos políticos respectivamente. Los descuentos a jubilados, actividades agrícolas y partidos políticos son subsidios cruzados que se incluyen en el resto del consumo de clientes en la revisión tarifaria de cada cuatro años.
- **Subsidios por consumo básico (Ley 15):** los clientes con niveles de consumo por debajo de 100 kWh al mes tienen un descuento hasta de 20% en sus cuentas. Los fondos para este descuento provienen de un cargo a los clientes con consumo superior a 500kWh al mes de hasta 0.6% del valor de su factura. Aproximadamente 70,000 clientes reciben este beneficio.
- **Fondo de Estabilización Tarifaria:** desde el año 2004 el Gobierno aprobó un subsidio directo para los clientes residenciales con un consumo menor a 500 kWh al mes. En la factura de cada cliente aparece un descuento que hace que estos clientes no perciban aumento en la tarifa. Los fondos para este subsidio provienen del Gobierno. Al final de cada semestre se hace un balance para verificar que los fondos recibidos coincidan con los subsidios aplicados. El Gobierno ha anunciado un proceso de reducción progresivo del rango de subsidio para llegar sólo hasta los clientes con consumo menor a 300 kWh. Actualmente solo se aplica a clientes con un consumo menor a los 450 kwh al mes

En caso de que la ASEP solicite la aplicación de una tarifa inferior a la que corresponde según el régimen tarifario, este fondo es utilizado para cubrir la diferencia entre los ingresos con la tarifa aplicada y los ingresos con la tarifa que se debió aplicar.

2.4.4 Entidades regulatorias

La Secretaría de Energía

Su misión es formular, proponer e impulsar la política nacional de energía con la finalidad de garantizar la seguridad del suministro, el uso racional y eficiente de los recursos y la energía de manera sostenible, según el Plan de Desarrollo Nacional. Actualmente está gestionando ante la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA), la conformación de una matriz energética con mayor y más variados recursos renovables y limpios (eólico, gas, entre otros.)

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)

Establecido de acuerdo con la ley del ente regulador de los servicios públicos de 1996. Es una entidad autónoma del Gobierno con responsabilidad de regular, controlar y fiscalizar la prestación de los servicios de agua y alcantarillado sanitario, telecomunicaciones, radio y televisión, electricidad y gas natural.

El 22 de febrero de 2006, por Decreto Ley 10, el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) fue reestructurado y cambió de nombre, por lo cual desde abril de 2006 es conocido como la ASEP, con las mismas responsabilidades y funciones que tuvo el ente regulador pero con un administrador general y un director ejecutivo, cada uno designado por el Presidente de la República de Panamá y ratificado por la Asamblea Nacional. Igualmente, cuenta con tres directores nacionales bajo la autoridad del administrador general, uno para el sector de electricidad y agua, uno para el sector de telecomunicaciones y uno para el sector de atención al usuario. Los directores nacionales son responsables de emitir resoluciones relacionadas con sus respectivas industrias y las apelaciones a las mismas son resueltas por el administrador general como etapa final del proceso administrativo.

Las responsabilidades de la ASEP incluyen:

- Asegurar el cumplimiento de las leyes y reglamentaciones sectoriales y aplicar sanciones por incumplimientos.
- Otorgar concesiones y licencias.
- Monitorear las normas de calidad del servicio.
- Verificar el cumplimiento de las metas de expansión, mejoras al sistema, y la reglamentación, de acuerdo con los términos de las concesiones o licencias específicas.
- Promover la competencia e investigar las prácticas monopolísticas y anticompetitivas.
- Determinar el criterio de eficiencia para evaluar el rendimiento de las compañías reguladas.

- Establecer los principios y metodología para definir las tarifas.
- Determinar la información a ser suministrada por los proveedores de servicio público.
- Arbitrar conflictos entre operadores, agencias gubernamentales, municipalidades y consumidores.
- Autorizar la expropiación de tierras y derechos de servidumbre para la expansión del servicio.

Los costos de operación de la ASEP son cubiertos con varias fuentes, incluyendo una tasa de control y vigilancia que se cobra a todos los participantes del sector eléctrico. Esta tasa no puede exceder el 1% de los ingresos brutos que se generan en el sector durante el año anterior y la misma no puede ser transferida a los consumidores. El cobro de esta tasa se hace de forma mensual y cada empresa paga el porcentaje definido por la ASEP sobre los ingresos de clientes regulados y no regulados, menos los montos pagados por la compañía a otros proveedores de servicios para cubrir costos de energía y transmisión. En el año 2012 este porcentaje fue fijado en 0.73% (2011 – 0.59%) y para el 2013 es de 0.78%.

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

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

El Centro Nacional de Despacho (CND)

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

La Oficina de Electrificación Rural (OER)

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

2.4.5 Restricciones

De acuerdo con la ley las empresas en cada actividad tienen las siguientes restricciones:

Distribución:

- Participar, directa o indirectamente en el control de plantas de generación, cuando la capacidad agregada equivalente exceda el 15% de la demanda atendida en su zona de concesión.

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

Generación:

- Participar directa o indirectamente en el control de empresas de distribución.
- Solicitar nuevas concesiones si, al hacerlo, atienden directa o indirectamente, a través de otras empresas de generación u otros medios, más del 25% del consumo de electricidad del mercado nacional. El Órgano Ejecutivo, previa opinión de la ASEP, podrá aumentar el porcentaje señalado cuando considere que las condiciones de competencia en el mercado eléctrico lo justifiquen.

Transmisión:

- Controlado 100% por el Estado.

Nota 3 Revisoría fiscal

EPM no contempla en su acta de constitución ni en sus estatutos la obligación de tener revisor fiscal. Como empresa de servicios públicos que tiene el carácter de industrial y comercial del Estado, no se encuentra enmarcada dentro de las obligadas por el Código de Comercio a tener revisoría fiscal.

Como empresa prestadora de servicios públicos domiciliarios, 100% de propiedad del Municipio de Medellín, EPM está sujeta al control fiscal de acuerdo con la Ley 42 de 1993 y este lo ejerce la Contraloría General de Medellín.

Nota 4 Auditoría externa

EPM, dentro de su plan de actividades de gobierno corporativo, establece la obligatoriedad de un auditor externo y la responsabilidad del Gerente General en el manejo de la información financiera.

Para el período 2012 y 2011, la firma PricewaterhouseCoopers Ltda. realizó la auditoría externa financiera a los estados financieros individuales de Empresas Públicas de Medellín E.S.P., a los estados financieros consolidados del Grupo Empresarial EPM y a los informes financieros de los proyectos que deben ser presentados al Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

A partir del mes de mayo de 2013, la firma Deloitte será la encargada de la auditoría externa.

Nota 5 Prácticas contables

Las compañías colombianas del Grupo EPM cumplen con el Régimen de Contabilidad Pública (RCP) para la preparación y presentación de los estados financieros, considerando que es el medio de normalización y regulación contable pública establecido por la Contaduría General de la Nación (CGN), ente público de la República de Colombia. El RCP está armonizado con normas y prácticas de aceptación a nivel internacional para el sector público.

Las normas locales contienen elementos internacionales aplicables al contexto local y estratégicos para la interacción del sector público en un entorno globalizado.

Las normas vigentes de la CGN que rigen en materia contable son:

- Resolución 354 de 2007: adoptó el RCP, estableció su conformación y definió el ámbito de aplicación.
- Resolución 355 de 2007: adoptó el Plan General de Contabilidad Pública (PGCP) que contiene la regulación contable pública de tipo general y los fundamentos para reconocer y revelar las transacciones, hechos y operaciones realizadas.
- Resolución 356 de 2007: adoptó el manual de procedimientos del régimen de contabilidad pública integrado por el catálogo general de cuentas, los procedimientos contables y los instructivos contables.
- Resolución 357 de 2008: establece el procedimiento de control interno contable y el Informe anual de evaluación de control interno que se debe enviar a la CGN.

Las filiales internacionales homologan sus prácticas locales a las normas contables establecidas por la CGN, al momento de reportar información para la consolidación de estados financieros del Grupo EPM.

De acuerdo con la normatividad vigente, EPM adopta las prácticas contables que se detallan a continuación:

- a) **Moneda funcional:** la moneda funcional de Colombia es el peso colombiano. En consecuencia, las operaciones que realiza EPM en otras divisas se consideran nominadas en "moneda diferente del peso" y se registran según los tipos de cambio vigentes en las fechas de las operaciones. La economía de Colombia no es hiperinflacionaria.

Durante el período, las diferencias entre el tipo de cambio histórico contabilizado y el vigente a la fecha de cobro o de pago se registran como ganancia o pérdida por diferencia en cambio y se presentan en el "resultado financiero neto" en el estado de resultados. Se exceptúan de esta práctica las inversiones en el exterior en compañías controladas, las cuales se registran en el patrimonio.

- b) **Estimaciones y juicios contables:** en la preparación de los estados financieros se utilizan estimaciones para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos

y compromisos que se registran en la contabilidad. Básicamente las estimaciones se refieren a:

- La valoración de los activos para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos.
- La vida útil de las propiedades, planta y equipo e intangibles.
- Las hipótesis empleadas para el cálculo del valor razonable de las propiedades, planta y equipo.
- Los servicios públicos prestados a clientes, correspondientes a algunos ciclos de facturación con consumos de diciembre, pero cuyas facturas se emiten en enero y febrero del año siguiente. Los registros se hacen en forma global y a las tarifas respectivas del ingreso específico en consideración a que ya surgió el derecho a ellos.
- Algunas variables, particularmente costos del sector eléctrico.
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial del pasivo de pensiones de jubilación.
- El monto de los pasivos asociados con posibles contingencias, lo cual da lugar a reconocer provisiones.
- La determinación del valor razonable en las inversiones que no tienen una cotización en el mercado público de valores.

Estas estimaciones se realizan en función de proveer una información razonable, que refleje la realidad económica de la empresa a la fecha de corte. El resultado final de las operaciones a las que se refieren dichas estimaciones puede ser diferente de los valores definitivos y originar modificaciones futuras de acuerdo con su ocurrencia.

- c) **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 la importancia relativa para propósitos de revelación se determinó sobre una base del 5% aplicada a cada grupo de cuentas.
- d) **Clasificación de activos y pasivos:** los activos y pasivos se clasifican según el uso al cual se destinan o según su grado de realización, exigibilidad o liquidación en términos de tiempos y valores. Se consideran activos y pasivos corrientes los valores realizables o exigibles en un plazo no mayor a un año.
- e) **Efectivo y equivalentes de efectivo:** se considera como efectivo o equivalentes de efectivo el dinero en caja y bancos y las inversiones para administración de liquidez. Para los recursos destinados con fines específicos, se revelan los programas que motivaron su creación.

- f) **Inversiones para administración de liquidez:** 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 la Empresa. La inversión de los excedentes de liquidez se hace bajo los criterios de transparencia, seguridad, liquidez y rentabilidad, en término de las directrices de un adecuado control y en condiciones de mercado sin ánimo especulativo de acuerdo con el Decreto de Gerencia General 1651 de 2007.

Considerando lo estipulado en el Decreto 1525 de 2008 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, modificado por los decretos 2805 y 4471 de 2009, 4686 de 2010 y 1468 de 2012, las inversiones transitorias en EPM pueden constituirse en títulos de tesorería (TES), Clase B, tasa fija o indexados a la UVR, y en certificados de depósitos a término (CDT), 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 segunda mejor calificación vigente en fortaleza o calidad en la administración de portafolio y que cumplan con el régimen de inversión previsto para EPM.

Los establecimientos bancarios sujetos de inversión de excedentes deben tener 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+), Value and Risk Rating S.A (VrR1+) y Fitch Ratings (F1+), y contar como mínimo con la tercera mejor calificación vigente para el largo plazo (AA) utilizada por las respectivas sociedades.

Los excedentes en moneda extranjera pueden invertirse en gobiernos o instituciones financieras internacionales con calificación mínima de A+ para el largo plazo y A-1+ para el corto plazo, lo mismo que 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 de liquidez se valora diariamente a precios de mercado, de acuerdo con lo dispuesto por la normatividad vigente. Los precios y las tasas de referencia que se utilizan para las diferentes categorías de valores son: para moneda local los publicados por la Bolsa de Valores de Colombia en su página de Información para valoración (Infoval), y para moneda extranjera los publicados en Bloomberg.

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

- g) **Inversiones patrimoniales:** en entidades no controladas, comprenden los títulos participativos clasificados como de baja o mínima bursatilidad o sin ninguna cotización, los cuales no le permiten a EPM controlar, compartir el control o ejercer influencia importante sobre el ente emisor. Estas inversiones tienen la característica de no estar disponibles para la venta. Se actualizan por el método del costo trimestralmente, con base en el valor de realización de la inversión en la entidad. Si el valor intrínseco es superior al costo ajustado, la diferencia se reconoce como valorización, afectando el patrimonio como superávit. Si el valor intrínseco es inferior al costo ajustado, se disminuye la valorización constituida hasta agotarla, y más allá de ese valor se reconocen provisiones con cargo a los resultados del ejercicio como otros gastos no operacionales.
- h) **Deudores:** constituye el valor de los derechos a favor de EPM originados en la prestación de los servicios públicos. Dentro de este rubro están: servicio de energía, servicio de acueducto, saneamiento básico, gas combustible y sus respectivos subsidios. También incluye otros conceptos como vinculados económicos, avances y anticipos para contratistas y proveedores de bienes y servicios, venta de bienes, préstamos a empleados, financiaciones para la conversión a gas y para gasodomésticos, prestación de otros servicios informáticos, asistencia técnica y arrendamientos, entre otros.

Para su reconocimiento deberá cumplirse una de las siguientes condiciones:

- Que el servicio o bien se haya entregado a satisfacción.
- Que exista un derecho sobre el cual se pueda exigir legalmente la transferencia de dinero o su compensación en especie.
- La existencia de un documento de cobro, convenio, fallo judicial u otro documento legalmente constituido que soporte el derecho.

Deudores de difícil cobro: se consideran deudas de difícil cobro las que tienen más de seis meses de vencidas o cuando se envían a cobro jurídico, evento que origina la reclasificación del monto respectivo de cuentas por cobrar corrientes a cuentas de difícil cobro. De esta reclasificación se exceptúan los deudores que estén catalogados como entidades oficiales.

Para la protección de cartera se establece una provisión administrativa, con cargo a la cuenta de gastos de provisión para deudores. Esta es la forma de reconocer la disminución gradual de la cartera cuando se tiene el riesgo de no recuperar los dineros adeudados por los clientes de servicios públicos domiciliarios, de acuerdo con el análisis general o individual de las cuentas que integran el grupo de deudores servicios públicos.

Para el registro de la prestación de servicios públicos, se constituye provisión por cada servicio: servicio de energía, servicio de acueducto, servicio de saneamiento básico, servicio de gas combustible.

La Empresa deberá evaluar al final de cada mes el estado de la cartera y solicitar la provisión de la de difícil recuperación. Esta se podrá calcular de manera individual, caso en el cual se determinará la dificultad financiera del deudor para el pago de su obligación; o grupal, utilizando modelos de evaluación que permitan encontrar

porcentajes de irrecuperabilidad. Actualmente se utiliza el modelo de cascada para la provisión contable.

El valor de la provisión para cubrir el riesgo de incobrabilidad de las cuentas por cobrar en las empresas prestadoras de servicios de telecomunicaciones, se determina en forma general de acuerdo con los siguientes rangos:

- Se consideran como deudas de difícil cobro para los servicios de voz, las que tienen más de 240 días de vencimiento y para los demás servicios las que tienen un vencimiento mayor a 120 días. Las sumas que finalmente son consideradas incobrables, se cargan a la provisión como castigos, cuando son debidamente autorizadas.
- Para los servicios de valor agregado se realiza la provisión de los saldos que se encuentren en el debido cobrar, así: el 90% para vencimientos entre los 120 y 360 días y para vencimientos mayores el 100%.
- Para los servicios de voz se realiza la provisión de los saldos que se encuentren en el debido cobrar, así: el 90% para vencimientos entre los 240 y 360 días y para vencimientos mayores el 100%.
- Para el servicio de larga distancia se provisiona el 100% de los deudores una vez supere los 120 días, o sea devuelta por los operadores y terceros.

Para los deudores individuales se aplica este mismo criterio, de acuerdo con los estudios particulares sobre la solvencia del deudor. La provisión se realiza cuando se conozcan plenamente las dificultades para responder por estas deudas y para ello se determina si el cliente está en operación normal, está intervenido o en liquidación judicial, en restructuración económica (Ley 550 de 1999, antes del 27 de diciembre de 2006) o en régimen de insolvencia empresarial.

Cuando una empresa inicia un proceso de régimen de insolvencia empresarial, conforme a la Ley 1116 de 2006, o la interviene alguna entidad de vigilancia y control con fines de administración, se ajusta la provisión hasta el 50% de los deudores morosos.

Para las deudas de empresas declaradas en liquidación judicial o intervenidas con fines liquidatorios, se establece una provisión del 100% de los deudores morosos.

Cuando hay derechos cuya recuperación no es posible por la vía ejecutiva, jurisdicción coactiva o vía ordinaria, opera el castigo de saldos de deudores para reconocer la extinción de la cuenta por cobrar a favor de EPM.

El castigo de saldos de deudores no libera a EPM de la responsabilidad de continuar con las gestiones de cobro que sean conducentes. La práctica para el reconocimiento del castigo de deudores es un cargo a la cuenta de "Provisión deudores" y un abono a la cuenta por cobrar del cliente o a las cuentas de difícil cobro, según corresponda.

El valor de la cuenta por cobrar que se cancele contra la provisión se registra en cuentas de orden. Ante una eventual recuperación, se disminuye del saldo de la cuenta de orden y se registra un ingreso por recuperación

- i) **Inventarios:** se clasifican como inventarios los bienes adquiridos con la intención de venderlos o de consumirlos en el proceso de prestación de servicios públicos. Incluyen mercancías en existencia que no requieren transformación, como medidores de energía, gas y agua, bienes de proveeduría, 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.

El consumo de materiales y repuestos se registra con abono a la cuenta de "Inventarios de materiales para la prestación de servicios", por el costo promedio, con cargo a la cuenta respectiva de gastos, costos o inversión.

Los conteos físicos de los inventarios se realizan en forma rotativa durante el año, con el fin de cubrir todos los artículos catalogados en los inventarios.

Los inventarios, independientemente de que por factores exógenos propios de la economía o por condiciones naturales inherentes a la condiciones del negocio roten lentamente, conservan su naturaleza de inventarios. Esta condición de baja rotación les imprime la característica de bien inmovilizado en las empresas del Grupo EPM; no obstante continúan como inventarios.

Con la finalidad de reflejar el valor del inventario de acuerdo con su realidad económica, en EPM los inventarios se actualizarán al valor de realización, siempre que este valor resulte menor que el valor en libros. En este caso se reconocerán provisiones por la diferencia; en caso contrario, se recuperarán las provisiones cuando existan, sin exceder el valor constituido por este concepto. Para el caso de disminuciones físicas, tales como mermas, deterioro u obsolescencia se realizará la baja del inventario directamente contra el gasto.

- j) **Propiedades, planta y equipo:** representa los bienes tangibles adquiridos, construidos o en proceso de construcción, con la intención de emplearlos en forma permanente en las actividades operativas para la producción y prestación de los servicios, para arrendarlos o para usarlos como apoyo administrativo de la organización, que no están destinados para la venta en el curso normal de los negocios y cuya vida útil excede un año.

El valor histórico de estos activos incluye todas las erogaciones y cargos necesarios para ponerlos en condiciones de utilización. Se capitalizan como mayor valor del activo todas las erogaciones en que incurre la empresa para aumentar la vida útil del mismo, ampliar su capacidad productiva y eficiencia operativa, mejorar la calidad de los productos y servicios, o permitir una reducción significativa de los costos de operación. El Decreto 1678 del 22 de mayo de 2008 de la Gerencia General, fijó las políticas, lineamientos y reglas de negocio para la administración y gestión de los activos fijos y bienes de EPM.

Conforme a lo estipulado en la Resolución 356 de septiembre de 2007, emitida por la CGN, la compañías actualizan el valor de las propiedades, planta y equipo mediante avalúos técnicos con la aplicación de metodologías de reconocido valor técnico, los cuales considera entre otros criterios su vida útil, vida económica y vida remanente, la ubicación, estado, capacidad productiva, situación de mercado, grado de negociabilidad, obsolescencia y deterioro que sufren los bienes.

La actualización de las propiedades, planta y equipo se hace con una periodicidad de tres años a partir de la última actualización realizada y el registro queda en el período contable respectivo. No obstante, si con anterioridad al cumplimiento de este plazo el valor en libros de la propiedad, planta y equipo experimenta cambios significativos con respecto al costo de reposición, o al valor de realización, se hace una nueva actualización, registrando su efecto en el período contable respectivo.

Las vidas útiles de los activos fijos en EPM se definen teniendo en cuenta criterios técnicos, de acuerdo con las características propias del activo, considerando beneficios económicos futuros o el potencial de servicio del activo, y condiciones físicas y ambientales.

Así mismo, dicha estimación se determina, entre otros factores, en consideración al desgaste físico producido por el uso del activo y el desgaste funcional. El primero es producido por el uso de los activos y el deterioro ocasionado por motivos distintos a su uso como aquellos relacionados con el factor tiempo. Los factores funcionales se relacionan con la obsolescencia tecnológica y con la incapacidad del activo para operar con eficiencia. En caso de no contarse con criterios técnicos podrán tomarse como referencias las vidas útiles establecidas por la CGN.

Vidas útiles generales por tipo de activo:

Tipo de activo	Vida útil en años
Edificaciones	
Presas, estaciones repetidoras	50
Edificios, casas, oficinas, almacenes, casetas, campamentos, parqueaderos, garajes, bodegas, instalaciones deportivas	50
Tanques de almacenamiento	20
Plantas, ductos y túneles	
Plantas de generación y de tratamiento	50
Plantas de conducción	47
Subestaciones y estaciones de regulación	25
Acueducto y canalización	30
Estaciones de bombeo	20
Redes, líneas y cables	
Redes de distribución y de aire	25
Redes de recolección de aguas	30
Líneas y cables de transmisión	40
Maquinaria y equipo	
Equipo de construcción, maquinaria industrial	7
Herramientas y accesorios	7
Equipo para estaciones de bombeo	7
Equipo de centros de control, maquinaria, equipo de dragado y equipo de aseo	5

Equipo médico y científico	
Equipo de investigación	5
Equipo de laboratorio, médico y científico	7
Muebles, enseres y equipos de oficina	7
Equipos de comunicación y computación	5
Equipo de transporte, tracción y elevación	5
Equipos de comedor, cocina, despensa y hotelería	7

Entre las clasificaciones se encuentran:

Construcciones en curso: representa todas las erogaciones incurridas por las compañías del Grupo EPM con el fin de mejorar o incrementar la capacidad operativa, disminuir costos de operación o aumentar la cobertura del servicio. Así mismo, para la expansión y sostenibilidad de la infraestructura para atender los servicios ofrecidos mediante la construcción, ampliación, modernización, rehabilitación o reposición de redes, plantas, y equipos, entre otros, hasta cuando estén en condiciones de ser utilizados en desarrollo de la operación.

El valor por el cual se reconocen las construcciones en curso está dado por la totalidad de las erogaciones indispensables que estén directamente asociadas con la adquisición o construcción del bien desde la fecha de inicio de la ejecución hasta la fecha en que el activo esté listo para su uso o funcionamiento.

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.

En el negocio de generación de energía se realizan inversiones, principalmente, para la construcción, rehabilitación o modernización de centrales de generación de energía, y para la repotenciación y reposición de equipos de las mismas.

Las inversiones en infraestructura destinadas a la expansión y reposición de redes de transmisión y distribución en diferentes niveles de tensión, están dirigidas a la construcción de redes de uso general, con el fin de cubrir las necesidades por crecimiento de la demanda de energía para atender las obras con miras a la confiabilidad del sistema. Adicionalmente, para atender los requerimientos regulatorios, el mejoramiento del nivel de calidad de servicio, el blindaje de las redes para disminuir conexiones fraudulentas y el cambio de elementos que presentan alto nivel de deterioro.

El negocio de distribución de gas realiza inversiones para abordar el mercado no residencial y su expansión.

El negocio de Aguas realiza inversiones destinadas a la modernización y reposición de las redes de acueducto y aguas residuales en los diferentes circuitos, la ampliación de conducciones y la adquisición de equipos para las plantas de potabilización y estaciones de bombeo.

Bienes muebles en bodega: corresponden a los bienes muebles adquiridos a cualquier título, que tienen la característica de permanentes porque se utilizarán en

el futuro en actividades de producción o administración en EPM. Mientras conserven esta situación no son objeto de depreciación, según se estipula en el párrafo 171 del PGCP.

Propiedad, planta y equipo no explotado: incluyen activos que, por obsolescencia, no se requieren para la operación del negocio y aquellos que temporalmente se encuentran fuera de servicio, en proceso de rehabilitación o en espera de una decisión técnica para rehabilitar o dar de baja. Los activos bienes muebles que se dan de baja por obsolescencia o porque ya no son requeridos por la empresa, se llevan al almacén de aprovechamientos donde son ofrecidos mediante subastas públicas (por normatividad interna). Estos se dan de baja en el momento en que se reintegran, exceptuando vehículos que se retiran contablemente cuando se venden.

Edificaciones: representa el valor de las edificaciones y casas, oficinas, casetas, parqueaderos y garajes, bodegas, instalaciones deportivas y recreacionales, presas y tanques de almacenamiento, entre otros, adquiridos por la empresa para el desarrollo de sus funciones y la prestación de los servicios públicos.

Plantas, ductos y túneles: representa el valor de las plantas, ductos y túneles adquiridos por las compañías para la generación, transmisión y distribución de energía, distribución de gas, acueducto, saneamiento, plantas de telecomunicaciones, entre otros.

Redes, líneas y cables: representa el valor de las redes de distribución de energía y acueducto, recolección de aguas, redes de alimentación de gas y, líneas de transmisión y distribución de energía, utilizadas para la transmisión y distribución de energía, distribución de gas, acueducto y saneamiento de aguas residuales.

Depreciación: se calcula sobre el costo histórico bajo el método de línea recta. Se utiliza como base la vida útil determinada según criterios técnicos tales como adiciones o mejoras, avances tecnológicos, políticas de mantenimiento y reparaciones, obsolescencia, exposición física de los bienes u otros factores.

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

- k) **Reserva financiera actuarial:** es el conjunto de activos que han sido destinados por la entidad contable pública en atención a las disposiciones legales vigentes o por iniciativa propia, para atender las obligaciones pensionales. Tales activos se registran en cuentas asociadas a patrimonios autónomos y los pagos de pensiones de jubilación y de bonos pensionales son cancelados con cargo a este.
- l) **Gastos pagados por anticipado:** son erogaciones que se pagan antes de 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 pagados por anticipado se miden por su costo original, según lo establecido en los acuerdos contractuales o los precios

fijados y acordados con los terceros. El impuesto a las ventas que no tenga el carácter de descontable es mayor valor del activo diferido y se reconoce en el momento en que se realice el pago o se cause la factura respectiva.

Para su reconocimiento deben analizarse las partidas a registrar, de forma que se tengan separados los conceptos que deben registrarse como activos, de aquellos que deben reconocerse como gastos en forma inmediata.

Su amortización se efectúa usando el método de línea recta, durante el período en que se estima se reciben los bienes y servicios o se causen los gastos y costos.

m) **Cargos diferidos:** son las erogaciones por concepto del suministro de bienes o prestación de servicios recibidos que, con razonable certeza, generarán beneficios económicos en el futuro.

La amortización se reconoce durante los períodos en los cuales se espera percibir los beneficios de los costos y gastos incurridos, de acuerdo con los estudios de factibilidad para su recuperación, los períodos estimados de consumo de los bienes o servicios o la vigencia de los respectivos contratos.

Los saldos de activos diferidos deben ser evaluados a su valor neto de recuperación. Al final de cada año se debe determinar si los cargos diferidos generarán beneficios futuros; en caso contrario, se procederá a amortizar totalmente su valor.

n) **Intangibles:** son aquellas erogaciones en las que se incurre para la adquisición o desarrollo de derechos, licencias y software, de los cuales se pueden obtener beneficios económicos futuros. Se reconocerán en las cuentas de balance como derechos, software, licencias, entre otros, aquellos bienes que estén destinados a la ejecución de actividades primarias de la cadena de valor, sobre los cuales se espera obtener beneficios económicos futuros. Estos bienes se reconocen si son:

- Identificables: se puede establecer su valor.
- Controlables: se puede transferir o restringir su acceso.
- Generan beneficios económicos futuros o un potencial de servicios.
- Su medición monetaria es confiable.

Son intangibles:

Crédito mercantil: corresponde al monto adicional que se paga en la compra de acciones o cuotas partes de interés social, por encima de su valor patrimonial, como reconocimiento de atributos como el buen nombre, el personal idóneo, la reputación de crédito privilegiado o el control del ente económico. Este crédito se convierte en una mayor participación en el negocio.

Con el fin de reflejar la realidad económica de la operación y su asociación directa con los beneficios económicos que se espera tener de la inversión, el crédito mercantil debe ser amortizado con base en metodologías de reconocido valor técnico, durante el plazo en que, según el estudio técnico realizado para la adquisición, se espera recuperar la inversión. No obstante, el crédito mercantil con vida útil indefinida no es objeto de amortización.

Al cierre de cada período contable, las empresas del Grupo EPM evalúan el crédito mercantil con el fin de verificar si se mantienen las condiciones de generación de beneficios económicos futuros.

Licencias y el software operativo: sus pagos se cargan a la cuenta de intangibles respectiva con abono a la cuenta por pagar. El software y las licencias de carácter administrativo se reconocen como gasto.

Los derechos se amortizan de acuerdo con el tiempo pactado de goce; si es indefinido no se amortiza. El software se amortiza en la medida en que genere los beneficios que se esperaban y las licencias, por su parte, en el mismo período de la vida útil de los equipos a los cuales se asocian. El software y las licencias operativas se amortizan bajo el método de línea recta.

Servidumbres: se amortizan de acuerdo con lo estipulado en el acto que les dio origen; es decir, si el contrato es a perpetuidad no se amortizarán, si por el contrario su duración es finita, se amortizarán al término del vencimiento pactado en el contrato.

- o) **Valorizaciones:** corresponden al exceso del valor de valuación y al valor en libros de los activos poseídos al final del período, de acuerdo con la normatividad vigente.

La metodología para las inversiones establece:

- Inversiones patrimoniales en entidades no controladas: se actualizan por el método del costo trimestralmente, con base en el valor de realización de la inversión en la entidad.
 - La metodología utilizada para las propiedades, planta y equipos consiste en realizar valoraciones por grupos de activos, como por ejemplo: redes primarias, redes secundarias, transformadores, postes, equipos de protección y maniobra, luminarias de alumbrado público, líneas de transmisión, estructuras de apoyo de las líneas, fibra óptica, subestaciones de energía, vehículos y equipos especiales, inmuebles, equipos de: laboratorio, bombes, tanques y captaciones de acueducto, circuitos de acueducto y equipos de la planta de tratamiento de aguas residuales, entre otros.
- p) **Operaciones de crédito público:** corresponden a los actos o contratos que, de conformidad con las disposiciones legales sobre crédito público, tienen por objeto dotar a EPM de recursos para la adquisición de bienes o servicios con plazo para su pago tales como empréstitos, emisión y colocación de bonos y títulos de deuda pública. Se reconocen por el valor desembolsado; los bonos y títulos deben reconocerse por su valor nominal y los créditos de proveedores por el valor del bien o servicio recibido. Las garantías otorgadas para avalar el pago de la deuda se reconocen por el valor de los pagos por concepto de capital que llegaran a efectuarse.

Las operaciones de crédito público se clasifican en:

- Según donde se pacten:

Internas: operaciones en el territorio nacional
Externas: operaciones fuera de Colombia

- Según el vencimiento:
 - Corto plazo: la obligación se vence en el término de un año.
 - Largo plazo: su vencimiento es superior a un año.

Las operaciones de crédito público en Colombia pactadas en moneda extranjera deben reconocerse a la Tasa Representativa del Mercado (TRM) en la fecha de transacción. Este valor debe reexpresarse mensualmente aplicando la TRM de final del mes. En el caso de operaciones contraídas en diferentes unidades de valor o índices específicos, deben reconocerse por el precio de la unidad en la fecha de la obligación y deben reexpresarse periódicamente, aplicando el precio de la unidad o el índice a la fecha de la actualización. El mayor o menor valor obtenido como resultado de la reexpresión, se reconoce en el período en cuentas de resultado. Las filiales internacionales reexpresan acorde con las tasas oficiales de sus respectivos países.

- q) **Operaciones 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, como divisas, títulos valores o futuros financieros sobre tasas de cambio, tasas de interés, índices bursátiles o cualquier otro subyacente pactado, los cuales se liquidarán en fecha futura acordada.

Se reconocen por el valor pactado en el contrato. En Colombia, si se pactan en monedas diferentes al peso colombiano, se reconocen a la TRM de la fecha de la transacción. Mensualmente se reexpresan con la TRM certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia al fin de mes. El mayor o menor valor obtenido como resultado de la reexpresión se reconoce en el período en las cuentas de resultados. Las filiales internacionales reexpresan acorde con las tasas oficiales de sus respectivos países.

- r) **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 cumpliendo estas condiciones:

- El bien o servicio se haya recibido a satisfacción y se hayan recibido los riesgos y beneficios del mismo.
- Sea probable que del pago de dicha obligación se derive la salida de recursos que llevan incorporados beneficios futuros.
- Que el valor pueda ser determinado en forma confiable.

- s) **Impuestos, contribuciones y tasas:** la estructura fiscal de cada país donde están ubicadas las empresas del Grupo EPM, los marcos regulatorios y la pluralidad de operaciones que desarrollan las compañías, hacen que cada empresa sea sujeto pasivo de impuestos, tasas y contribuciones del orden nacional y territorial.

Se reconocen como valor a pagar los derechos a favor de la Nación, de los departamentos, de los entes municipales y demás sujetos activos, una vez se cumplan

las condiciones previstas en las correspondientes normas expedidas. Los principales tributos que recaen sobre las operaciones de las compañías son los siguientes:

- **Impuesto sobre la renta corriente:** las empresas del Grupo EPM están obligadas a pagar al fisco de cada país donde realicen operaciones gravadas con dicho impuesto, un porcentaje de la renta fiscal que determinen para cada período. El valor del impuesto se reconoce como gasto por impuesto sobre la renta en el año corriente de acuerdo con la depuración efectuada entre la renta fiscal y la utilidad o pérdida contable afectada por la tarifa del impuesto sobre la renta del año corriente y conforme a lo establecido en las normas tributarias.

Su reconocimiento se efectúa mediante el registro de un gasto y un pasivo en las cuentas por pagar, impuesto por pagar. En períodos intermedios se reconoce una estimación del impuesto de renta corriente con base en la proyección de los resultados fiscales del año, por lo cual durante el año se maneja la cuenta de provisión. El impuesto diferido se reconoce en forma separada al impuesto de renta como gasto o recuperación, según el caso.

- **Impuesto diferido:** el impuesto diferido se presenta por las diferencias temporales entre la renta fiscal y la utilidad o pérdida contable originadas por gastos o ingresos. El reconocimiento contable difiere del momento en que se reconoce fiscalmente y genera un mayor o menor pago del impuesto sobre la renta del año corriente, diferencia que se calcula a la tarifa vigente en la medida en que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán en el futuro.

El impuesto sobre la renta diferido se reconoce en el período en el cual surgen las diferencias temporales, tomando para su cálculo la tasa corriente del impuesto.

Si la diferencia temporal conlleva un mayor pago del impuesto sobre la renta en el año corriente, se reconoce como un activo diferido en la cuenta "Otros activos impuestos diferidos" y su contrapartida será un menor valor del gasto del impuesto del año corriente que se presenta en forma separada del impuesto corriente.

Si la diferencia temporal conlleva un menor pago del impuesto sobre la renta en el año corriente, se reconoce como un pasivo en la cuenta "Otros pasivos impuestos diferidos" y su contrapartida es un gasto, que se presenta como impuesto diferido en forma separada del impuesto corriente.

- **Impuesto al patrimonio:** las empresas colombianas, conforme a lo establecido en la Ley 1370 de 2009, deben pagar el impuesto al patrimonio al Gobierno Nacional en ocho cuotas que comprenden los años 2011, 2012, 2013 y 2014 y cuya base es el patrimonio líquido que posea la entidad al 1 de enero de 2011. De acuerdo con lo señalado en el Artículo 9 del Decreto Ley 4825 de 2010, corresponde pagar un 25% adicional al 4.8% a título de sobretasa de impuesto al patrimonio, a aquellas compañías que cumplan con las características del mencionado Artículo.

Este impuesto se contabilizó con la metodología establecida por la CGN, reduciendo la revalorización del patrimonio o causando un activo diferido que se amortiza en los años en que se deben realizar los pagos de dicho impuesto, contra el pasivo total

del impuesto a pagar por los años 2011 a 2014, de acuerdo con lo señalado en el Concepto 20119-158027.

- **Impuesto sobre las ventas:** el impuesto a las ventas se genera al momento de transferencia de bienes y servicios. Son responsables de este impuesto aquellas compañías que realicen venta de bienes y servicios gravados, conforme a lo establecido por las autoridades de impuestos de cada país.
- t) **Obligaciones laborales y de seguridad social:** son los compromisos que las empresas del Grupo EPM han adquirido con sus trabajadores por los servicios prestados mediante un vínculo laboral establecido de acuerdo con la legislación laboral, pacto o convención colectiva.
- u) **Pasivos estimados:** Se reconocen cuando se cumplan las siguientes condiciones:
- Se ha obtenido un beneficio del bien o servicio, pero no se ha recibido el documento soporte por parte del proveedor para ser reconocido como real.
 - Se está obligado, de acuerdo 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.
- v) **Contingencias:** Para el reconocimiento de las contingencias por litigios, demandas y procesos, a favor y en contra de EPM y los rubros que lo conforman se tendrá en cuenta la calificación de los procesos, la cual, debe medir la probabilidad de éxito del desenlace del litigio en probable, posible o remoto.
- Probable: una obligación o derecho es "probable" siempre que exista mayor posibilidad de que se presente el evento, es decir, cuando su ocurrencia supere el 50%.
- Posible: una obligación o derecho es "posible" cuando existe una menor posibilidad que se presente el evento, es decir, su ocurrencia es menor del 50%.
- Remota: una obligación o derecho es "remota" cuando es prácticamente seguro que el evento no se va a presentar.
- w) **Obligaciones pensionales:** las obligaciones pensionales, a cargo de las empresas del Grupo EPM en Colombia, tienen dos componentes, los bonos pensionales y las pensiones, que a su vez incluyen las cuotas partes pensionales. Su cálculo tiene como base jurídica las normas legales vigentes sobre pensiones. Para efectos de la evaluación actuarial se siguieron los parámetros establecidos en el Decreto 2783 de 2001 del Gobierno Nacional.

- x) **Conmutación pensional:** según Acta 1466 del 4 de diciembre de 2006, EPM Matriz asumió en 2007 el pasivo pensional de la Empresa Antioqueña de Energía E.S.P. (EADE), liquidada.

La metodología utilizada para el cálculo actuarial por pensiones y bonos pensionales de EADE observa los parámetros y bases técnicas establecidas por la autoridad competente y son los mismos utilizados para la medición de los pasivos pensionales en EPM. Este pasivo pensional se encuentra amortizado al 100%.

De conformidad con lo establecido en el Decreto 941 de 2002, reglamentario de la Ley 100, se constituyeron los respectivos patrimonios autónomos para garantizar el pago de las obligaciones pensionales, de las cuotas partes de bonos que le correspondan a EPM, y el pago de indemnizaciones sustitutivas derivadas de los riesgos que regula el sistema general de pensiones. Los fondos se proyectan de manera que se extinga al momento del pago de la última pensión a cargo de EPM (año 2065).

- y) **Patrimonio:** está conformado por las cuentas que representan el capital fiscal, las reservas, las utilidades de ejercicios anteriores, el resultado del ejercicio, los superávit y la revalorización del patrimonio.
- z) **Reservas:** en cumplimiento de las disposiciones tributarias en Colombia, contenidas en los artículos 130 (reserva del 70% por el exceso de la depreciación fiscal sobre la contable) y 211 del Estatuto Tributario, las empresas del Grupo EPM en Colombia, constituyeron reservas requeridas con el fin de gozar del tratamiento tributario especial y obtener una racionalización en el pago del impuesto de renta y complementarios.

Para cumplir con el Decreto 2336 de 1995, Artículo 1, se constituyen reservas por la aplicación del método de participación patrimonial. Las reservas corresponden a las utilidades que se generan al cierre del ejercicio contable como consecuencia de la aplicación de sistemas especiales de valoración a precios de mercado y que no se hayan realizado en cabeza de la sociedad, de acuerdo con las reglas del Artículo 27 (realización del ingreso) y demás normas concordantes del Estatuto Tributario.

- aa) **Excedentes financieros:** Los excedentes financieros a transferir al Municipio de Medellín, por parte de EPM matriz, se reconocen cuando el COMPES los determina, en cumplimiento de los formalismos legales, con base en los estados financieros del año anterior aprobados por la Junta Directiva. Para su reconocimiento se disminuirá las utilidades de ejercicios anteriores.

En aquellos casos excepcionales en los cuales el Concejo Municipal apruebe excedentes financieros extraordinarios o adicionales, el reconocimiento se hará con el documento que de origen a la obligación para EPM de transferir los excedentes financieros, es decir, cuando se determine la cuantía cierta y las condiciones de modo, lugar y tiempo para ejecutar su traspaso.

Para las demás filiales, los excedentes a distribuir se causaran al momento que la junta directiva o asamblea aprueba su reparto.

- bb) **Superávit por valorizaciones:** representa el aumento neto del valor en libros de los activos, determinado como resultado de la actualización, de conformidad con normas

técnicas. Las empresas del Grupo EPM reconocen como valorización el exceso del valor intrínseco de las inversiones frente a su valor en libros y el exceso del valor de realización o costo de reposición de los bienes sobre el valor en libros.

cc) **Revalorización del patrimonio:** en Colombia se registró el valor de los ajustes por inflación de los saldos de las cuentas del patrimonio practicados desde 1992 hasta el 2000, año en el que la CGN los eliminó. De acuerdo con normas vigentes, este saldo no podrá distribuirse como utilidad hasta que se liquide la empresa o se descapitalice.

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

ee) **Ingresos operacionales:** son los flujos recibidos por EPM en el período contable, originados en el desarrollo de su actividad principal. Las devoluciones y rebajas por estos conceptos se registran en cuentas separadas como menor valor del ingreso. Para el reconocimiento de los ingresos se deben cumplir los siguientes requisitos:

- Que el servicio efectivamente se haya prestado o el bien haya sido entregado.
- Que el valor del servicio o bien se pueda cuantificar en forma razonable.
- Que se espere recibir el producto del servicio prestado o bien vendido.
- Que el ingreso sea susceptible de incrementar el patrimonio neto de EPM.

El ingreso no será reconocido si existen dudas sobre su realización.

ff) **Ingresos no operacionales:** representan los ingresos obtenidos por las empresas del Grupo EPM en operaciones distintas a la prestación del servicio público, incluyendo también los ingresos por partidas de carácter extraordinario.

Se reconocerán como ingresos no operacionales aquellos que no están enmarcados dentro de su objeto social principal y sobre los cuales se hayan transferido los riesgos y beneficios o el servicio se haya prestado efectivamente, que su valor se pueda cuantificar en forma razonable y que sea probable de obtener el producto del bien o servicio entregado.

gg) **Costos de prestación de servicios:** son las erogaciones necesarias para la prestación del servicio público, sin las cuales no sería posible prestarlo o su calidad no sería la más óptima. Estos costos están vinculados directamente con la prestación del servicio, a diferencia de los gastos que son erogaciones asociadas con las actividades administrativas. Para el reconocimiento de los costos se debe cumplir:

- Que el bien o servicio objeto de costos se haya recibido a satisfacción o se esté recibiendo (para el caso de los servicios que se van recibiendo en varios períodos).
- Que se hayan recibido los riesgos y beneficios del bien o servicio.
- Que el valor del costo pueda ser medido de forma confiable.
- Es probable que del pago del bien o servicio recibido se derive la salida de recursos que llevan incorporados beneficios futuros.

- Que el bien o servicio objeto de costo esté relacionado con la prestación de servicios y sea un elemento necesario en dichos servicios.

hh) **Gastos:** los gastos son expensas necesarias, derivadas de la operación normal de la organización, que sirven de apoyo para la prestación del servicio. EPM reconoce sus gastos en la medida en que ocurran los hechos financieros, económicos, sociales y ambientales en forma tal que queden contemplados sistemáticamente en el periodo contable correspondiente, independientemente del flujo de recursos monetarios o financieros. Para ello se deberá tener en cuenta que el reconocimiento se efectuará cuando:

- El bien o servicio objeto de gasto se haya recibido a satisfacción o se esté recibiendo.
- Se hayan recibido los riesgos y beneficios del bien o servicio.
- Que el valor del gasto pueda ser medido de forma confiable.
- Sea probable que del pago del bien o servicio recibido se derive la salida de recursos que llevan incorporados beneficios futuros.

Nota 6 Efectos y cambios significativos en la información contable

Durante el año 2013 no se realizaron cambios significativos de la información contable en las empresas del Grupo.

Nota 7 Hechos posteriores de impacto para el 2013

EPM matriz desarrollará en forma directa el proyecto Ituango

La Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de EPM Ituango realizada el 11 de enero de 2013, aprobó que EPM ejecute directamente, y no a través de EPM Ituango, el contrato "BOOMT" (sigla en inglés de "construir, operar, mantener, explotar comercialmente y devolver" a los 50 años la central) y los demás contratos que tiene suscritos para su ejecución, así como los derechos y obligaciones inherentes al mismo.

La aprobación de la cesión del contrato a EPM permitirá reflejar los beneficios financieros correspondientes al contrato de estabilidad jurídica firmado por EPM con la Nación y realizar una inversión social adicional, por US\$100 millones, para mejorar la calidad de vida de la población del área de influencia de la hidroeléctrica, buscando la viabilidad y sostenibilidad del territorio, principalmente en educación, salud, desarrollo de proyectos productivos y realización de obras de infraestructura.

EPM matriz adelanta negociaciones para una posible integración de sus negocios de telecomunicaciones en Colombia

Millicom, el mayor accionista de Colombia Móvil -TIGO- S. A., y EPM matriz han firmado un memorando de entendimiento no vinculante, para buscar la posibilidad de fusionar Colombia Móvil -TIGO- y UNE EPM Telecomunicaciones S. A., con la intención de crear un operador integrado de telecomunicaciones a nivel nacional.

En vista de la creciente demanda por servicios de telecomunicaciones fijos y móviles en Colombia, y el potencial de los operadores integrados para ofrecer mejores soluciones, las dos compañías consideran que se puede avanzar en una posible integración de sus operaciones. Una eventual fusión permitiría llegar a los colombianos con un portafolio integrado de servicios en todas las regiones del país.

El 9 de mayo, el Concejo de Medellín aprobó la transformación y modificación de la composición accionaria de UNE con el fin de facilitar el proceso de fusión.

Nota 8 Otros aspectos relevantes

8.1 Combinación de negocios y reestructuración societaria

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

En Colombia no se registra crédito mercantil negativo en el estado de resultados del período. Sin embargo, el patrimonio neto es afectado por el superávit por valorización.

8.1.1 Adquisición de la sociedad panameña Espíritu Santo Energy S. de R.L.

EPM adquirió la empresa panameña Espíritu Santo Energy S. de R.L. propietaria del 99.99% de las acciones de la sociedad Espíritu Santo Colombia S.A.S. E.S.P. la cual posee los derechos para desarrollar el proyecto hidroeléctrico Espíritu Santo en Colombia, que generará aproximadamente 600 megavatios de energía, sobre la cuenca del río Cauca, en el Norte de Antioquia. La transacción fue cerrada por un monto de USD\$70 millones.

8.1.2 Liquidación de la sociedad EPM Ituango

Con la aprobación en la asamblea general extraordinaria celebrada el 11 de enero de 2013, los accionistas de EPM Ituango aprobaron que EPM (matriz) ejecute directamente, y no a través de EPM Ituango, el contrato "BOOMT" y el resto de los derechos y obligaciones inherentes a este. De esta forma, dicha empresa entra en causal de disolución ante la imposibilidad de desarrollar su objeto social.

El 12 de marzo de 2013, se inscribieron ante la Cámara de Comercio de Medellín, la documentación requerida para iniciar el proceso de liquidación.

8.2 Programa NIIF

Las Normas Internacionales de Información Financiera, NIIF (IFRS por sus siglas en inglés), son un conjunto de estándares e interpretaciones de carácter técnico, aprobadas, emitidas y publicadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés). En ellas se establecen los criterios para el reconocimiento, valuación, presentación y revelación de la información financiera.

Estas reglas se están convirtiendo en el lenguaje contable universal para asegurar que en todos los países se hable el mismo idioma financiero, a través de mayor consistencia en las políticas contables y comparabilidad de la información financiera de las empresas.

EPM emprendió el proyecto de adopción de estos estándares desde el año 2009, para responder a la estrategia de crecimiento y facilitar el acceso a los mercados internacionales de capitales.

En Colombia, ha cobrado una gran importancia la aprobación de la Ley 1314 de 2009, por medio de la cual se regulan los principios y normas de contabilidad e información financiera y de aseguramiento de información. Recientemente, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo de Colombia emitió los decretos con los cuales se adoptan oficialmente los estándares internacionales de información financiera y se establece el marco normativo y cronograma con aplicación de actividades a partir de 2013.

8.3 Proceso de consolidación de la información contable

En el año 2009, con la emisión internacional de bonos por USD 500 millones, EPM adquirió el compromiso, ante los inversionistas y bancos internacionales, de presentar periódicamente los estados financieros consolidados del Grupo EPM; este ejercicio se venía realizando por la empresa para fines administrativos, pero con esta emisión se adquirió la obligación formal.

EPM consolida su información financiera con las empresas en las cuales tiene participación patrimonial igual o superior al 50%, directa o indirectamente, o tiene el control administrativo.

Los estados financieros consolidados se emiten trimestralmente y son presentados ante la Junta Directiva. Una vez informada la Junta Directiva, se publican en la página oficial de EPM junto con sus notas respectivas.

Notas de carácter específico

Notas relativas a valuación

Nota 9 Conversión de los valores en moneda extranjera

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 TRM certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia. Al cierre de 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012. Los valores utilizados fueron:

Moneda	2013	2012	Var %
Dólar americano (USD)	1,832.20	1,768.23	3.62%
Libra esterlina (GBP)	2,773.30	2,874.26	(3.51%)
Yen japonés (JPY)	19.35	20.46	(5.41%)
Euro (EUR)	2,337.71	2,331.23	0.28%
Franco suizo (CHF)	1,920.87	1,931.76	(0.56%)
Quetzal (GQT)	235.58	223.76	5.28%
Peso mexicano (MXN)	148.30	135.91	9.12%

Los efectos en resultados por diferencia en cambio a 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fueron los siguientes:

	2013	2012
Ingresos no operacionales por diferencia en cambio		
Efectivo	7,154	830
Adquisición de bienes y servicios	7,501	28,511
Inversiones	7,069	3
Deudores	10,641	2,779
Operaciones de crédito público	8,480	135,139
Otros ajustes por diferencia en cambio	11,207	4,233
Total ingresos no operacionales por diferencia en cambio	52,052	171,495
Gastos no operacionales por diferencia en cambio		
Efectivo	2,179	6,364
Adquisición de bienes y servicios nacionales	2,701	5,620
Deudores	8,442	26,073
Inversiones	(55)	1,809
Operaciones de crédito público externas de corto plazo	91,795	168
Otros ajustes por diferencia en cambio	10,905	1,828
Total gastos no operacionales por diferencia en cambio	115,967	41,862

Cifras expresadas en millones de pesos

Balance general

Activos

Nota 10 Efectivo

El saldo del efectivo a 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
Caja		3,871	2,474
Bancos		900,888	1,490,147
Otros recursos disponibles	(1)	55,825	3,867
Total efectivo		960,584	1,496,488
Incluye efectivo restringido	(2)	70,414	62,239

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(1) Representa fondos en moneda extranjera exigibles a la vista, realizados mediante operaciones overnight que generan un rendimiento financiero.

(2) El disponible en caja y bancos incluye las siguientes cuentas con destinación especial:

Fondo	Destinación	2013	2012
Recursos restringidos EPM Matriz			
Convenios			
Municipio Medellín - Moravia	Construcción, reparación y reposición de redes de acueducto y alcantarillado y la pavimentación en el Municipio de Medellín de las vías afectadas por estas obras en el barrio Moravia.	1,057	1,052
Municipio de Medellín - Aguas	Manejo integral del agua para el consumo humano de los habitantes del Municipio de Medellín.	9,226	8,599
Municipio de Medellín - Terrenos	Adquisición de predios identificados y caracterizados dentro de las zonas de protección de cuencas hidrográficas abastecedoras de sistemas de acueducto en el Municipio de Medellín.	463	456
Departamento de Antioquia e IDEA -Antioquia iluminada	Llevar el servicio de energía eléctrica a viviendas rurales en los municipios del Departamento de Antioquia.	2,157	3,521
Programa Aldeas	Aprovechar la madera que completa su ciclo de maduración en los bosques plantados por EPM alrededor de sus embalses, para construir viviendas de interés social en los municipios de Antioquia por fuera del Valle de Aburrá y entregarlas a familias de escasos recursos, preferiblemente en situación de desplazamiento forzado o voluntario.	195	411
Gobernación de Antioquia -Gas sin fronteras	Apoyar el desarrollo del componente de expansión por medio de la construcción de conexiones domiciliarias de gas en el marco del programa "Gas Sin Fronteras" en las subregiones del Departamento de Antioquia.	1,328	1,323
Convencionales			
Fondo vivienda SINTRAEMDES	Contribuir a la adquisición de vivienda y al mejoramiento de la misma, de los servidores beneficiarios del acuerdo convencional suscrito entre EPM y Sinpro.	18,197	18,730
Fondo vivienda SINPRO		18,078	7,570
Fondo calamidad SINTRAEMDES	Promover el bienestar de sus servidores con el fin de que éste pueda atender sus necesidades urgentes e imprevistas ó las de su grupo familiar primario.	886	724
Fondo calamidad SINPRO		891	858

Fondo educación SINTRAEMDES	Promover el bienestar de los servidores con el fin de que éste pueda atender las necesidades de pago de matrículas, textos y dotación que se requieran para adelantar estudios propios y del grupo familiar.	765	743
Fondo educación SINPRO		841	723
Fondo reparación motos	Promover el bienestar de los trabajadores oficiales que se desempeñan en el mercado regional y que utilizan motocicletas de su propiedad para el desempeño de sus labores.	150	149
Fondo reposición motos		57	47
Garantías			
Fondo Entidad Adaptada de Salud	Mecanismo de control y seguimiento al recaudo de aportes del Régimen Contributivo del Sistema General de Seguridad Social en Salud • SGSSS	1,003	527
Fondo Fosyga		141	74
Convenios FECF	Construcción de la Infraestructura de Distribución de Gas Natural Comprimido y conexión a usuarios	1,789	-
Convenio Municipio de Barbosa	Reposición y modernización de redes secundarias de acueducto y alcantarillado y sus obras complementarias del Municipio de Barbosa.	1,009	-
Depósitos Ley 820	Artículo 15 de la Ley 820 de 2003 y el Decreto Reglamentario 3130 del 4 de noviembre de 2003, correspondieron a garantía exigida por el arrendador al inquilino, para el pago de los servicios públicos.	48	603
Total recursos restringidos Epm Matriz		58,281	46,110
Recursos restringidos ESSA			
Convenio Gobernación ESSA Fase V		2,568	5,271
Convenio Gobernación ESSA Fase IV		128	904
Convenio ESSA-Gobernación Fase I	Construcción de redes de media y baja tensión, montaje de transformadores e instalaciones internas para la electrificación rural de veredas en el Departamento de Santander	-	804
Convenio Gobernación ESSA Fase III		299	173
Convenio Gobernación		12	23
Convenio Faer GSA 160 2012		1,541	1,542
Faer 030	Convenio de asistencia técnica entre Nación Ministerio de Minas y ESSA para administración y ejecución de los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas "FAER".	1,272	1,291
Convenio Faer 036		159	529
Prone	Ejecución de los recursos del Programa de Normalización de Redes Eléctricas - PRONE	909	900
Faer 014	Administración y ejecución de los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas "FAER", asignados a los proyectos de electrificación rural y la normalización de redes eléctricas.	334	330
Alumbrado Público San Gil	Recursos de excedentes de Alumbrado Público del Municipio de San Gil.	275	262
Audiencias Públicas	Administración general y ejecución de los recursos de Audiencias Públicas por parte de ESSA asignados a los proyectos Construcción de redes de media y baja tensión para Electrificación Rural.	91	90
Convenio ESSA - Municipio Charalá	Construcción de redes de media y baja tensión, montaje de transformadores e instalaciones internas para la electrificación rural de veredas del municipio Charalá.	-	61
Total recursos restringidos ESSA		7,587	12,180
Recursos restringidos EDEQ			
Fondo de Vivienda	Recursos destinados para mejorar la calidad de vida de sus trabajadores mediante la concesión de créditos destinados a la compra y mejora de vivienda.	521	703
Fondo de Calamidad Doméstica	Recursos destinados para hechos ocasionados por situaciones graves e imprevistas que afecten al trabajador o a su familia.	12	13
Total recursos restringidos EDEQ		533	716
Recursos restringidos CENS			
Convenio FAER 003	Administración general y ejecución de unos recursos del fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas - FAER.	3	-
Convenio FAER 021	Administración general y ejecución de unos recursos del fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas - FAER.	124	-
Electrificación vereda Aguablanca - FNR	Construcción de redes de interconexión de media y baja tensión vereda Aguablanca Municipio de Bucarasica Norte de Santander.	370	-

Contrato AOM	Administración, operación, mantenimiento y reposición de los Activos de electrificación rural construidos con los recursos del proyecto "programa de electrificación rural zona del Catatumbo y provincia de Ocaña, etapa 1, Norte de Santander".	62	-
Fondo rotatorio de vivienda	Financiar el valor de la vivienda para aquellos trabajadores que no la posean.	206	-
Total recursos restringidos CENS		765	-
Recursos restringidos Regional de Occidente			
Convenio 10000083 Sopetrán		54	54
Convenio 5847	Recursos recibidos en el año 2011 del convenio interadministrativo 08-CF-124850 pactado entre el Departamento de Antioquia y los municipios de Santafé de Antioquia y San Jerónimo, así como recursos recibidos en el año 2011 bajo el convenio interadministrativo de apoyo financiero, pactado entre el Ministerio de Ambiente, vivienda y Desarrollo Territorial, el Departamento de Antioquia y Regional de Occidente cuyo objeto es el apoyo financiero de los esquemas regionales para la prestación de servicios de acueducto y alcantarillado.	8	8
Convenio- Santafé		2	2
Convenio-San Jerónimo		13	13
Total recursos restringidos Regional de Occidente		77	77
Recursos restringidos Aguas de Urabá			
Apoyo Financiero 10003713-49 Apartadó	Corresponde a los recursos financieros que Aguas de Urabá ha generado por operación propia. Estos recursos se encuentran en entidades bancarias como Bancolombia, BBVA y Banco Popular.	176	176
Apoyo Financiero 10003713-49 Chigorodó		72	58
Apoyo Financiero 10005141-153		2,891	2,891
Apoyo Financiero 10005431-CF-12-4842		32	31
Total recursos restringidos Regional de Occidente		3,171	3,156
Total recursos restringidos		70,414	62,239

Nota 11 Inversiones para administración de liquidez

El saldo de las inversiones para administración de liquidez a 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013		2012	
		Valor	Rentabilidad promedio	Valor	Rentabilidad promedio
Derechos en fondos de valores y fiducias de inversión	(1)	530,322	4.55% E.A.	422,418	5,37% E.A.
Títulos de tesorería –TES	(2)	292,308	9.86% E.A.	262,010	7.53% E.A.
Certificados de depósito a término	(3)	614,567	5.32% E.A.	748,366	6.16% E.A.
Bonos y títulos emitidos por entidades financieras	(4)	96,143	1.11% E.A. en USD	395,422	1.16% E.A. en USD
Bonos Y Títulos Emitidos Por Entidades Del Exterior		57,791		44,657	
Bonos y títulos emitidos por el Gobierno General Nacional	(5)	44		44	
Bonos y títulos emitidos por el sector privado		33,825	9.05% E.A.	26,968	-39.44% E.A.
Otras inversiones para administración de liquidez		1,400		1,283	
Inversiones para administración de liquidez corrientes		1,626,400		1,901,168	
Depósitos de operaciones de endeudamiento externo		2,648		2,555	
Bonos y títulos emitidos por entidades financieras		0		0	8.50% E.A. en GTQ
Otras inversiones para administración de liquidez		248,531		7,117	
Inversiones para administración de liquidez no corrientes		251,179		9,672	
Total inversiones para administración de liquidez		1,877,579		1,910,840	

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) 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.
- (2) Títulos de deuda pública interna emitidos por el Gobierno Nacional y administrados por el Banco de la República. Estos instrumentos se valoran por precio.
- (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. Su valoración se efectúa con la tasa y margen vigentes.
- (4) Corresponden a inversiones en depósitos a plazo, celebradas con instituciones financieras internacionales con calificación mínima de A+ para el largo plazo y A-1+ para el corto plazo, y sucursales en el exterior de establecimientos bancarios vigilados por la Superintendencia Financiera de Colombia con la máxima calificación vigente para largo y corto plazo.
- (5) Corresponde a inversiones en "Bonos Yankees", títulos emitidos en dólares por el Gobierno Nacional y expresados en pesos colombianos, y "Treasurybills", títulos emitidos por el Tesoro americano con vencimiento menor a un año.

Nota 12 Deudores, neto

El saldo de deudores a 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
Prestación de servicios públicos			
Servicio de energía		1,259,692	1,198,124
Servicio de telecomunicaciones		307,612	323,650
Subsidio servicio de telecomunicaciones		16,739	56,230
Subsidio servicio de energía		71,469	50,134
Servicio de gas combustible		106,273	93,449
Servicio de acueducto		68,950	64,106
Servicio de alcantarillado		54,451	51,027
Subsidio servicio gas combustible		4,112	6,081
Subsidio servicio de acueducto		8,986	5,528
Subsidio servicio de alcantarillado		3,615	1,715
Servicio de aseo		128	151
Otros deudores			
Prestación de servicios diferentes a servicios públicos		209,398	227,232
Anticipos o saldos a favor por impuestos y contribuciones		278,703	197,337
Depósitos y anticipos entregados	(1)	669,564	193,944
Créditos a empleados		36,851	34,075
Intereses		38,527	31,480
Recursos entregados en administración		19,558	20,433
Cuotas partes pensionales		23,061	19,809
Esquemas de cobro		15,027	18,374
Venta de bienes		19,427	17,780
Pagos por cuenta de terceros		25,872	16,120

Arrendamientos		7,478	5,800
Administración recursos sistema de salud		3,795	4,557
Ventas de activos		497	4,242
Honorarios y comisiones		1,696	1,608
Dividendos y participaciones por cobrar		56,093	4
Otros deudores menores		67,906	70,165
Deudas de difícil cobro			
Servicio de energía		157,746	159,893
Servicio de telecomunicaciones		135,164	126,951
Servicio de acueducto		9,384	9,577
Servicio de gas combustible		11,094	8,421
Servicio de alcantarillado		7,662	7,962
Otras deudas de difícil cobro		89,125	87,585
Deudores corrientes		3,785,655	3,113,544
Provisión porción corriente		(547,648)	(543,248)
Deudores neto porción corriente		3,238,007	2,570,296
Prestación de servicios públicos			
Servicio de gas combustible		147,268	147,017
Servicio de energía		154,454	146,301
Servicio de acueducto		27,147	27,425
Servicio de alcantarillado		17,285	17,773
Servicio de telecomunicaciones			
Otros deudores			
Créditos a empleados		89,476	93,630
Depósitos y anticipos entregados		7,848	65,755
Pagos por cuenta de terceros		3,938	16,059
Intereses		1,668	5,173
Venta de bienes		1,827	4,584
Prestación de servicios		3,119	1,357
Recursos entregados en administración		139	126
Esquemas de cobro		4,909	0
Administración recursos sistema de salud		0	0
Otros	(2)	207,716	213,405
Deudores no corrientes		666,794	738,605
Deudores, neto		3,904,801	3,308,901

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) El crecimiento de este concepto está relacionado con los anticipos y avances para adquisición de bienes y servicios para los proyectos de inversión en infraestructura.
- (2) Incluye préstamos de UNE EPM Telecomunicaciones S. A a Colombia Móvil S. A. E.S.P., y sus respectivos rendimientos. El pagaré a favor de UNE es por \$201,596, a una tasa de DTF+4.15% T.A.

Nota 13 Inventarios, neto

El saldo de inventarios a 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
Materiales para la prestación de servicios		217,741	216,516
Mercancía en existencia	(1)	15,839	18,100
Mercancía en poder de terceros		5,168	5,033
Mercancía en tránsito		6,383	8,796
Productos en proceso		643	770
Subtotal inventarios		245,774	249,215
Provisión			
Materiales para la prestación de servicios		(6,582)	(6,527)
Mercancías en existencia		(51)	(185)
Mercancía en poder de terceros		0	0
Total provisión	(2)	(6,633)	(6,712)
Total inventarios		239,141	242,503

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Incluye elementos de víveres y rancho asociados a los productos comercializados en las proveedurías de EPM.

Nota 14 Gastos pagados por anticipado

El saldo de gastos pagados por anticipado a 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
Seguros		27,144	36,994
Arrendamientos		7,708	7,309
Otros gastos pagados por anticipado		26,332	23,170
Gastos pagados por anticipado corrientes		61,184	67,473
Seguros		47,286	7,567
Arrendamientos		31,538	32,470
Otros gastos pagados por anticipado	*	93,529	93,588
Gastos pagados por anticipado no corrientes		172,353	133,625
Gastos pagados por anticipado no corrientes		233,537	201,098

Cifras en millones de pesos colombianos

- (*) Incluye los derechos de usos de cables denominados IRUS, Wimax y compra de dominios entre otros conceptos (Derecho Irrevocable de Uso -IRU- sobre hilos de fibra óptica oscura, compra de dominios, derechos de usufructo), de la filial UNE EPM Telecomunicaciones S. A.

Nota 15 Inversiones patrimoniales, neto

El saldo de las inversiones patrimoniales a 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
En entidades no controladas		605,818	606,089
En entidades en liquidación		945,663	603
Inversiones patrimoniales	(1)	1,551,481	606,692
Provisión	(2)	(105,571)	(99,515)
Inversiones patrimoniales, neto		1,445,910	507,177

Cifras en millones de pesos colombianos

(1) Las inversiones registradas bajo el método del costo como no controladas fueron:

Empresa	Domicilio	Objeto social	Porcentaje de participación		Fecha de creación
			2013	2012	
Isagen S.A. E.S.P.	Medellín	Generación y comercialización de energía eléctrica, gas natural por redes, así como la comercialización de carbón, vapor y otros energéticos de uso industrial.	13.14%	13.14%	Abril 4, 1995
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	Medellín	Operación y mantenimiento de su propia red de transmisión, la expansión de la red nacional de interconexión, la planeación y coordinación de la operación de los recursos del SIN.	10.17%	10.17%	Septiembre 14, 1967
Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P.	Medellín	Operación y mantenimiento de su propia red de transmisión, la expansión de la red nacional de interconexión, la planeación y coordinación de la operación de los recursos del SIN.	46.47%	46.47%	Diciembre 29, 1997
Gestión Energética S.A. E.S.P. -GENSA	Manizales	Prestación de uno o más de los servicios públicos de que trata la Ley 142 de 1994 o la realización de una o varias actividades que considera como complementarias o una y otra actividad.	0.19%	0.19%	Mayo 4, 1993
Reforestadora Industrial de Antioquia -RIA	Medellín	Producir, transformar y comercializar productos maderables y no maderables de plantaciones forestales, buscando una alta rentabilidad y sostenibilidad.	6.84%	6.84%	Febrero 28, 2003
Electrificadora del Caribe S.A.	Barranquilla	Distribución y comercialización de energía eléctrica en el Caribe colombiano.	0.07%	0.07%	Junio 06, 1998
Colombia Móvil S.A. E.S.P.	Bogotá	Prestación y comercialización de servicios de comunicación personal (PCS) dentro del territorio nacional y en el exterior, y la prestación y comercialización de servicios de telefonía pública básica conmutada en las localidades definidas por el Ministerio de Comunicaciones	25.04%	25.04%	Enero 24, 2003
Transoriente S.A. E.S.P.	Bucaramanga	Transporte de gas combustible mediante la construcción, operación y mantenimiento de gasoductos troncales y ramales.	6.73%	6.73%	Marzo 24, 1994
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	Bucaramanga	Prestación del servicio público esencial de distribución de gas combustible domiciliario en cualquier parte del país.	10.00%	10.00%	Agosto 30, 1997

El valor de las inversiones registradas bajo el método de costo, con detalle del costo ajustado, la valorización y las provisiones asociadas, fueron:

2013

Entidad	Costo	Provisión	Neto	Valorización	Dividendos
Isagen S.A. E.S.P.	194,312	-	194,312	705,305	24,460
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	187,035	-	187,035	826,415	21,170
Colombia Móvil S.A. E.S.P.	152,063	(87,538)	64,525	(3,673)	-
Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P.	28,111	-	28,111	6,202	-
Gestión Energética S.A. E.S.P.	12,712	(12,104)	608	-	-
Transoriente S.A. E.S.P.	8,633	-	8,633	2,943	-
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	7,651	-	7,651	11,897	-
Reforestadora Industrial de Antioquia (RIA)	5,076	(129)	4,947	-	-
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	1,752	(359)	1,393	-	-
EPM Ituango S.A. E.S.P. en liquidación	946,398	-	946,398	-	-
Otros	7,739	(5,442)	2,297	24,323	11
Total	1,551,481	(105,571)	1,445,910	1,573,413	45,641

Cifras en millones de pesos colombianos

2012

Entidad	Costo	Provisión	Neto	Valorización	Dividendos
Isagen S. A. E.S.P.	194,311	-	194,311	702,995	27,577
Interconexión Eléctrica S. A. E.S.P.	187,035	-	187,035	893,978	20,156
Colombia Móvil S. A. E.S.P.	152,073	(81,622)	70,451	-	-
Hidroeléctrica Ituango S. A. E.S.P.	28,025	-	28,025	6,202	620
Gestión Energética S. A. E.S.P.	12,700	(12,092)	608	-	-
Transoriente S. A. E.S.P.	8,633	-	8,633	2,826	-
Gas Natural del Oriente S. A. E.S.P.	7,651	-	7,651	10,573	1,297
Reforestadora Industrial de Antioquia (RIA)	5,076	(129)	4,947	-	-
Electrificadora del Caribe S. A. E.S.P.	1,398	(340)	1,058	-	-
Otros	9,790	(5,332)	4,458	12,014	37
Total	606,692	(99,515)	507,177	1,628,588	49,687

Cifras en millones de pesos colombianos

(2) El movimiento de la provisión de inversiones fue:

Concepto	2013	20121
Saldo inicial	99,515	99,490
Incremento del año	6,130	3,390
Gasto provisión años anteriores	-	-
Reclasificación de provisión	-	-
Recuperación de provisiones	(74)	(3,365)
Saldo final	105,571	99,515

Cifras en millones de pesos colombianos

Nota 16 Propiedades, planta y equipo, neto

El saldo de las propiedades, planta y equipo a 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
Construcciones en curso	(1)	1,916,413	1,634,074
Plantas, ductos y túneles	(2)	7,778,867	7,779,364
Redes, líneas y cables	(2)	7,400,433	7,317,027
Edificaciones	(2)	2,973,888	2,970,508
Equipos de comunicación y computación		1,247,357	1,256,016
Maquinaria y equipo		475,783	469,191
Terrenos		194,259	227,676
Equipos de transporte, tracción y elevación		150,703	147,674
Bienes muebles en bodega		141,498	140,831
Muebles, enseres y equipo de oficina		113,420	112,862
Propiedades, planta y equipo no explotados		100,515	102,587
Maquinaria, planta y equipo en montaje		129,098	90,516
Propiedades, planta y equipo en tránsito		35,303	32,481
Equipo médico y científico		28,716	28,659
Propiedades, planta y equipo en mantenimiento		6,664	6,622
Otros		47,262	10,942
Subtotal propiedad, planta y equipos		22,740,179	22,327,030
Depreciación acumulada			
Plantas, ductos y túneles		(5,456,493)	(5,424,238)
Redes, líneas y cables		(3,161,304)	(3,054,715)
Equipos de comunicación y computación		(808,111)	(797,091)
Edificaciones		(745,139)	(652,597)
Maquinaria y equipo		(264,193)	(258,243)
Equipos de transporte, tracción y elevación		(109,256)	(105,754)
Muebles, enseres y equipo de oficina		(84,398)	(81,367)
Equipo médico y científico		(17,339)	(16,680)
Otros		(1,540)	(1,777)
Depreciación acumulada (cr)		(10,647,773)	(10,392,462)
Depreciación diferida		2,385,249	2,323,135
Total depreciación		(8,262,524)	(8,069,327)
Provisiones para protección de propiedades, planta y equipo (cr)		(103,001)	(103,291)
Total propiedades, planta y equipo, neto		14,374,654	14,154,412

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Al 31 de marzo de 2013 presentaron un incremento \$282,339, del 17.28%, con respecto diciembre de 2012 explicado por la adquisición de bienes y servicios. En el negocio de generación energía se realizaron inversiones, principalmente para la construcción de la Central Ituango relacionado con los túneles de acceso, desviación del río y las vías sustitutivas.
- (2) Corresponde a los componentes de la infraestructura operativa de los negocios de Generación, Transmisión y Distribución, Gas Natural, Acueducto, Saneamiento Aguas Residuales y Telecomunicaciones.

Las principales variaciones obedecen a la adquisición de bienes y servicios y a la capitalización de obras en infraestructura de los negocios de Energía, Aguas y Telecomunicaciones, relacionados con la reposición, modernización y automatización de subestaciones de energía por la compra de equipos para la infraestructura operativa. Así mismo, transformadores, seccionadores, pararrayos, tramos de circuitos de redes primarias y secundarias, equipos de protección y maniobra para la infraestructura operativa.

Nota 17 Reserva financiera actuarial

El saldo de la reserva financiera actuarial a 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

Concepto		2013	2012
Encargos fiduciarios	*	752,287	741,441
Total encargos fiduciarios		752,287	741,441

Cifras en millones de pesos colombianos

- (*) Está conformado principalmente por los encargos fiduciarios en EPM, destacándose:
- Patrimonio Autónomo con Fiduciaria Davivienda S. A., para la administración de los recursos que destinará para el pago de las mesadas pensionales tanto de EPM como las derivadas de la conmutación pensional de EADE. El monto por el cual se constituyó el patrimonio fue de \$322,000.
 - Consorcio EPM 2008, conformado por BBVA Fiduciaria S. A. con participación del 40%, BBVA Horizonte con participación del 40% y Fiduciaria Corficolombiana con participación del 20%, para garantizar el cubrimiento de las obligaciones generadas por los bonos pensionales, cuotas partes pensionales y el pago de indemnizaciones sustitutivas derivadas de los riesgos que regula el sistema general de pensiones.

Nota 18 Otros activos

El saldo de otros activos a 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
Bienes entregados a terceros	(1)	44,652	42,986
Cargos diferidos	(2)	19,230	15,980
Total otros activos corrientes		63,882	58,966
Intangibles	(3)	2,083,785	2,011,384
Cargos diferidos	(2)	485,807	464,907
Bienes entregados a terceros	(1)	362,055	351,811
Bienes y servicios pagados por anticipado		172,353	133,625
Derechos en fideicomisos	(4)	116,056	130,949
Obras y mejoras en propiedad ajena	(5)	128,730	130,585
Bienes adquiridos en leasing financiero		3,269	3,480
Bienes de arte y cultura		77	77
Bienes recibidos en dación de pago		8	0
Total otros activos no corrientes		3,352,140	3,226,818
Amortización intangibles	(3)	(729,295)	(716,945)
Amortización bienes entregados a terceros	(1)	(264,068)	(254,811)
Depreciación bienes adquiridos en leasing		(3,001)	(3,176)
Provisión sobre bienes entregados a terceros	(1)	(4)	(4)
Total depreciaciones, amortizaciones y provisiones otros activos		(996,368)	(974,936)
Total otros activos no corrientes		2,355,772	2,251,882
Total otros activos, neto		2,419,654	2,310,848

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) El saldo de bienes entregados a terceros a 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
Bienes entregados en administración	(1.1)	330,596	313,418
Bienes entregados en comodato		49,237	54,754
Otros bienes entregados a terceros		26,874	26,625
Subtotal bienes entregados a terceros		406,707	394,797
Amortización		(264,068)	(254,811)
Provisión		(4)	(4)
Total bienes entregados a terceros		142,635	139,982

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1.1) Presentó un incremento de \$17,178 (2012 - \$67,469), que corresponde principalmente a bienes entregados a los clientes de telecomunicaciones por parte de UNE EPM Telecomunicaciones S. A.

(2) El saldo de cargos diferidos a 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
Impuesto diferido	(2.1)	365,249	337,587
Estudios y proyectos		69,499	67,828
Impuesto para preservar la seguridad democrática	(2.2)	29,174	28,427
Descuento en bonos y títulos de deuda pública externa de largo plazo	(2.3)	21,220	21,490
Prima en contratos de estabilidad jurídica	(2.4)	7,420	7,544
Gastos de organización y puesta en marcha		1,255	1,281
Otros cargos diferidos		11,220	16,730
Total cargos diferidos		505,037	480,887

Cifras en millones de pesos colombianos

(2.1) Presentó un incremento de \$27,662 (2012 - \$107,423), principalmente por el reconocimiento en EPM matriz del derecho fiscal sobre el crédito mercantil por adquisición de empresas del exterior.

(2.2) Corresponde al impuesto al patrimonio, conforme a la ley 1370 de 2009 en Colombia, para las empresas del Grupo que no poseían en su patrimonio revalorización del patrimonio para ser descontado. Este impuesto se amortizará hasta el año 2014.

(2.3) Corresponde al descuento otorgado por la emisión de bonos internacionales (cupón de 7.625%), por el crédito de USD 500 millones. La prima se amortizará hasta su fecha de vencimiento en julio de 2019.

(2.4) Corresponde a la prima pagada a la Nación por el contrato de estabilidad jurídica para la actividad de generación energía de EPM matriz. 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. El monto inicial ascendió a \$9,894.

(3) El saldo de intangibles a 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
Crédito mercantil y know how	(3.1)	1,232,634	1,197,866
Software, licencias, derechos		824,098	786,533
Marcas, concesiones y franquicias		2,088	2,088
Servidumbres		14,224	14,157
Otros intangibles		10,740	10,741
Subtotal intangibles		2,083,784	2,011,385
Menos amortización crédito mercantil y know how	(3.1)	(331,811)	(321,472)
Menos amortización software, licencias, derechos		(382,579)	(378,131)
Menos amortización marcas, concesiones y franquicias		(2,341)	(2,068)
Menos amortización servidumbres y otros		(12,563)	(15,275)
Subtotal amortización	(3.2)	(729,294)	(716,946)
Total intangibles		1,354,490	1,294,439

Cifras en millones de pesos colombianos

(3.1) La composición del crédito mercantil fue la siguiente:

2013			
Empresa	Costo	Amortización	Valor Neto
Distribución Eléctrica Centroamericana DOS (II) S.A.	336,140	(17,768)	318,372
EPM Ituango S.A. E.S.P.	177,667	-	177,667
Panama Distribution Group	109,883	(12,848)	97,035
Emtelsa S.A. E.S.P.*	51,850	(10,802)	41,048
Promisión S.A. E.S.P.*	85,513	(31,684)	53,829
Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S.A. E.S.P.	79,081	(79,081)	-
EdateL S.A. E.S.P.**	68,786	(51,596)	17,190
Costavisión S.A. E.S.P.*	65,453	(13,636)	51,817
Orbitel S.A. E.S.P.	55,869	(24,146)	31,723
UNE EPM Telecomunicaciones S.A.**	41,979	(25,230)	16,749
Del Sur S.A. de C.V.	42,597	(7,500)	35,097
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. (EDEQ)	23,923	(19,975)	3,948
Emtelco S.A.	20,929	(20,103)	826
Gestión de Empresas Eléctricas S.A.	17,682	(924)	16,758
UNE EPM Bogotá S.A.	6,409	(6,373)	36
EPM Televisión S.A. E.S.P.	9,552	(9,552)	-
Hidroecológica del Teribe S.A.	6,032	-	6,032
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. (CHEC)	592	(592)	-
Aguas de Malambo S.A. E.S.P.	64	(1)	63
Espíritu Santo Energy S. de R.L.	32,633		32,633
Total crédito mercantil	1,232,634	(331,811)	900,823

Cifras en millones de pesos colombianos

(*) De acuerdo con un concepto de la CGN, proferido en diciembre de 2007, el good will generado por el mayor precio pagado por un valor representativo de capital con relación a su valor intrínseco, solo 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.

(**) Corresponde a Know How.

(3.2) El movimiento de la amortización se detalla a continuación:

	2013	2012
Saldo inicial	716,946	826,844
Incremento del año	41,695	259,291
Retiro de intangibles	(29,344)	(369,189)
Combinación de negocios	-	-
Otras disminuciones	-	-
Saldo final	729,295	716,946

Cifras en millones de pesos colombianos

- (4) Derechos en fideicomiso son los recursos entregados por las empresas del grupo a compañías encargadas de la administración de patrimonios autónomos.
- (5) Las obras y mejoras en propiedad ajena incluyen las adecuaciones en algunas oficinas de atención al cliente en las diferentes zonas.

Nota 19 Valorizaciones

El saldo de valorizaciones a 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
Inversiones patrimoniales		1,573,413	1,628,588
Propiedad, planta y equipo	(*)	8,887,172	8,855,757
Otros activos		53,481	53,481
Total valorizaciones		10,514,066	10,537,826

Cifras en millones de pesos colombianos

(*) A 31 de marzo comprendió lo siguiente:

		2013	2012
Plantas, ductos y túneles		3,193,043	3,192,990
Redes, líneas y cables		2,849,789	2,819,167
Edificaciones		1,307,321	1,306,880
Terrenos		1,373,708	1,373,104
Equipos de comunicación y computación		63,616	64,243
Equipos de transporte, tracción y elevación		48,108	48,177
Maquinaria y equipo		33,867	33,543
Muebles enseres y equipo de oficina		17,212	17,150
Equipo médico y científico		467	462
Equipos de comedor, cocina, despensa y hotelería		41	41
Total valorización propiedad, planta y equipo		8,887,172	8,855,757

Cifras en millones de pesos colombianos

Pasivos

Nota 20 Operaciones de crédito público

El saldo de operaciones de crédito público a 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
Operaciones de endeudamiento interno	(1)	21,951	21,396
Operaciones de endeudamiento externo	(2)	653,084	213,377
Operaciones de crédito público corrientes		675,035	234,773
Operaciones de endeudamiento interno	(1)	2,859,131	2,749,766
Operaciones de endeudamiento externo	(2)	4,166,253	4,567,173
Operaciones de crédito público no corrientes		7,025,384	7,316,939
Total operaciones de crédito público		7,700,419	7,551,712

Cifras en millones de pesos colombianos

(1) Operaciones de endeudamiento interno:

		2013	2012
Operaciones de endeudamiento interno corrientes		21,951	21,396
Operaciones de endeudamiento interno no corrientes		2,859,131	2,749,766
Total operaciones de crédito público		2,881,082	2,771,162

Cifras en millones de pesos colombianos

Empresa Deudora	Tasa de Interés	Pesos (Millones)	Tasa de Interés	Pesos (Millones)
EPM Bonos *	DTF + 1.49% a 2.59%, IPC + 3.25% a 7.12%, Fija 10.80% a 13.80%	1,295,710	DTF + 1.49% a 2.59%, IPC + 3.25% a 7.12%, Fija 10.80% a 13.80%	1,295,710
UNE Bonos **	IPC + 3.67% a 5.10%	600,000	IPC + 3.67% a 5.10%	600,000
EPM Davivienda (Club Deal)	DTF + 3.4%	270,000	DTF + 3.4%	270,000
EPM BBVA (Club Deal)	DTF + 3.4%	180,000	DTF + 3.4%	180,000
ESSA Banco de Bogotá	DTF + 2,8%	112,000		
EPM Banco Santander (Club Deal)	DTF + 3.4%	72,000	DTF + 3.4%	72,000
CENS Bancolombia Y Banco de Bogotá	DTF + 3.0%	80,000	DTF + 3.3% - DTF + 3.0%	80,000
UNE Sindicado Local	DTF + 3.9%	200,000	DTF + 3,9%	200,000
EPM Helm Bank (Club Deal)	DTF + 3.4%	35,000	DTF + 3.4%	35,000
AGUAS DE URABÁ Otros	DTF - 1% - DTF + 3.9%	11,594	DTF - 1% - DTF + 3.9%	11,594
EDEQ Otros	DTF + 2.45% - DTF + 2.9%	12,675	DTF + 2.45% - DTF + 2.9%	13,300
CHEC, AGUAS DE OCCIDENTE, ESSA Y EPM INVERSIONES Otros ***	DTF + 3.5%, Fija 6.5% - 6,87%	12,101	DTF - 1.0% a 5.10%, Fija 6.5%	13,558
TOTAL		2,881,081		2,771,162

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

** Este rubro corresponde a bonos sin garantía cuyas subastas se llevaron a cabo así: i) \$300.000 millones en marzo 12 de 2010 con vencimiento en 2015 y 2020 y ii) \$300.000 millones en octubre 20 de 2011 con vencimientos en 2016 y 2023.

*** Al 31 de marzo de 2013, Empresa Telefónica de Pereira prepagó toda su deuda con la entidad financiera La Promotora.

(2) Operaciones de endeudamiento externo:

	2013	2012
Operaciones de endeudamiento externo corrientes	653,084	213,377
Operaciones de endeudamiento externo no corrientes	4,166,253	4,567,173
Total operaciones de crédito público	4,819,337	4,780,550

Cifras en millones de pesos colombianos

2,013					2,012				
Empresa Deudora	Tasa de Interés	Moneda Original	Saldo Moneda Original	Equivalente en Pesos	Tasa de Interés	Moneda Original	Saldo Moneda Original	Equivalente en Pesos	
EPM Bonos *	7.625%	USD	500	916,100	7.625%	USD	500	884,115	
EPM Bonos **	8.375%	COP	1,250,000	1,250,000	8.375%	COP	1,250,000	1,250,000	
EPM IFC	Libor + 1.875% - 2.15%	USD	349	639,438	Libor + 1.875% - 2.15%	USD	349	617,112	
EPM Bank of Tokyo y BBVA Tokyo	Libor + 0,95%	USD	175	320,631	Libor + 0,95%	USD	183	324,173	
EPM BID 1664	Libor + 1.05%	USD	200	366,440	Libor + 1.05%	USD	200	353,646	
EPM BID 2120	Libor	USD	99	180,719	Libor	USD	99	174,409	
EPM BID 792	Libor + 1.43%	USD	43	79,566	Libor + 1.43%	USD	58	102,384	
ENSA Bonos	7.6%	USD	100	183,220	7.6%	USD	100	176,823	
EEGSA Citibank	8.5%	USD	97	178,154	8.25%	USD	97	171,934	
EPM BID 800	Libor + 1.43%	USD	53	96,424	Libor + 1.43%	USD	57	100,215	
EEGSA Banco Industrial	Tasa Activa - 6.56%	GTQ	497	116,950	Tasa activa - 5.30%	GTQ	497	111,120	
EEGSA Banco G&T Continental	Tasa Activa - 6.56%	GTQ	323	75,973	Tasa activa - 5.50%	GTQ	323	72,185	
UNE Sindicado JPMorgan	Libor + 2%	USD	23	42,751	Libor + 1.75%	USD	47	82,517	
EEGSA Banco Agromercantil de Guatemala	Tasa Activa - 6.56%	GTQ	175	41,213	Tasa Activa - 6.56%	USD	175	39,158	
DEL SUR Bonos	Min 5% - Max 8%	USD	21	38,476	Min 5% - Max 8%	USD	21	37,133	
EEGSA Otros	Tasa Activa - 6.56%	GTQ	164	38,557	Tasa activa - 5.30% y 5.80%	GTQ	163	36,550	
EPM, HET Otros	Libor + 2%, Fija de 7% a 9%	USD	10	18,371	Libor + 0.4%, Fija de 7% a 9.15%	USD	10	17,254	
ENSA Otros	Libor + 1.25% a 2.375%	USD	100	183,220	Libor + 1.25% a 2.375%	USD	100	176,823	
DEL SUR Otros	Min 4.5% - Max 6.5%, Fija 6.50% Tasa Activa - 5.50%	USD	29	53,134	Min 4.5% - Max 6.5%, Fija 6.50% - Tasa Activa - 6%	USD	30	52,998	
TOTAL				4,819,337				4,780,550	

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

(**) EPM emitió en Enero de 2011, bonos globales en pesos en el mercado internacional de capitales, por un monto de \$1.250.000 millones, destinado al plan de inversiones generales. La emisión, que recibió una calificación de grado de inversión de Baa3 por Moody's y BBB- por Fitch Ratings, fue colocada a un rendimiento de 8.5% con un vencimiento a febrero 1 de 2021 y un cupón de 8.375%.

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 3,5 a 1.
- (Razón deuda contra capital) EPM no debe permitir que la razón de la Deuda Financiera de Largo Plazo total contra Capital sea superior a 1,5 a 1.

2. Banco Interamericano de Desarrollo "BID"

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

3. Corporación Financiera Internacional "IFC"

- Razón Deuda Total contra EBITDA de EPM debe ser menor o igual a 3.5 veces.
- Relación Cobertura de Intereses debe ser mayor a 3 veces.

4. 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

5. Crédito de EGGSA con el Citibank

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

Para el 31 de marzo de 2013, el Grupo EPM estaba en el cumplimiento de estos pactos.

El detalle de los vencimientos de las obligaciones financieras no corrientes por año es el siguiente:

Año	Dólares americanos (miles)	Quetzales (miles)	Pesos Colombianos (millones)	Equivalente en pesos (millones)
2013	81,439	0	20,749	169,961
2014	264,921	5,095	286,604	773,193
2015	159,627	4,714	267,959	561,537
2016	140,029	166,657	384,206	680,015
2017	83,363	166,657	159,639	351,624
2018 en adelante	1,069,902	814,800	3,011,927	5,164,089
Total	1,799,281	1,157,923	4,131,084	7,700,419

Nota 21 Operaciones de cobertura

El saldo de las operaciones de cobertura de crédito a 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

	2013	2012
Obligaciones en contratos derivados	76,300	254,893
Derechos en contratos derivados (DB)	(70,040)	(179,182)
Operaciones de cobertura corrientes	6,260	75,711
Obligaciones en contratos derivados	274,969	274,969
Derechos en contratos derivados (DB)	(189,531)	(189,531)
Operaciones de cobertura no corrientes	85,438	85,438
Total operaciones de cobertura (*)	91,698	161,149

Cifras en millones de pesos colombianos

(*) El detalle de vencimientos de las operaciones de cobertura no corriente por año es el siguiente:

Año 2013	Derechos contractuales	Obligaciones contractuales	Neto
2013	70,040	(76,300)	(6,260)
2014	96,170	(133,940)	(37,770)
2015	47,083	(56,755)	(9,672)
2016	40,833	(78,829)	(37,996)
Total	254,126	(345,824)	(91,698)

Cifras en millones de pesos colombianos

Año 2012	Derechos contractuales	Obligaciones contractuales	Neto
2013	179,182	(254,893)	(75,711)
2014	92,812	(133,940)	(41,128)
2015	45,440	(56,755)	(11,315)
2016	51,278	(84,273)	(32,995)
Total	368,712	(529,861)	(161,149)

Cifras en millones de pesos colombianos

Nota 22 Cuentas por pagar

El saldo de cuentas por pagar a 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
Adquisición de bienes y servicios nacionales	(*)	1,448,503	680,303
Adquisición de bienes y servicios del exterior		305,194	314,763
Acreedores		388,680	373,318
Intereses por pagar		92,727	187,048
Otras cuentas por pagar		27,966	36,391
Cuentas por pagar corrientes		2,263,070	1,591,823
Adquisición de bienes y servicios nacionales		5,113	16,205
Adquisición de bienes y servicios del exterior		0	0
Otras cuentas por pagar		110,270	96,395
Cuentas por pagar no corrientes		115,383	112,600
Total cuentas por pagar		2,378,453	1,704,423

Cifras en millones de pesos colombianos

(*) Se presentó incremento en las cuentas por pagar de proyectos de inversión, asociado al aumento de las operaciones para el desarrollo del proyecto hidroeléctrico Ituango.

Nota 23 Impuestos, contribuciones y tasas por pagar

El saldo de los impuestos, contribuciones y tasas por pagar a 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
Impuesto de renta	(1)	498,747	398,352
Impuesto al patrimonio	(2)	160,170	145,952
Retención en la fuente		28,922	57,993
Impuesto a las ventas		9,964	21,151
Impuesto de industria y comercio		36,295	39,697
Otros impuestos, contribuciones y tasas		56,265	59,901
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar corrientes		790,363	723,046
Impuesto al patrimonio	(2)	137,932	152,141
Impuesto a las Ventas en importaciones temporales	(3)	20,787	20,663
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar no corrientes		158,719	172,804
Total impuestos, contribuciones y tasas por pagar		949,082	895,850

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Impuesto sobre la renta: las disposiciones fiscales aplicables y vigentes, establecen lo siguiente:
- La tasa nominal del impuesto sobre la renta es del 34% para la matriz y las filiales nacionales a excepción de Orbitel Servicios Internacionales, que por ser una empresa ubicada en Zona Franca tiene una tasa nominal de impuestos del 15%. Para las filiales de Guatemala, el impuesto se determina por el Régimen Optativo (tarifa del 31% sobre la renta imponible determinada sobre la base de los ingresos

netos) ó por el Régimen General (Tarifa del 5% sobre los ingresos brutos y del 10% por las ganancias de capital); para las filiales de El Salvador el 30% para las empresas con rentas gravables mayores a US\$150.000 y el 25% para las que no sobrepasen dicho tope y el 30% para las filiales de Panamá.

- b. Las empresas de servicios públicos domiciliarios no se encuentran sometidas al sistema de renta presuntiva determinado a partir del patrimonio líquido fiscal del año inmediatamente anterior.
- c. Durante 2012 EPM presentó operaciones con sus vinculadas en el exterior lo cual la obliga a cumplir con la normatividad de Precios de Transferencia; de igual forma UNE y OSI celebraron operaciones con sus partes relacionadas en el extranjero. Por tal razón las mencionadas empresas del Grupo se encuentran obligadas a preparar el estudio de precios de transferencia y la declaración informativa individual. En el año 2012 fue expedida en Panamá la Ley 52, que contempla obligaciones en materia de precios de transferencia aplicables a las operaciones con vinculados económicos.
- d. La Matriz del Grupo EPM utiliza la deducción fiscal denominada "Deducción especial por inversiones en activos fijos productivos", equivalente al 40% de las inversiones realizadas durante el año fiscal. Este beneficio continúa para la casa matriz con ocasión al contrato de estabilidad jurídica firmado con el Gobierno Nacional en el año 2008. Tal beneficio contempla la condición de aplicar el sistema de depreciación por línea recta sobre los activos sujetos a esta deducción; si los mismos 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 solicitada en proporción a la vida útil restante del bien en la declaración de renta del período fiscal en el que se presenta tal hecho. Este beneficio es trasladado a los accionistas mediante el incremento de los dividendos no gravados.
- e. Con la entrada en vigencia del Decreto 957 de diciembre de 2011 que modificó la Ley del ISR de El Salvador, se gravó con una retención del 5% los dividendos que se paguen o que se acrediten a los socios o accionistas.

La relación de la renta gravable neta por todo el Grupo Empresarial al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, se muestra a continuación:

		2013	2012
	Ganancia antes de provisión para impuesto sobre la renta	650,135	820,984
Menos	Ganancia antes de provisión para impuesto sobre la renta Guatemala ISR 5%(*)	9,732	11,047
Más	Partidas que incrementan la renta		
	Gasto no deducible por Impuesto al Patrimonio	3,741	4,438
	Valoración Inversiones Método Lineal	5,935	-
	Otros gastos no deducibles	191,896	71,598
	Aumento de provisiones no deducibles	20,935	59,890
	Dividendos recibidos de empresas donde se tiene control	700,507	327,712
	Costos y gastos de ejercicios anteriores	2,294	2,428
	Total partidas que aumentan la renta líquida gravable	925,308	466,066
Menos	Partidas que disminuyen la renta		
	Deducción especial del 40% de inversión en el año	54,213	17,527
	Exceso depreciación Propiedades, planta y equipo(**)	104,660	132,487
	Ingresos no gravables	74,241	153,900
	Ingresos no constitutivos de renta-Dividendos	638,520	149,140
	Deducción inversión ciencia y tecnología/ambientales	0	1,814
	Utilidad Valoración Inversiones de Liquidez	11,558	34,006
	Total partidas que disminuyen la renta líquida	883,192	488,874
	Renta líquida ordinaria del ejercicio	682,518	787,129
Menos	Renta Exenta	22,115	13,973
	Compensaciones	14,715	0
Mas	Renta líquida especial	0	0
	Renta líquida Gravable	645,688	773,156

Considerando las diferentes tasas de impuesto sobre la renta, el detalle de la liquidación de la provisión para el año 2013, es el siguiente:

	Tarifa 34%	Tarifa 31%	Tarifa 30%	Tarifa 15%	Total
Renta líquida Gravable	577,273	27,023	38,602	2,789	645,688
Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	202,165	8,377	11,518	418	222,478
Descuentos Tributarios -acueducto y alcantarillado/ Rtefte Exterior(***)	32,801	-	-	-	32,801
Provisión para impuesto sobre la renta corriente (1)	169,364	8,377	11,518	418	189,677
Impuesto sobre la Ganancia Ocasional	-	-	-	-	0
Cargo a resultados neto por impuesto diferido	12,218	-	191	-	12,409
Provisión impuesto sobre la renta a Resultados	181,582	8,377	11,709	418	202,086
(+) ISR 5% sobre Renta Imponible (****)	-	-	-	-	1,103
TOTAL IMPUESTO SOBRE LA RENTA					203,189

El detalle de la liquidación de la provisión para impuesto sobre la renta en el año 2012 fue la siguiente:

Renta líquida	773,156
Tarifa de renta	
33% Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	231,914
31% Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	11,919
30% Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	4,364
15% Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	452
Descuentos tributarios - acueducto y alcantarillado (***)	70,261
Provisión para impuesto sobre la renta corriente	178,388
Impuesto sobre la Ganancia Ocasional	0
Cargo a resultados neto por impuesto diferido	63,933
ISR 5% sobre renta imponible	1,123
Provisión impuesto sobre la renta a resultados	243,444

Cifras en millones de pesos colombianos

(*) Se excluye de la depuración de la renta líquida debido a que algunas filiales de Guatemala tributan sobre el 5% de sus ingresos y no a la tarifa del 31% sobre las rentas gravables.

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

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

(****) Impuesto calculado con base en los ingresos.

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

	2013	2012
Saldo inicial del impuesto diferido activo	337,587	228,467
Saldo inicial del impuesto diferido pasivo	(878,073)	(804,126)
Subtotal	(540,486)	(575,659)
Ajuste neto en resultados del período	(12,409)	7,579
Ajuste impuesto diferido con cargo a ejercicios anteriores	6,026	27,594
Saldo final del impuesto diferido activo	365,249	337,587
Saldo final del impuesto diferido pasivo	(912,120)	(878,074)
Total impuesto diferido, neto	(546,869)	(540,486)

Cifras en millones de pesos colombianos

La conciliación entre el patrimonio contable y fiscal al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, se presenta a continuación:

		2013	2012
	Patrimonio contable	21,498,013	21,059,729
Menos			
	Valorización de activos	(10,514,066)	(10,537,826)
	Ajustes por inflación, depreciación y amortización fiscal	(2,533,797)	(2,589,913)
	Exceso de depreciación fiscal	(2,999,876)	(3,132,030)
	Impuesto de renta por pagar	(230,594)	(249,960)
	Corrección Monetaria diferida crédito - neta	(53,222)	(70,963)
	Impuesto diferido - activo	(365,249)	(337,586)
		(16,696,803)	(16,918,278)
Más			
	Ajustes por inflación fiscal	4,189,935	4,383,764
	Impuesto diferido - pasivo	912,119	878,073
	Cálculo actuarial	40,747	88,907
	Provisiones y contingencias	432,390	446,147
	Provisión propiedad, planta y equipo	103,001	103,291
	Provisión deudas	235,899	247,649
	Provisión inversiones	105,571	99,515
		6,019,663	6,247,346
	Patrimonio líquido Fiscal	10,820,873	11,924,831

- (2) Corresponde a la causación del impuesto al patrimonio por pagar en los años 2013 y 2014.
- (3) Corresponde al IVA por pagar por las importaciones temporales de bienes.

De manera general, las declaraciones del impuesto sobre la renta del Grupo EPM para los años 2011 y 2012 se encuentran abiertas a revisión por parte de las autoridades fiscales. La Administración de EPM y de las filiales, así como sus asesores jurídicos, consideran que los montos registrados son suficientes y no es probable que surjan mayores pasivos de los registrados.

Contratos de estabilidad jurídica

EPM Matriz celebró un contrato de estabilidad jurídica en Colombia con base en la Ley 963 de 2005 (para el negocio de Generación de energía), el contrato protege a EPM frente a cambios tributarios adversos 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.

Nueva normatividad

Reforma tributaria y medidas de emergencia

Los principales cambios incorporados por la Ley 1607 de 2012, se resumen en:

- **Impuesto sobre la renta:** Se modifica la anterior tarifa del impuesto sobre la renta del 33%, la cual se reduce al 25% y se establece un nuevo tributo denominado Impuesto a la renta para la equidad (CREE) con una tarifa del 9% para los años 2013 a 2015 y del 8% a partir de 2016. Para los contribuyentes del CREE se establece la exoneración de los aportes al SENA (2%), ICBF (3%) a partir del 1 de julio del 2013 y salud (8,5%), respecto de empleados (nuevos y antiguos) que devenguen hasta 10 salarios mínimos legales mensuales.
- **Impuesto de ganancias ocasionales:** En relación con este impuesto se ha rebajado la tarifa del 33% al 10% para las personas jurídicas y asimiladas. Esto aplica en la venta de activos fijos poseídos por EPM por más de dos (2) años. Sin embargo, para las loterías, rifas, apuestas y similares, la tarifa de impuesto sigue siendo del 20%.
- **Impuesto sobre las ventas –IVA-:**
 - * Se reduce el número de tarifas existentes a solo tres: 0%, 5% y 16%.
 - * Los servicios de vigilancia, temporales e integrales de aseo y cafetería tendrán IVA del 16%, pero aplicado al margen de AIU, que en ningún caso podrá ser menor al 10% del valor del contrato.
 - * Las operaciones cambiarias de compra venta de divisas, lo mismo que las operaciones cambiarias sobre instrumentos derivados financieros han quedado excluidas del IVA.

Estos cambios en el IVA serán aplicables a los contratos que se adjudiquen a partir del 1º de enero de 2013. Los contratos que actualmente se están ejecutando o que ya han sido adjudicados continuarán con la tarifa y la base gravable de IVA que estaban vigentes al momento de su adjudicación. Cuando estos contratos sean modificados o prorrogados, se les aplicarán los cambios normativos arriba señalados.

- **Nuevo impuesto nacional al consumo:** A partir de enero 1º de 2013 se crea el impuesto nacional al consumo, que aplicará a la prestación del servicio de telefonía móvil (4%), algunos vehículos (8% y 16%) y al servicio de expendio de comidas y bebidas preparadas en restaurantes, cafeterías, autoservicios, heladerías, fruterías, pastelerías y panaderías (8%).

Reforma Tributaria Guatemala:

Los principales cambios que trajo consigo la reforma del impuesto sobre la renta (Decreto 10-2012), cuyos efectos inician a partir del 1 de enero de 2013 son:

- Modificación de la tarifa para la determinación de la renta imponible de actividades lucrativas de la siguiente manera:

Año gravable 2013: 31%

Año gravable 2014: 28%

Año gravable 2015: 25%

- Modificación de la tarifa para la determinación del impuesto sobre Rentas de capital, Ganancias y pérdidas de capital:
 - * Rentas de capitales inmobiliarias y mobiliarias: Tarifa 10% (antes gravadas en el régimen general a tarifa del 5% y en el régimen optativo a tarifa del 31%).
 - * Ganancias de capital: Tarifa 10% (antes gravadas en el régimen general a tarifa del 10% y en el régimen optativo a tarifa del 31%).
 - * Distribución de dividendos, ganancias y utilidades: Tarifa 5%. En la Ley anterior no se encontraban gravadas.

Nota 24 Obligaciones laborales

El saldo de las obligaciones laborales a 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
Cesantías	(1)	20,509	47,192
Prima de vacaciones	(2)	37,535	31,654
Vacaciones		27,442	24,270
Intereses sobre cesantías		1,833	9,682
Nómina por pagar		9,938	7,637
Otras primas		361	5,344
Otros salarios y prestaciones sociales		40,444	6,813
Obligaciones laborales corrientes		138,062	132,592
Cesantías	(1)	32,870	35,672
Otras primas	(3)	32,824	28,164
Indemnizaciones		7,748	7,313
Otros salarios y prestaciones sociales		7	13
Obligaciones laborales no corrientes		73,449	71,162
Total obligaciones laborales		211,511	203,754

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) La porción corriente corresponde a las cesantías de los empleados que se trasladarán a los fondos de cesantías antes del 14 de febrero de 2013. La porción no corriente corresponde a las cesantías de los empleados del régimen anterior.
- (2) Corresponde a la prima que se entrega a los empleados de EPM y UNE EPM Telecomunicaciones S. A. que disfrutaban de vacaciones, equivalente 32 días de salario ordinario por cada año de servicio y proporcionalmente por fracción de año. La prima especial de junio se tiene en cuenta, como factor de liquidación, a partir del 1 de enero de 2011.
- (3) Corresponde a la estimación, a valor presente, del pago futuro por concepto de prima de antigüedad de los trabajadores oficiales de EPM y UNE EPM Telecomunicaciones S. A., a la cual tienen derecho aquellos con 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40 y 45 años de servicio en la empresa, continuos o discontinuos, donde al trabajador se le pagan 12, 17, 23, 30, 35 y 40 días de salario básico, respectivamente.

Nota 25 Obligaciones pensionales y conmutación pensional

El saldo de las obligaciones pensionales y conmutación pensional a 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

	2013	2012
Bonos pensionales	59,861	81,293
Pensiones de jubilación	62,989	36,673
Conmutación pensional	9,603	11,408
Obligaciones pensionales y conmutación pensional corrientes	132,453	129,374
Pensiones de jubilación	710,447	735,586
Bonos pensionales	382,281	354,228
Conmutación pensional	84,504	81,651
Obligaciones pensionales y conmutación pensional no corrientes	1,177,232	1,171,465
Total obligaciones pensionales y conmutación pensional (*)	1,309,685	1,300,839

Cifras en millones de pesos colombianos

(*) El movimiento del cálculo actuarial fue:

	Cálculo actuarial	Saldo por amortizar	Pasivo neto
Saldo a 31 de diciembre de 2011	1,372,429	(78,479)	1,293,950
Ajuste por cálculo actuarial	99,375	(99,375)	-
Valores pagados por pasivo pensional	(92,901)	-	(92,901)
Cargo a resultados – amortización	-	109,786	109,786
Movimiento neto de pensiones por pagar	(9,996)	-	(9,996)
Saldo a diciembre de 2012	1,368,907	(68,068)	1,300,839
Ajuste por cálculo actuarial	75,427	(75,427)	-
Valores pagados por pasivo pensional	(24,191)	-	(24,191)
Cargo a resultados – amortización	-	33,037	33,037
Otros cargos a resultados	-	-	-
Saldo a marzo de 2013	1,420,143	(110,458)	1,309,685

Cifras en millones de pesos colombianos

Los principales factores en los cálculos actuariales por concepto de jubilaciones de los años terminados a 31 de diciembre, fueron:

	2012	2011
Número de personas cubiertas	6.811	6.804
Tasa de interés técnico	4.80%	4.80%
Tasa de reajuste pensional *	3.26%	3.53%

(*) La tasa corresponde al promedio ponderado de inflación de los años 2009, 2010 y 2011 así: 3 puntos para el 2011, 2 puntos para el 2010 y 1 punto para el 2009, de acuerdo con lo establecido en el Numeral 1 del Artículo 1 del Decreto 2783 de diciembre 20 de 2001.

Nota 26 Pasivos estimados

El saldo de pasivos estimados a 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
Provisión para contingencias	(*)	20,601	3,572
Otras provisiones		14,320	15,076
Pasivos estimados corrientes		34,921	18,648
Provisión para contingencias	(*)	168,102	209,766
Provisión para seguros y reaseguros		154	154
Otras provisiones		90,032	86,001
Pasivos estimados no corrientes		258,288	295,921
Total pasivos estimados		293,209	314,569

Cifras en millones de pesos colombianos

(*) Incluye provisiones por litigios civiles y administrativos, demandas laborales, procesos fiscales y otras contingencias. Los principales procesos calificados como probables fueron:

Tercero	Pretensión	2013	2012
Civiles y administrativos			
Manuel Marquez y otros	Proyecto Riogrande II indemnización a la comunidad por no haber adquisición de los yacimientos mineros.	7.898	10,065
Ruiz Betancur José Alberto	Lesiones por líneas primarias de energía que pasan cerca de una residencia en Copacabana	6.398	7.269
Pacific Stratus Energy Colombia	Terminar de mutuo acuerdo el contrato correspondiente a la Oferta Mercantil presentada por EPM a Pacific Stratus Energy Colombia US\$3,500,000.00	6.373	6.189
Concretos y Asfaltos S.A Conasfaltos S.A	Indemnización de perjuicios de la subgerencia Proyectos Aguas de EPM. USD\$3,298,054.65	6.021	5.832
Fiscales			
Municipio de Tuta	Discusión del impuesto de industria y comercio por la actividad de comercialización en el municipio para el generador.	20.813	21.702
Municipio de Yumbo	Discusión del impuesto de industria y comercio por la actividad de comercialización en el municipio para el generador.	4.445	8.726
Municipio de Caloto	Discusión del impuesto de industria y comercio por la actividad de comercialización en el municipio para el generador.	3.396	3.704

Nota 27 Otros pasivos

El saldo de otros pasivos a 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
Recaudos a favor de terceros	(1)		
Ventas de servicios públicos y de telecomunicaciones		26,083	24,210
Impuestos		8,437	13,130
Alumbrado público		15,610	11,995
Ventas por cuenta de terceros		12,417	11,087
Cobro cartera de terceros		10,608	9,259
Otros recaudos a favor de terceros		9,854	12,724
Ingresos recibidos por anticipado			
Ventas		38,912	39,327
Ventas de servicios públicos y de telecomunicaciones		37,324	30,457
Arrendamientos		15,667	16,203
Otros ingresos recibidos por anticipado		12,335	12,749
Impuesto diferido	(2)	45,033	779
Otros pasivos corrientes		232,280	181,920
Impuesto diferido	(3)	867,087	877,295
Otros pasivos		13,952	11,670
Otros pasivos no corrientes		881,039	888,965
Total otros pasivos		1,113,319	1,070,885

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Convenios de recaudo de cartera suscritos con entidades como el Municipio de Medellín, Empresas Varias de Medellín E.S.P., Publicar S. A., Telmex S. A., Comcel S. A. y Colombia Móvil S. A. E.S.P., entre otras.
- (2) El impuesto diferido es de naturaleza crédito si la diferencia que lo originó implicó el pago de un menor impuesto en el año.

Nota 28 Reservas

El saldo de reservas a 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
Reservas de ley		2,355,992	2,998,040
Reservas ocasionales		574,008	574,008
Fondos patrimoniales	(1)	7,591	7,591
Otras reservas		-	-
Total reservas	(2)	2,937,591	3,579,639

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Los fondos patrimoniales a 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, presentaron los siguientes saldos:

		2011	2010
Fondo autoseguros		3,491	3,491
Plan financiación		3,108	3,108
Fondo de vivienda		992	992
Total fondos patrimoniales		7,591	7,591

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

- (2) Las junta directivas o asambleas generales de accionistas, cada año con la presentación de los estados financieros de fin de ejercicio, aprueba:
- Constituir y liberar reservas para dar cumplimiento al artículo 130 del Estatuto Tributario.
 - Constituir y liberar reservas para dar cumplimiento al Decreto 2336 de 1995 por las utilidades en la aplicación del método de participación patrimonial.
 - Constituir reservas para futuras reinversiones.

Nota 29 Excedentes

En 2012 se causaron excedentes ordinarios por \$458,095 y extraordinarios por \$331,746, según acuerdos 05 y 07 del 2 y 30 de mayo de 2012 del Concejo de Medellín. El total de excedentes pagados durante el 2012 fueron \$839,841 (2011 -\$797,500). Durante el 2013, se han realizado anticipos por \$410,000.

Nota 30 Cuentas de orden

El saldo de las cuentas de orden a 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

		2013	2012
Derechos contingentes	(1)	922,043	850,579
Deudoras fiscales	(2)	7,025,939	7,035,921
Deudoras de control	(3)	698,996	682,199
Cuentas de orden deudoras		8,646,978	8,568,699
Responsabilidades contingentes	(4)	478,383	733,198
Acreedoras fiscales	(5)	17,401,607	18,527,797
Acreedoras de control		684,529	718,399
Cuentas de orden acreedoras		18,564,519	19,979,394
Total cuentas de orden deudoras		27,211,497	28,548,093

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Los derechos contingentes corresponden a los procesos civiles en los que las empresas del Grupo EPM demandan a terceros, generalmente contratistas que se considera que incumplieron sus obligaciones contractuales. Estos tienen probabilidad de tener un resultado favorable.
- (2) Las cuentas de orden deudoras 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) Registra las operaciones que las empresas del Grupo EPM tienen con terceros o para el control interno, sin que su naturaleza afecte su situación financiera. Estas cuentas incluyen los activos totalmente amortizados, los inventarios obsoletos y otros. Corresponde a los derechos en favor de la Empresa.
- (4) Las responsabilidades contingentes corresponden a los procesos civiles en los que las empresas del Grupo EPM son demandadas por terceros, generalmente contratistas que se considera que incumplieron sus obligaciones contractuales. Estos tienen probabilidad de tener un resultado favorable. Los principales procesos en las cuentas de orden acreedoras contingentes son:

Tercero	Pretensión	2013	2012
Compañía Minera La Cuelga	Indemnización de todos los daños y perjuicios económicos ocasionados a la Compañía Minera La Cuelga, los cuales tienen su origen en los trabajos de ejecución, llenado del embalse y puesta en marcha del proyecto hidroeléctrico Porce III.	28.737	34,898
Css Constructores S.A.	Indemnización de daños causados por la pérdida del derecho que tenía el Consorcio de ser adjudicatario del contrato de obra pública en el proceso de licitación PC-009013 construcción de la presa y obras asociadas al proyecto hidroeléctrico porce III.	25.692	28,475
Restrepo Uribe Erika Amparo	Se condene a EPM al pago para cada integrante del grupo demandante de la comunidad del barrio Prado bajo, corregimiento de San Antonio de Prado de Medellín comprendida desde la calle 11 este 32 hasta la calle 11A No. 2-47	17.379	0
Alos transportadores	Se ordene a EPM a habilitar y clasificar a Alos Transporte dentro del proceso de contratación PC-2009-0480 prestación del servicio de transporte terrestre de personas.	17.760	19.952

Las responsabilidades contingentes incluyen contra garantía 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.

- (5) Las cuentas de orden acreedoras fiscales están conformadas por las diferencias entre las normas contables y las fiscales. Hacen referencia especialmente al registro de las valorizaciones de inversiones, a la corrección monetaria diferida y a la depreciación acumulada de propiedades, planta y equipo.

- (6) Las cuentas de orden acreedoras de control están conformadas por los compromisos o contratos que se relacionan con posibles obligaciones y que por tanto puedan llegar a afectar la estructura financiera del ente económico.

Incluye los siguientes créditos que serán desembolsados durante el 2013:

- Banco Interamericano de Desarrollo (BID) USD \$351.4 para el Programa de Saneamiento del Río Medellín, proyecto de la planta de tratamiento de aguas residuales Bello.
- Agencia Francesa de Desarrollo (AFD) USD \$338.2, para proyectos de crecimiento y expansión en los negocios de Generación, Transmisión y Distribución de energía.

Estado de actividad financiera, económica, social y ambiental

Nota 31 Ingresos operacionales, netos

El valor de los ingresos operacionales a 31 de marzo de 2013 y 2012 fue:

		2013	2012
Prestación de servicios			
Servicio de energía	(1)	2,207,246	2,286,178
Servicio de telecomunicaciones		456,566	458,038
Servicio de gas combustible	(2)	120,097	104,807
Servicio de aguas residuales	(3)	91,187	88,772
Servicio de acueducto	(3)	87,490	79,279
Servicio de comunicaciones		78,580	72,152
Servicio de seguros y reaseguros		1,614	1,035
Servicios informáticos		389	460
Servicio de aseo		649	638
Otros servicios	(4)	71,390	57,407
Total prestación de servicios		3,115,208	3,148,766
Venta de bienes		16,365	16,417
Total prestación de servicios y venta de bienes		3,131,573	3,165,183
Rebajas y descuentos			
En venta de servicios			
Servicio de energía		(18,374)	(15,050)
Servicio de acueducto		0	(197)
Servicio de aguas residuales		0	(77)
Servicio de telecomunicaciones		(1)	(77)
Otros servicios		0	0
Total en venta de servicios		(18,375)	(15,401)
En venta de Bienes		(23)	(44)
Total Rebajas y descuentos		(18,398)	(15,445)
Total ingresos operacionales		3,113,175	3,149,738

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Los servicios de energía incluyen los servicios de generación, transmisión, distribución y comercialización.
- (2) El crecimiento en el servicio de gas obedeció principalmente al aumento en los consumos y a la mayor tarifa dada por el mayor costo del gas durante el año.
- (3) El incremento en aguas se explica por el aumento en el número de usuarios y el incremento tarifario.
- (4) Incluye principalmente ventas por el servicio de proveedurías que presta EPM a sus funcionarios y su grupo familiar.

Nota 32 Costo por prestación de servicios

El valor de los costos por la prestación de servicios a 31 de marzo de 2013 y 2012 fue:

		2013	2012
Costo de bienes y servicios públicos – Venta	(1)	1,292,334	1,320,546
Costos de personal	(2)	219,719	208,153
Órdenes y contratos por otros servicios		93,705	88,586
Mantenimiento y reparación		80,209	77,040
Materiales y otros costos de operación		24,039	25,225
Licencias, contribuciones y regalías		47,627	38,637
Costos generales		29,440	31,589
Arrendamientos		30,509	21,785
Insumos directos		12,660	20,063
Costo por venta de bienes		20,971	14,701
Seguros		14,937	13,784
Honorarios		10,493	11,132
Servicios públicos		11,314	9,468
Impuestos		9,614	10,303
Costo de pérdidas en prestación del servicio		338	470
Total costo de prestación de servicios		1,897,909	1,891,482

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) El incremento de este concepto se explica a continuación:
- Transmisión y distribución: por la aplicación del ADD y mayores compras consolidadas de energía.
 - Gas: por mayor cantidad comercializada en el mercado secundario y mayor costo del transporte por aumento en el volumen transportado.
- (2) El incremento se explica por el aumento salarial en EPM y UNE EPM Telecomunicaciones S. A., el cual fue equivalente al IPC + 1.00%, y las mayores vinculaciones.

Nota 33 Depreciaciones, provisiones y amortizaciones

El valor de las depreciaciones, provisiones y amortizaciones a 31 de marzo de 2013 y 2012 fue:

	2013	2012
Depreciaciones		
Depreciación redes y líneas	84,540	59,397
Depreciación plantas, ductos y túneles	64,653	66,682
Depreciación equipo de comunicación y cómputo	23,374	21,980
Depreciación edificaciones	10,495	11,023
Depreciación maquinaria y equipos	5,732	10,244
Otras depreciaciones	4,211	3,579
Total costos depreciaciones	193,005	172,905
Costos por amortizaciones		
Amortización de intangibles	18,655	17,835
Amortización bienes entregados a terceros	15,501	17,612
Amortización mejoras en propiedades ajenas	1,288	4,005
Estudios y proyectos	2,503	4,118
Amortización del cálculo actuarial de futuras pensiones	51	1,497
Total Costos por amortizaciones	37,998	45,067
Total costos depreciaciones, provisiones y amortizaciones	231,003	217,972
Depreciaciones		
Depreciación equipo de comunicación y cómputo	4,675	4,241
Depreciación edificaciones	1,880	1,322
Depreciación muebles y enseres y equipo de oficina	2,292	1,208
Depreciación maquinaria y equipo	1,231	873
Depreciación equipo de transporte	496	556
Otras depreciaciones	262	192
Total gastos depreciaciones	10,836	8,392
Cálculo actuarial		
Actualización pensión de jubilación	20,440	24,749
Actualización bonos y cuotas partes bonos	7,414	4,664
Actualización conmutación pensional	2,852	2,462
Actualización cuotas partes pensional	467	492
Actualización futuras pensiones	1,814	339
Total gasto cálculo actuarial	32,987	32,706
Amortizaciones		
Amortización de intangibles	14,516	2,765
Bienes entregados a terceros	257	143
Total gastos amortizaciones	14,773	2,908
Provisiones		
Provisión sobre deudores	30,873	20,681
Provisión sobre propiedades, planta y equipo	91	27,788
Provisión sobre inventarios	93	3,402
Provisión impuesto de industria y comercio	11	1,230
Otras provisiones	4,326	2,540
Total gasto provisiones	35,394	55,641
Total gastos depreciaciones, provisiones y amortizaciones	93,990	99,647
Total depreciaciones, provisiones y amortizaciones	324,993	317,619

Cifras en millones de pesos colombianos

Nota 34 Gastos de administración

El valor de los gastos de administración a 31 de marzo de 2013 y 2012 fue:

		2013	2012
Gastos de personal			
Sueldos y salarios		82,631	79,751
Contribuciones efectivas		14,782	13,828
Contribuciones imputadas		8,190	10,473
Aportes sobre la nomina		2,295	2,938
Total gastos de personal	(1)	107,898	106,990
Gastos generales			
Comisiones, honorarios y servicios		21,649	14,408
Estudios y proyectos		2,886	1,589
Arrendamiento		12,334	12,189
Intangibles	(2)	7,260	8,415
Mantenimiento		7,237	9,076
Publicidad y propaganda		1,326	2,464
Promoción y divulgación		2,569	2,761
Vigilancia y seguridad		2,643	2,569
Servicios públicos		1,533	2,438
Materiales y suministros		420	956
Seguros generales		1,711	1,962
Comunicaciones y transporte		1,074	1,004
Elementos de aseo, lavandería y cafetería		218	1,492
Otros gastos de administración		8,303	12,523
Total gastos generales		71,163	73,846
Impuesto de industria y comercio		16,482	12,426
Gravamen a los movimientos financieros		10,844	10,026
Cuota de fiscalización y auditaje		6,664	5,940
Contribuciones		664	5,280
Impuesto al patrimonio	(3)	4,529	4,438
Otros impuestos		4,948	5,525
Total impuestos, contribuciones y tasas		44,131	43,635
Total gastos de administración		223,192	224,471

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) El incremento se explica por el incremento salarial en 2013.
- (2) Valor de las licencias y el software de carácter administrativo utilizado en las actividades de apoyo.
- (3) Corresponde al impuesto al patrimonio que contabilizaron las compañías que no poseían saldo en la cuenta "revalorización del patrimonio" a 31 de diciembre de 2010 (ver nota 23).

Nota 35 Ingresos no operacionales

El valor de los ingresos no operacionales a 31 de marzo de 2013 y 2012 fue:

	2013	2012
Financieros		
Intereses de deudores	16,336	14,633
Intereses de mora	6,001	6,942
Intereses sobre depósitos en instituciones financieras	10,031	7,568
Dividendos y participaciones	45,641	47,910
Rendimientos sobre depósitos en administración	2,719	16,903
Utilidad por valoración de las inversiones de administración de liquidez en títulos de deuda	13,931	41,792
Otros ingresos financieros	38,494	8,334
Ajuste por diferencia en cambio	52,052	171,495
Otros ingresos ordinarios	27,760	7,398
Extraordinarios		
Recuperaciones	63,510	12,094
Aprovechamientos	1,395	4,010
Indemnizaciones	211	848
Otros ingresos extraordinarios	3,607	2,663
Ajuste años anteriores	(1,153)	(1,604)
Total ingresos no operacionales	280,535	340,986

Cifras en millones de pesos colombianos

Nota 36 Gastos no operacionales

El valor de los gastos no operacionales a 31 de marzo de 2013 y 2012 fue:

		2013	2012
Intereses			
Operaciones de crédito público internas		47,407	55,896
Operaciones de crédito público externas		52,338	47,090
Otros intereses		27,313	29,249
Comisiones		3,483	4,634
Ajuste por diferencia en cambio		115,967	41,862
Gastos financieros			
Administración y emisión de títulos valores		141	302
Descuento de bonos y títulos de financiamiento		717	717
Pérdida por valoración de las inversiones de administración de liquidez		35	9,804
Otros gastos financieros		1,301	2,102
Otros gastos ordinarios	(1)	21,504	2,667
Extraordinarios	(2)	1,019	26,245
Provisión sobre inversiones patrimoniales		6,130	706
Provisión para obligaciones fiscales		723	0
Provisión para contingencias			
Litigios	(2)	10,259	6,852
Otras provisiones		228	229
Amortización de intangibles		8,523	9,474
Ajuste años anteriores		393	(1,661)
Total gastos no operacionales		297,481	236,168

Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Incluye \$18,520 cancelados a EPM Ituango para la cesión del contrato "BOOMT" a EPM.
- (2) Se presentó una disminución por \$25,226 con respecto al 2012, principalmente por el pago de \$24,877 de la garantía efectiva por la no construcción de la planta de generación Porce IV.
- (3) Corresponde a la provisión de litigios calificados como probables. Ver nota 26.

Nota 37 Interés minoritario

El interés minoritario por cada una de las empresas vinculadas al Grupo EPM a 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 fue:

Empresa	2013		2012	
	Porcentaje	Valor	Porcentaje	Valor
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (ESSA)	26.10%	219,854	26.10%	288,952
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. (CHEC)	19.89%	157,243	19.89%	163,574
Elektra Noreste S.A. (ENSA)	48.84%	147,123	48.84%	135,177
Edatel S.A. E.S.P.	44.00%	125,644	44.00%	123,636
Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (EEGSA)	19.09%	76,661	19.09%	77,606
Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S.A. E.S.P. (ETP)	43.86%	73,699	43.86%	75,022
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. (CENS)	8.48%	36,844	8.48%	38,597
Transportista Eléctrica Centroamericana S.A. (TRELEC)	19.09%	41,381	19.09%	38,833
Aguas de Urabá S.A. E.S.P.	36.58%	15,840	36.58%	15,455
Distribuidora de Electricidad del Sur (Delsur)	13.59%	12,918	13.59%	10,868
Comercializadora Eléctrica de Guatemala S.A. (COMEGSA)	19.09%	4,840	19.09%	8,952
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. (EDEQ)	7.15%	10,059	7.15%	10,715
Aguas de Malambo S.A. E.S.P.	21.67%	2,751	21.67%	3,069
Regional de Occidente S.A. E.S.P.	37.88%	4,404	37.88%	4,286
EPM Ituango S.A. E.S.P.	-	-	0.44%	5,549
Hidroecológica del Teribe S.A. (HET)	1.58%	2,097	2.91%	2,648
Enérgica S.A. (ENÉRGICA)	19.09%	1,191	19.09%	1,449
Empresas Públicas de Oriente S.A. E.S.P.	41.67%	2,334	41.67%	2,369
Inmobiliaria y Desarrolladora Empresarial de América S.A. (IDEAMSA)	19.09%	4,369	19.09%	4,691
Empresa de Aguas del Oriente Antioqueño S.A. E.S.P.	43.98%	1,267	43.98%	1,228
Crediegsa S.A. (CREDIEGSA)	19.09%	404	19.09%	1309.322992
CENS Inversiones S.A.	0.53%	540	0.0053	535
ESSA Capital S.A.	26.10%	62,949	-	-
Otras (*)	-	59	-	477
Total interés minoritario		1,004,471		1,014,998

Cifras en millones de pesos colombianos

(*) Incluye el interés minoritario de UNE EPM Bogotá S.A., Emtelco S.A., Aguas Nacionales S.A. E.S.P., AMESA, UNE EPM Telecomunicaciones S.A. y GESA.

Nota 38 Transacciones con partes relacionadas

Los saldos de transacciones con partes relacionadas a 31 de marzo de 2013, 2012 y 31 de diciembre de 2012 fueron:

Entidad	Marzo 2013			Diciembre 2012		
	Cuentas por cobrar	Cuentas por pagar	Otras Oblig	Cuentas por cobrar	Cuentas por pagar	Otras Oblig
Caja Nacional de Prevision Social --	8,894	-	-	8,815	-	-
Corporacion Autonoma Regional de Las Cuencas de Los Rios Rionegro y Nare --	-	2,155	-	-	2,603	-
Corporacion Autonoma Regional del Centro de Antioquia --	-	2,342	-	-	4,845	-
Dian - Recaudador	74,658	272,707	781	-	143,829	813
Electrificadora del Huila S. A. -E.S.P.	1,155	-	-	978	451	-
Electrificadora del Meta S. A. -E.S.P.	3,445	-	-	12,012	606	-
Electrificadora del Tolima S. A. -E.S.P. - En Liquidacion	1,180	-	-	1,180	-	24
Empresas Municipales de Cartago	1,165	-	-	900	29	-
Empresas Públicas Municipales de Cali -Emcali	9,501	292	-	7,733	742	-
Empresas Varias de Medellín	1,060	-	-	960	-	-
Gobernación de Antioquia	4,735	1,586	-	4,667	5	3
Interconexion Electrica S.A. -Isa-	21,279	46	-	287	319	-
Isagen S.A.	25,009	2,932	-	4,715	8,041	-
Ministerio de Minas y Energia	81,168	4,533	-	69,586	-	-
Municipio de Arboletes	1,175	26	-	1,176	40	-
Municipio de Barbosa - Antioquia	55	1,394	-	1,051	494	-
Municipio de Bello	216	1,960	-	69	2,268	-
Municipio de Envigado	371	1,193	-	113	1,429	-
Municipio de Itagüí	897	721	-	898	1,028	6
Municipio de Medellín	19,936	71,393	1,885	15,733	59,920	1,980
Municipio de Necoclí	2,401	61	-	2,401	79	1
Municipio de Sabaneta	318	869	-	282	468	-
Municipio de San Luis - Antioquia	1,052	19	-	317	15	-
Municipio de San Rafael	495	710	-	491	885	280
Municipio de Turbo	1,440	-	-	1,440	219	-
Municipio de Valdivia	1,049	28	-	1,052	22	-
Universidad de Antioquia	6,300	240	690	6,479	1,070	1,431
Otros	23,426	10,323	-	48,026	29,849	144
TOTAL	292,380	375,530	3,356	191,361	259,256	4,682

Cifras en millones de pesos colombianos

Entidad	Marzo 2013			Marzo 2012		
	Ingreso por venta de bienes y servicios	Otros ingresos	Costos y gastos	Ingreso por venta de bienes y servicios	Otros ingresos	Costos y gastos
Area Metropolitana del Valle de Aburra	1	-	1,071	-	24	1,340
Centrales Electricas de Nariño S. A. Esp	387	-	878	921	-	1,743
Chivor	-	-	12,648	-	1	16,803
Comision de Regulacion de Energia y Gas -	-	-	1,954	1	-	2,808
Corporacion Autonoma Regional de Las Cuencas de Los Rios Rionegro y Nare --	-	-	2,176	10	-	1,393
Corporacion Autonoma Regional del Centro de Antioquia --	-	-	2,343	70	-	8,034
E.S.P. Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. -	2,218	-	400	166	-	778
E.S.P. Transportadora de Gas Internacional S.A.	-	-	20,730	1	-	14,039
Electrificadora del Huila S. A. -E.S.P.	2,845	-	776	3,902	-	1,306
Electrificadora del Meta S. A. -E.S.P.	15,484	-	985	10,148	-	1,205
Empresa Colombiana de Petroleos -	133	-	1,177	2,662	24	25,927
Empresa de Energia de Cundinamarca S. A. - E.S.P	380	-	466	1,012	-	676
Empresa de Energia Electrica de Arauca	2,947	-	367	152	30	273
Empresas Municipales de Cartago	2,283	-	-	130	4	8
Empresas Públicas Municipales de Cali -Emcali	48,182	-	1,812	5,391	-	4,246
Empresas Varias de Medellín	51	1,424	4	1,831	-	8
Gobernación de Antioquia	567	-	526	1,460	32	544
Instituto Colombiano de Bienestar Familiar - Icbf-	61	-	855	85	-	3,024
Interconexion Electrica S.A. -Isa-	532	-	33,512	371	20,719	1,524
Isagen S.A.	6,567	5	10,131	13,051	27,186	16,430
Municipio de Bello	88	206	674	621	2	790
Municipio de Itagüí	480	139	437	962	-	464
Municipio de Medellín	2,946	-	15,200	5,356	46	22,010
Municipio de San Luis - Antioquia	998	2	7	1	-	4
Superintendencia de Servicios Publicos Domiciliarios	-	-	5,907	-	-	2,697
Universidad de Antioquia	1,129	74	1,465	1,644	89	865
Otros	3,503	1,385	11,321	46,716	5,833	80,120
Total general	91,782	3,235	127,822	96,664	53,990	209,059

Cifras en millones de pesos colombianos