

**Estados Financieros y sus notas**  
**A 31 de diciembre de 2012 y 2011**  
**Cifras en millones de pesos colombianos**

Nota 1	Naturaleza jurídica, función social y actividades que desarrolla .....	3
Nota 2	Marco legal y regulatorio.....	4
Nota 3	Revisoría fiscal .....	20
Nota 4	Auditoría externa.....	21
Nota 5	Prácticas contables .....	21
Nota 6	Reclasificaciones .....	39
Nota 7	Efectos y cambios significativos en la normatividad contable .....	39
Nota 8	Programa Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).....	39
Nota 9	Proceso de consolidación de la información contable .....	40
Nota 10	Limitaciones y deficiencias generales de tipo operativo o administrativo que tienen impacto contable .....	40
Nota 11	Hechos posteriores de impacto para el 2013 .....	40
<b>Notas de carácter específico .....</b>		<b>42</b>
Nota 12	Conversión de los valores en moneda extranjera.....	42
Nota 13	Efectivo .....	43
Nota 14	Inversiones para administración de liquidez.....	45
Nota 15	Deudores, neto.....	46
Nota 16	Inventarios, neto .....	47
Nota 17	Gastos pagados por anticipado.....	48
Nota 18	Inversiones patrimoniales, neto .....	49
Nota 19	Propiedades, planta y equipo, valor neto.....	59
Nota 20	Reserva financiera actuarial.....	62
Nota 21	Otros activos, neto .....	64
Nota 22	Valorizaciones.....	67
Nota 23	Operaciones de crédito público.....	68
Nota 24	Operaciones de cobertura .....	71
Nota 25	Cuentas por pagar .....	73
Nota 26	Impuestos, contribuciones y tasas por pagar .....	74
Nota 27	Obligaciones laborales.....	79
Nota 28	Obligaciones pensionales y conmutación pensional .....	80
Nota 29	Otros pasivos .....	81
Nota 30	Pasivos estimados .....	82
Nota 31	Reservas.....	84
Nota 32	Excedentes .....	85
Nota 33	Cuentas de orden.....	85
Nota 34	Ingresos operacionales, neto .....	87
Nota 35	Costos por prestación de servicios .....	88
Nota 36	Depreciaciones, provisiones y amortizaciones .....	89
Nota 37	Gastos de administración .....	90
Nota 38	Ingresos no operacionales, neto .....	90
Nota 39	Gastos no operacionales.....	92
Nota 40	Operaciones con vinculados económicos .....	94
Nota 41	Operaciones con partes relacionadas .....	101

## 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 40 empresas vinculadas que lo integran, tiene presencia en Bermudas, Islas Caimán, Colombia, El Salvador, España, Estados Unidos, Guatemala, México y Panamá.

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

De acuerdo con el Artículo 4 de sus estatutos, EPM tiene la obligación de mantener una separación en la contabilidad de los ingresos, costos y gastos asociados a cada uno de los servicios públicos domiciliarios que preste, y garantizar la destinación específica de los fondos procedentes de los empréstitos.

EPM presta servicios públicos domiciliarios directamente por medio de los dos grupos estratégicos de negocios (GEN) que la conforman:

- GEN de Aguas: integrado por los negocios de acueducto y aguas residuales, los cuales se prestan en los municipios de Barbosa, Girardota, Bello, Copacabana, Medellín, Itagüí, Envigado, La Estrella, Sabaneta y Caldas.
- GEN de Energía: está conformado por los negocios de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de Energía y Distribución de Gas Natural. Estos servicios se prestan en las siguientes localidades:
  - Servicio de generación de energía: la energía generada por las plantas de EPM se entrega al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y se comercializa a través del Mercado de Energía Mayorista (MEM) mediante la venta de contratos de largo plazo y ventas en la Bolsa de Energía. Los contratos de largo plazo se establecen con diferentes agentes comercializadores en varias regiones del país, mientras que la energía en Bolsa se vende a todos los agentes. Adicionalmente, se exporta energía a Ecuador mediante el esquema de Transacciones Internacionales de Energía (TIE).
  - Servicio de transmisión, distribución y comercialización de energía: atiende principalmente el mercado regulado de 124 municipios, 123 en Antioquia y el municipio de Carmen de Atrato, en el Chocó. No se atiende a Murindó y Vigía del Fuerte,

municipios de Antioquia, por ser zonas no interconectadas al Sistema de Transmisión Nacional (STN).

- Servicio de gas: el programa de distribución masiva de gas, por medio de la red domiciliaria, atiende los sectores residencial, comercial e industrial en los diez municipios del Valle de Aburrá. Con el programa de Gas Natural Vehicular (GNV), EPM atiende a 30 estaciones de servicio ubicadas en los municipios de Itagüí, Sabaneta, Envigado, Medellín, Copacabana y Bello.

En 2008 se inició el cubrimiento del mercado no residencial de gas natural en los municipios de Guarne, Rionegro y Marinilla por medio del ramal de Oriente. A diciembre de 2012 se conectaron 50 clientes, entre residenciales, pequeñas y medianas empresas (pymes), gas natural vehicular (GNV) y grandes industrias. La expansión del sistema de gas en los municipios del departamento de Antioquia por fuera del Valle de Aburrá, se realiza mediante el sistema de Gas Natural Comprimido (GNC), con el cual se está prestando el servicio desde abril de 2009 en el municipio de La Ceja y desde agosto de 2009 en La Unión y El Retiro; durante 2010 se conectaron El Peñol y Guatapé, en el 2011 se inició la prestación del servicio en Yarumal, San Pedro, Santa Rosa, Entrerriós y Donmatías, y a partir de 2012 en Sonsón, Necoclí, Chigorodó y Apartadó.

## **Nota 2 Marco legal y regulatorio**

La actividad que realiza EPM, prestación de servicios públicos domiciliarios, está regulada en Colombia principalmente por las leyes 142 y 143 de 1994, entre otras. Los aspectos regulatorios más significativos que le aplican son:

### **2.1 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 (SSPD), 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, viabilizó el enfoque constitucional y reguló las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, al tiempo que creó ambiente de mercado y competencia, fortaleció el sector y delimitó la intervención del Estado.

Por ser una empresa dedicada a la prestación de servicios públicos domiciliarios, EPM se rige por las leyes 142 y 143 de 1994. Por lo tanto, de acuerdo con ellas y con la Ley 689 de 2001, el régimen de contratación que la rige es el del derecho privado, sin perjuicio de las obligaciones de cumplir con los principios generales de la función pública señalados en la Constitución Política y los demás principios que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios. Igualmente, por ser una entidad descentralizada del orden municipal, EPM está sujeta al control político del Concejo de Medellín, al control fiscal de la Contraloría de Medellín y al control disciplinario de la Procuraduría.

## 2.2 Comisiones de regulación

El Decreto 1524 de 1994 delega en las comisiones de regulación la función presidencial de señalar políticas generales de administración y control de eficiencia en los servicios públicos domiciliarios.

En Colombia, las comisiones de regulación tienen la función de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos cuando la competencia no sea 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), que 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.

## 2.3 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 toques 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 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.

## 2.4 Regulación por sector

### **2.4.1 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:

#### **2.4.1.1 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 incurre EPM 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, 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.

#### **2.4.1.2 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, rehabilitación y el reconocimiento de la infraestructura al momento del cálculo. Así mismo, en el cargo por consumo se incluye el costo medio de tasas ambientales que refleja la obligación a la que están sujetas las empresas de alcantarillado, por parte de las autoridades ambientales, por concepto de tasas retributivas, en función del vertimiento de los usuarios a las fuentes receptoras.

#### **2.4.1.3 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, 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, al 40% del costo medio del suministro para el estrato 2 y el 70% del costo medio para el estrato 1.

## **2.4.2 Sector eléctrico**

### **2.4.2.1 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 de energía constituido a partir de la vigencia de la Ley 143 de 1994 no puede ser ni transportador ni distribuidor. Un transportador 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.

#### **2.4.2.1.1 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 a partir de diferentes fuentes (convencionales o no convencionales), 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 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 la Resolución 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 del mercado superior al 25.49%, 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.

#### **2.4.2.1.2 Mercado de Energía Mayorista (MEM)**

La Ley 143 de 1994 definió el Mercado de Energía Mayorista (MEM) en los siguientes términos: "El mercado de grandes bloques de energía eléctrica, en el cual generadores y comercializadores venden y compran energía y potencia en el 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:

**Contratos bilaterales:** las compras de energía con destino al mercado regulado deben hacerse a través de mecanismos que estimulen la libre competencia y se deberá solicitar y dar oportunidad en igualdad de condiciones a todos los agentes interesados para que presenten ofertas, las cuales deben ser evaluadas con base en el precio. Las empresas integradas verticalmente con la actividad de generación sólo pueden auto-comprarse hasta el 60% de la energía con destino a su mercado regulado y deben participar como cualquier otro generador en la convocatoria pública para las compras de energía. Para el mercado no regulado las compras



de energía se realizan a través de negociaciones directas entre generadores y comercializadores o usuarios no regulados.

**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.

#### 2.4.2.2 Actividad de generación de energía

Es una actividad sometida a competencia y, por lo tanto, los precios se definen en el mercado. Los agentes generadores, normalmente generadores con capacidad instalada igual o superior a 20 MW, efectúan sus transacciones de energía en el MEM.

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<sup>1</sup> (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 por sus siglas en inglés) 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.

La implementación de la Resolución CREG 71 de 2006 tiene un período de transición desde el 1 de diciembre de 2006 hasta el 30 de noviembre de 2012. Durante este período, tanto el mecanismo de

---

<sup>1</sup> Cogeneración: es el proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de la actividad productiva de quien produce dichas energías, destinadas ambas al consumo propio o de terceros en procesos industriales o comerciales.

asignación del cargo por confiabilidad como la determinación del precio se administran en forma centralizada. En esta transición el precio de las OEF es de 13.045 USD/MWh (USD de 2006), tanto para las plantas existentes como para las asignaciones realizadas durante este período a las plantas especiales o a las existentes con obras; este precio se actualiza cada año con el Índice de Precios al Productor (IPP) de los Estados Unidos de América correspondiente a bienes de capital.

Entre el 30 de noviembre de 2012 y el 30 de noviembre de 2015, el precio de las OEF es de 13.99 USD/MWh (USD de 2008) y corresponde a las OEF asignadas mediante la primera subasta que se llevó a cabo el 6 de mayo de 2008; este valor aplica para las plantas existentes y para las OEF asignadas mediante esta subasta a plantas nuevas. A partir de 1 de diciembre de 2015, el cargo por confiabilidad tendrá un valor de USD 15.7 USD/MWh (USD de 2011), el cual se aplicó a las plantas existentes y a las OEF asignadas mediante la subasta realizada el 27 de diciembre de 2011.

### **2.4.2.3 Actividad de transmisión energía**

#### **2.4.2.3.1 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, que factura y liquida los cargos por uso.

En materia de calidad, los agentes transmisores deben tener en cuenta unos valores máximos de indisponibilidad de los activos de su propiedad. 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.

#### **2.4.2.3.2. 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.

#### **2.4.2.4 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 1, 2 y 3 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 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 halla la anualidad de los activos. La energía transportada considera unas pérdidas eficientes de energía, las cuales también son definidas por el regulador.
- Una vez definida la metodología, a cada OR se le aprueban, en resolución independiente, sus propios cargos de distribución por nivel de tensión. Mediante las resoluciones CREG 105 de 2009 y 026 de 2010, fueron aprobados los cargos de distribución para EPM (esta última Resolución fue producto de un recurso de reposición entablado por EPM).

Adicional a lo anterior, para la remuneración de la actividad de distribución el MME definió las Áreas de Distribución (ADD), que corresponden a una agrupación de Operadores de Red por zonas considerando su cercanía geográfica, para definir así los cargos por uso del transporte unificados para todos los OR por nivel de tensión (1, 2, 3 y 4), que 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; si bien se definen los cargos unificados para trasladar a la tarifa en los mercados de comercialización de los OR del ADD, cada OR recibirá como ingresos sus cargos aprobados mediante resoluciones CREG.

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

#### **2.4.2.4.1 Expansión de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y de los Sistemas de Distribución Local (SDL)**

La regulación establece los criterios para asegurar la expansión y los niveles de cobertura de los STR y SDL, 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: 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 operador de red, 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.

#### **2.4.2.4.2 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 que 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, se les disminuye el cargo de distribución (incentivo negativo).
- Si los OR superan la meta, es decir, logran un mejor resultado de lo esperado, se les da un incentivo aumentándole el cargo por uso de distribución en el trimestre siguiente al evaluado (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 queda 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 la cual inició la aplicación del esquema de calidad del servicio del SDL.

#### 2.4.2.5 Actividad de comercialización

Esta actividad la pueden desarrollar los generadores y distribuidores de energía eléctrica de manera conjunta o puede desarrollarse 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 MW, según la Resolución CREG 131 de 1998. Lo abastecen comercializadores y generadores, los cuales negocian libremente los precios (componente de generación), el periodo y las cantidades de la electricidad.

##### 2.4.2.5.1 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 al sector comercial se le 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 y el sector comercial: 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”*, dictaminado 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 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.

### **2.4.3 Sector de gas natural**

#### **2.4.3.1 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 la entidad encargada de desarrollar el marco regulatorio y normativo para las actividades asociadas a este servicio: comercialización desde la producción, transporte, distribución y comercialización a usuario final. No obstante, la normatividad y las 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 del sector, 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.

#### **2.4.3.2 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 mismo:

##### **2.4.3.2.1 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 la Resolución 119 de 2005, 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 “take or pay”, 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 2012-2013, 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.

#### **2.4.3.2.2 Transporte de gas natural**

Esta actividad consiste en la conducción del gas natural en tuberías de acero a alta presión, que 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 de 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 penetración del 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 “by pass” 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.

#### **2.4.3.2.3 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. Esta 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, Entreríos 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.

### **2.4.3.3 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.

#### **2.4.3.4 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, el cual 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, 6, sectores industrial y comercial se les cobre una contribución sobre el valor de dicho costo para 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 m<sup>3</sup>/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 al Índice Precios al Consumidor final (IPC). Esto implica que cuando el costo unitario de prestación del servicio crece por encima de la inflación, la diferencia se constituye en un mayor subsidio para dichos 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). Este fondo 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 no son suficientes 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.

#### **2.4.3.5 Integración del sector de gas natural**

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

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

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

Adicionalmente, en 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-comercializador participar hasta en el 100% de estas actividades.

#### **2.4.3.6 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 (IO).

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

#### **Nota 3 Revisoría fiscal**

EPM no contempla en su acto 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**

El 16 de enero de 2006, la Junta Directiva aprobó un plan de actividades de Gobierno Corporativo que contempló la obligatoriedad de un auditor externo y la responsabilidad del Gerente General en el manejo de la información financiera.

Mediante un proceso de solicitud pública de ofertas, se contrató a la firma PricewaterhouseCoopers Ltda. para realizar 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) y al International Financial Corporation (IFC). El contrato actual se termina el 30 de abril de 2013.

#### **Nota 5 Prácticas contables**

EPM cumple 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.
- La Resolución 357 del 2008: establece el procedimiento de control interno contable y el envío del informe anual de evaluación de control interno que se debe remitir a la CGN.

También le aplica la normatividad de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), un organismo de carácter técnico creado por la Constitución Política de Colombia para que ejerza el control, inspección y vigilancia de las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios.

El sistema unificado de costos y gastos por actividades de EPM se rige por la Resolución 20051300033635 del 28 de diciembre de 2005, expedida por la SSPD, actualizada con la Resolución 20101300021335 de 2010.

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” del 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, bajo las directrices de un adecuado control y en condiciones de mercado sin ánimo especulativo de acuerdo con el Decreto de la 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:** comprende las inversiones en entidades controladas y no controladas.

- **Inversiones en entidades controladas:** las inversiones patrimoniales en entidades controladas comprenden las inversiones realizadas con la intención de ejercer control o de tener el control conjunto. Se reconocen por su costo histórico y se incluyen las inversiones patrimoniales en las que EPM ejerce influencia importante.

El costo histórico está constituido por el precio de adquisición o importe original, más todas las erogaciones necesarias en las que incurrió EPM para la adquisición de la inversión. Estas inversiones no son objeto de ajuste por diferencia en cambio, toda vez que el método de participación patrimonial lo incorpora, pero son objeto de ajuste al valor intrínseco con el fin de reconocer en el momento de la compra la diferencia entre el precio de adquisición y el valor intrínseco de las acciones, cuotas o partes de interés social. Si como resultado de la comparación el valor de la inversión es inferior al valor intrínseco, la diferencia se registra como valorización. Si por el contrario, como resultado de la comparación el valor de la inversión es superior al valor intrínseco, la diferencia se registra como provisión, afectando resultados. El ajuste al valor intrínseco se modifica por nuevas adquisiciones.

- **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. Cuando las cuentas por cobrar están amparadas en garantías no se provisionan. El valor de la provisión para cubrir el riesgo de incobrabilidad, se determina en forma general de acuerdo con los siguientes rangos:



- Saldos vencidos entre 180 y 360 días: 50%
- Saldos vencidos mayores a 361 días: 100%

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 reestructuración económica (Ley 550 de 1999) 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 la cartera morosa.

Para las deudas de empresas declaradas en liquidación judicial o intervenidas con fines liquidatorios, se establece una provisión del 100% de la cartera morosa.

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

El castigo de cartera 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 cartera, 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.

Los bienes adquiridos se incorporarán a los inventarios al momento de su recepción por el costo de adquisición, adicionado con todos los costos y gastos necesarios para ponerlos en condiciones de utilización o venta. 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.

Las disminuciones físicas o monetarias, tales como merma, deterioro, obsolescencia o disminución del precio de venta de los inventarios, se tienen en cuenta para el cálculo de la provisión que ampara dichos eventos. Este se realiza mediante criterios técnicos que permiten determinar su razonabilidad, de acuerdo con la naturaleza del inventario.

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 conservan su naturaleza de inventarios, independientemente de que por factores exógenos propios de la economía o por condiciones naturales inherentes a la condiciones del negocio roten lentamente. Aunque continúan como inventarios, esta condición de baja rotación les imprime la característica de “bien inmovilizado” en EPM.

- 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 empresa actualiza el valor de las propiedades, planta y equipo mediante avalúos técnicos con la aplicación de metodologías de reconocido valor técnico, los cuales consideran entre otros criterios su vida útil, la vida económica y la vida remanente, la ubicación, el estado, la capacidad productiva, la situación de mercado, el grado de negociabilidad, la obsolescencia y el 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 las propiedades, 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, así como las condiciones físicas y ambientales.

Igualmente, esta 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 lo son aquellos relacionados con el factor tiempo. Por su parte, 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
<b>Edificaciones</b>	
Presas, estaciones repetidoras	50
Edificios, casas, oficinas, almacenes, casetas, campamentos, parqueaderos, garajes, bodegas, instalaciones deportivas	30
Tanques de almacenamiento	20
<b>Plantas, ductos y túneles</b>	
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
<b>Redes, líneas y cables</b>	
Redes de distribución y de aire	25
Redes de recolección de aguas	30
Líneas y cables de transmisión	40
<b>Maquinaria y equipo</b>	
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
<b>Equipo médico y científico</b>	
Equipo de investigación	5
Equipo de laboratorio, médico y científico	7
<b>Muebles, enseres y equipos de oficina</b>	7
<b>Equipos de comunicación y computación</b>	5
<b>Equipo de transporte, tracción y elevación</b>	5
<b>Equipos de comedor, cocina, despensa y hotelería</b>	7

Entre las clasificaciones se encuentran:

**Construcciones en curso:** representa todas las erogaciones incurridas por la empresa 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 energía se realizan inversiones, principalmente, para la construcción, rehabilitación o modernización de centrales de generación energía, al igual que, 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.

En el negocio de distribución de gas, por su parte, se realizan inversiones para abordar el mercado no residencial y la expansión por fuera del Valle de Aburrá mediante el sistema de GNC en los municipios donde aún no se puede acceder con los gasoductos convencionales.

En el GEN Aguas se realizan 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. A esto se suma la reposición de equipos en las plantas de tratamiento de aguas residuales, así como la construcción, reposición, optimización y ampliación de redes secundarias y colectores como parte del “Programa de saneamiento del río Medellín y sus quebradas afluentes”.

**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.

**Propiedades, 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 la empresa para la generación, transmisión y distribución de energía, distribución de gas, acueducto y saneamiento.

En la infraestructura operativa que utiliza EPM en los negocios de generación energía, transmisión y distribución de energía, gas natural, acueducto y saneamiento se encuentran,

entre otros, las obras civiles y equipos de las plantas de generación, tratamiento, conducción, gasoductos, subestaciones de energía, canalizaciones y estaciones de bombeo.

**Redes, líneas y cables:** representa el valor de las redes de distribución de energía y acueducto, recolección 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 descotable 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 valuados 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 y 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, EPM evalúa el crédito mercantil a efectos 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 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 amortizará; si por el contrario su duración es finita, se amortizará al término del vencimiento pactado en el contrato.

o) **Valorizaciones:** corresponde al exceso del valor de valuación y el valor en libros de los activos poseídos al final del período, de acuerdo con la normatividad vigente. EPM calcula y registra valorizaciones para inversiones, propiedades, planta y equipo y otros activos.

• Inversiones:

- Inversiones en entidades controladas: son objeto de ajuste al valor intrínseco, con el fin de reconocer la diferencia entre el precio de adquisición y el valor intrínseco de las acciones, cuotas o partes de interés social, en el momento de la compra.

- 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.

**Propiedades, planta y equipo:** en 2012 los avalúos se realizaron a grupos de activos correspondientes a red primaria, red secundaria metropolitana, 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, bombeos, tanques y captaciones de acueducto, circuitos de acueducto y equipos de la planta de tratamiento de aguas residuales San Fernando.

Las metodologías utilizadas por cada grupo de activos son las siguientes:

### **Inmuebles**

La metodología utilizada fue la de valor de mercado, y en el caso de terrenos ubicados en el área rural para los cuales no se tiene un referente de mercado, se determinó el avalúo con base en la resolución de avalúo catastral que profiere la División de Catastro Departamental de Antioquia para cada municipio.

### **Equipo de laboratorio de aguas**

Se realizó un inventario físico, conciliación, desagregación por componentes y la valoración de los equipos del laboratorio de aguas.

La metodología aplicada para determinar el valor del avalúo es la de valor comercial o valor de mercado, aplicando un demérito con base en factores como la edad y la vida útil de los activos.

### **Equipos de bombeo, equipos de tanques y equipos de captaciones**

Se realizó un inventario físico de los equipos objeto de avalúo. La metodología aplicada para determinar el valor del avalúo es la de valor comercial o valor de mercado, aplicando un demérito con base en factores como la edad y la vida útil de los activos.

### **Circuitos de acueducto**

Se realizó el inventario de las redes, conciliación, desagregación por componentes y valoración, aplicando el método de costo de reposición, es decir, la estimación del costo en que se incurriría para construir y poner en funcionamiento una estructura con características idénticas a las del objeto de valoración.

### **Equipos de la planta San Fernando**

La metodología utilizada fue la de costo de reposición depreciado. Se estableció el costo a nuevo del activo y se aplicó un demérito considerando factores como edad y vida útil, así como el valor residual del activo. Por su parte, para determinar el valor a nuevo o de reposición de los activos correspondientes a equipos electromecánicos de la planta y por la especialidad de los equipos, se aplicó una actualización de los valores de contratos.

## **Redes distribución de energía, alumbrado público, transformadores y equipos de protección y maniobra, y luminarias**

La metodología empleada para la valoración de las redes de distribución de energía consistió en tomar la base de datos por material, tipo, circuito, mercado, entre otros, registrados en el sistema georeferenciado SIGMA y obtener para cada circuito el valor de reposición a nuevo, tomando como referencia los costos por kilómetro construido de acuerdo con las unidades constructivas (UC) de la CREG; a este valor se le aplicaron factores de demérito por la edad y obsolescencia, determinados con base en las condiciones de mantenimiento del activo, el estado general del mismo y las condiciones operativas a las cuales este se encuentra sometido.

Para los transformadores, postes y equipos de protección y maniobra se tomaron valores de mercado y se les aplicó un factor de demérito y obsolescencia de acuerdo a las condiciones técnicas vigentes.

Para la infraestructura de alumbrado público, también se tomó como referente la metodología establecida en la Resolución CREG 123, por la cual se determina los costos máximos que deberán aplicar los municipios o distritos, para remunerar a los prestadores del servicio así como el uso de los activos vinculados al sistema de alumbrado público. El ejercicio se hizo para el nuevo contrato de prestación de servicios con el Municipio de Medellín, y es el mismo que se utiliza para este avalúo.

## **Líneas de transmisión y subestaciones**

La valoración de las líneas de transmisión fue realizada por corredores, entendiéndose por corredor una línea o conjunto de líneas, en su mayoría apoyadas en estructuras de doble circuito, que unen generalmente un nodo de generación con uno o más nodos de carga o sirven como medio de conexión entre varios nodos de carga. Un corredor puede estar compuesto sólo por líneas de transmisión a 220 kV, por líneas a 115 kV o una combinación de los dos niveles de tensión.

La metodología utilizada para la realización del avalúo de líneas de transmisión fue la de costo de reposición depreciado, para lo cual se determinó un valor de reposición a nuevo del activo y se aplicó un demérito según la edad y vida útil.

Para la valoración de las subestaciones se utilizaron las unidades constructivas de la CREG definidas en las Resoluciones 097 de 2008 “Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local”.

La metodología utilizada para la realización del avalúo de las subestaciones de transmisión se determinó un valor de reposición a nuevo según precios actualizados CREG y se aplicó un demérito según la edad y vida útil.

## **Vehículos y equipos especiales**

La metodología utilizada fue la de valor de mercado para los vehículos, cuyas fuentes de información utilizadas fueron los valores Fasecolda con corte a septiembre de 2012. Para los equipos especiales, se realizó el avalúo con base en consultas en internet, concesionarios, y valores comerciales de los equipos por la especialidad de los mismos.



- 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 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 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 periodo en cuentas de resultado.

- 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. 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.

- 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:

- Que el bien o servicio se haya recibido a satisfacción y se hayan recibido los riesgos y beneficios del mismo.
- Que 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 en Colombia, el marco regulatorio y la pluralidad de operaciones que desarrolla EPM, hacen que la 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 y de los entes municipales y demás sujetos activos, una vez se cumplan las condiciones previstas en las correspondientes normas expedidas. Los principales tributos en EPM son los siguientes:

**Impuesto sobre la renta corriente:** EPM es contribuyente del régimen ordinario del impuesto sobre la renta, a la tarifa general del 33%. El gasto por impuesto sobre la renta se reconoce en el 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 con 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 utiliza la cuenta de provisión. El impuesto diferido se reconoce en forma separada al impuesto de renta como gasto o recuperación.

El impuesto diferido surge de aplicar la tarifa de impuesto de renta a las diferencias temporales entre la renta fiscal y la utilidad o pérdida contable. Este impuesto se reconoce en la medida en que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán en el futuro.

La tarifa del impuesto sobre la renta aplicable es aquella vigente al momento en el cual se revertirán las citadas diferencias.

Si la diferencia temporal conlleva a un mayor pago del impuesto sobre la renta en el futuro, se reconoce como un activo diferido en la cuenta otros activos, impuestos diferidos y su contrapartida será un menor valor del gasto por impuesto de renta del año corriente; esta partida se presenta en forma separada del impuesto corriente.

Si la diferencia temporal conlleva un menor pago del impuesto sobre la renta en el futuro, se reconoce como un pasivo en la cuenta otros pasivos y su contrapartida será un mayor valor del gasto por impuesto de renta del año corriente, y se presentará en forma separada del impuesto corriente.

**Impuesto al patrimonio:** conforme lo establecido en la Ley 1370 de 2009, el impuesto al patrimonio debe cancelarse 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 del 2011. De acuerdo con lo señalado en el Artículo 9 del Decreto Ley 4825 de 2010, corresponde a EPM cancelar un 25% adicional al 4.8% a título de sobretasa de impuesto al patrimonio. Desde el 2011 este impuesto se ha contabilizado con la metodología establecida por la CGN, debitando la revalorización del patrimonio contra el pasivo total del impuesto a pagar por los años 2011 a 2014, acorde con lo señalado en el Concepto 20119-158027.

**Impuesto sobre las ventas:** EPM es responsable del régimen común de este impuesto, el cual se genera por la venta de bienes y servicios gravados, así como por los ingresos exentos que obtiene producto de las exportaciones de servicios. Los servicios de energía, acueducto, alcantarillado y gas domiciliario se encuentran excluidos del impuesto.

**Transferencias de Ley 99 de 1993:** las empresas generadoras de energía hidroeléctrica, cuya potencia nominal instalada total supere los 10.000 kilovatios, transferirán a las corporaciones autónomas regionales (CAR) y a los municipios y distritos donde se encuentra el embalse o cuenca hidrográfica, el 6% de las ventas brutas de energía por generación propia, de acuerdo con la tarifa que para ventas en bloque señale la CREG. En el caso de las centrales térmicas la transferencia es del 4%.

Para la liquidación de las transferencias, la Resolución CREG 135 de 1996 estableció la tarifa de venta en bloque de energía eléctrica en \$62.88/kWh (fijada en la Resolución CREG 060 de 1995 y sus modificaciones), la cual se incrementa anualmente a partir del 1 de enero de 1997, con un índice equivalente a la meta de inflación prevista por la autoridad competente para cada vigencia.

**Contribución FAZNI** (Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas), creado según el Artículo 81 de la Ley 633 de 2000: por cada kWh despachado en la Bolsa de Energía Mayorista, ASIC, cobra un peso (\$1) a los agentes generadores de energía. La CREG, en Resolución 102 de diciembre de 2006, hizo ajustes en cumplimiento del Artículo 1 de la Ley 1099 de 2006, la cual prorrogó la vigencia de esta contribución hasta el 31 de diciembre de 2014, actualizándose el peso (\$1) nuevamente a partir del 1 de enero de 2007 con el Índice de Precios al Productor (IPP), calculado por el Banco de la República.

**Contribución FAER** (Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas), creado por el Artículo 105 de la Ley 788 de 2002 y reglamentado por el Decreto 3652 de diciembre 17 de 2003: lo administra el MME. Sus recursos se destinan a financiar proyectos de inversión para la construcción e instalación de nueva infraestructura eléctrica rural.

**Contribución PRONE** (Programa de normalización de redes eléctricas en barrios subnormales), creado mediante las leyes 812 de 2003, 1112 de 2006 y 1151 de 2007: el MME administra el fondo, teniendo como sujeto pasivo los usuarios del transporte de energía; el hecho imponible es el transporte de energía, la base gravable es kWh, a una tarifa de \$1 por kWh hora transportado. Con los recursos de este programa el Gobierno colombiano tiene como objetivo la legalización de usuarios, la optimización del servicio y la reducción de pérdidas no técnicas a través de la instalación o adecuación de las redes de distribución, la acometida a la vivienda del usuario y la instalación del contador de energía.

**Fondo de Energía Social (FOES)**, creado mediante el artículo 118 de la Ley 812 de 2003, como fondo especial del orden nacional, financiado con los recursos provenientes de las rentas de congestión calculadas por el ASIC, como producto de las exportaciones de energía eléctrica a los países vecinos dentro de los convenios de la Comunidad Andina de Naciones (CAN).

t) **Obligaciones laborales y de seguridad social:** son los compromisos que EPM ha 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:

- EPM 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.

- EPM está obligada, 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.

**Contingencias:** para el reconocimiento de las contingencias asociadas a procesos judiciales se aplica el procedimiento establecido por la CGN en el capítulo V para “el reconocimiento y revelación de los procesos judiciales, laudos arbitrales, conciliaciones extrajudiciales y embargos decretados y ejecutados sobre cuentas bancarias”. Allí se establece que los procesos que tengan una alta probabilidad de perderse deben registrarse como provisión, mientras que los procesos con menores posibilidades de perderse deben registrarse en cuentas de orden como obligaciones potenciales.

Las situaciones o conjunto de circunstancias, que generan incertidumbre sobre posibles pérdidas y, cuyo resultado final sólo se conocerá cuando uno o más eventos se produzcan o dejen de ocurrir y que no estén clasificados dentro del procedimiento descrito, se reconocen teniendo en cuenta el principio de prudencia para el registro de gastos.

**Obligaciones pensionales:** las obligaciones pensionales a cargo de EPM 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.

Desde el año 2010 la evaluación se ha hecho teniendo en cuenta las nuevas tablas de mortalidad de rentistas aprobadas por la Superintendencia Financiera de Colombia en su Resolución 1555 de 2010, según las cuales las esperanzas de vida de los rentistas (jubilados) aumentaron con respecto a las tablas anteriores, significando un período más largo de pago de pensión y por lo tanto, un incremento de los pasivos pensionales.

La tasa de reajuste pensional a 31 de diciembre de 2012 fue de 3.26%, (a diciembre 31 de 2011 fue de 3.53%) de acuerdo con el numeral 1, Artículo 1, del Decreto 2783 mencionado. Los bonos pensionales se actualizaron y capitalizaron según el Decreto 1748 del 12 de octubre de 1995 y el Artículo 6 del Decreto 4937 del 2009 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, que ordenó valorar los bonos tipo T (bonos no emitidos), a una tasa de interés del 4%, desde la fecha de corte hasta la fecha de actualización, que en el 2009 formaban parte de los bonos tipo B, correspondientes al régimen de prima media y que se valoraban con una tasa del 3%. Se tomaron como base los valores ya conocidos de los bonos en la fecha de corte, luego de deducir los pagados durante el año.

En la metodología del cálculo se incluyeron las mesadas adicionales de junio y diciembre de cada año, así como el valor actual del auxilio funerario en el grupo de jubilados totalmente por EPM, en cumplimiento del literal b), Artículo 2º del Decreto 1517 del 4 de agosto de 1998.

El pasivo pensional se encuentra 100% amortizado, en cumplimiento de la Resolución 356 de 2007; desde el 2009 los pagos por pensiones se registran afectando la cuenta del pasivo.

**Conmutación pensional:** según Acta 1466 del 4 de diciembre de 2006, EPM 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 derivadas de los bonos pensionales y de las cuotas partes de bonos que le correspondan a EPM, así como el pago de indemnizaciones sustitutivas derivadas de los riesgos que regula el sistema general de pensiones. El fondo se proyecta de manera que se extinga al momento del pago de la última pensión a cargo de EPM (año 2065). Con la constitución de estos patrimonios se garantiza a futuro la disponibilidad de recursos para atender el pago del pasivo de pensiones y de bonos de las empresas, al tiempo que se independiza el manejo financiero de los mismos.

- v) **Patrimonio:** está conformado por las cuentas que representan el capital fiscal, las reservas, las utilidades de ejercicios anteriores, el resultado del ejercicio, los superávits y la revalorización del patrimonio.

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

Para cumplir con el Decreto 2336 de 1995, Artículo 1, se constituyó una reserva por la aplicación del método de participación patrimonial. La reserva corresponde 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.

**Excedentes financieros:** en cumplimiento del Acuerdo Municipal 12 de 1998, del Concejo de Medellín, se estableció en el Artículo 5 que la base de liquidación de los excedentes financieros que se transfieren al Municipio de Medellín es la utilidad antes de ajustes por inflación, menos impuestos. Con esta base, el Compes (Consejo Municipal de Política Económica y Social) determina la cuantía o el porcentaje de los excedentes financieros que harán parte de los recursos de capital del presupuesto municipal.

Adicionalmente, el Acuerdo Municipal 69 de 1997, en su Artículo 13, menciona: “El porcentaje de los excedentes financieros de EPM, de conformidad con el Artículo 97 del Decreto 111 de 1996, no puede ser transferido en un porcentaje superior al 30% al Municipio de Medellín y se destinará por éste exclusivamente a inversión social y al pago del alumbrado”.

**Superávit por valorizaciones:** representa el valor del aumento neto del valor en libros de los activos, determinado como resultado de la actualización, de conformidad con normas técnicas. En EPM se reconoce 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.

**Revalorización del patrimonio:** registra 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.

- w) **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.
- x) **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.
- y) **Ingresos no operacionales:** representan los ingresos obtenidos por EPM en operaciones distintas a la prestación del servicio público, incluyendo también los ingresos por partidas de carácter extraordinario.

EPM reconocerá como ingresos no operacionales aquellos que no están enmarcados dentro de su objeto social principal, 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 obtener el producto del bien o servicio entregado.

- z) **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.

- aa) **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 período 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 Reclasificaciones**

Con el fin de presentar las cifras de ambos períodos de forma que se propicie su comparabilidad, se hicieron las siguientes reclasificaciones en la presentación de las cifras del año anterior:

- En el Estado de actividad financiera, económica, social y ambiental, los ingresos por arrendamiento de la infraestructura eléctrica de \$7,108 (2011 -\$4,996) se presentaban como un ingreso no operacional, y a partir del 2012 se revela como ingreso operacional, incrementando el resultado de la utilidad operacional, del EBITDA y de los indicadores margen operacional y margen EBITDA.
- En el Estado de actividad financiera, económica, social y ambiental el impuesto de industria y comercio por \$23,034 (2011 -\$28,363) se presentaban como provisión en el gasto y a partir del 2012 se revela como gasto operativo, disminuyendo el resultado del EBITDA y del indicador margen EBITDA.
- En el balance general de 2011, en la partida deudores neto se clasificaron \$26,445 de la porción no corriente a la corriente asociados a la cartera de servicios públicos de la energía prepago y a las financiaciones de los servicios de habitación vivienda.

#### **Nota 7 Efectos y cambios significativos en la normatividad contable**

Durante el 2012 la CGN emitió las siguientes directrices:

**Resolución 033 de 2012:** dictó disposiciones en materia del ejercicio de aplicación voluntaria de las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF, por parte de las empresas sujetas al ámbito de aplicación del RCP.

**Carta Circular 010 de 2012.** Dirigida a representantes legales, jefes de áreas financieras, contadores y jefes de control interno de entidades públicas de los sectores central y descentralizado de los niveles nacional y territorial, relativa a la modernización del RCP a NIIF y Normas Internacionales de Contabilidad para el Sector Público - NICSP (IPSAS por sus siglas en inglés).

#### **Nota 8 Programa Normas Internacionales de Información Financiera (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, con una 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 el cronograma con aplicación de actividades a partir de 2013.

#### **Nota 9 Proceso de consolidación de la información contable**

En el 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 en EPM 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 en forma trimestral 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.

#### **Nota 10 Limitaciones y deficiencias generales de tipo operativo o administrativo que tienen impacto contable**

Durante el período se desarrolló en forma normal el proceso contable y se siguieron los procedimientos establecidos para el manejo de los documentos y soportes contables.

#### **Nota 11 Hechos posteriores de impacto para el 2013**

##### **Cesión a EPM de la posición contractual del contrato BOOMT y compra de activos**

La Asamblea General extraordinaria de EPM Ituango, realizada el 11 de enero de 2013, aprobó la cesión del contrato BOOMT para la construcción, operación, mantenimiento y transferencia del proyecto Ituango a EPM. La cesión se soportó, entre otras razones, en el no otorgamiento a la sociedad EPM Ituango de la Zona Franca para el proyecto; decisión confirmada con la Resolución 005 del 19 de diciembre del 2012, emanada del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, y notificada el 18 de enero de 2013.

Las decisiones tomadas en esta Asamblea fueron las siguientes:



1. Ceder a favor de EPM, la posición contractual que tiene EPM Ituango en el contrato BOOMT por un valor de \$18,520, y los demás contratos que tiene suscrito para la ejecución del BOOMT así como los derechos y obligaciones inherentes al mismo.
2. Vender a EPM los activos asociados al proyecto a valor contable con base en el listado de activos a 31 de diciembre de 2012 (\$785,556) más el ajuste por las inversiones realizadas entre el 1 y el 11 de enero de 2013.

### **Negociaciones con Millicom**

Millicom, compañía sueca líder en soluciones de estilo de vida digital en los mercados emergentes de América Latina y África, y el mayor accionista de Colombia Móvil -TIGO- y EPM, grupo empresarial del Municipio de Medellín, y el dueño a su vez de UNE EPM Telecomunicaciones, han firmado un memorando de entendimiento no vinculante tendiente a buscar la posibilidad de fusionar la compañía holding que posee el 50% de TIGO y UNE EPM Telecomunicaciones S. A., con la intención de crear un operador integrado de telecomunicaciones a nivel nacional.

Millicom y EPM han mantenido una relación cercana y exitosa durante los últimos seis años como socios en TIGO, en la que la Empresa de Telecomunicaciones de Bogotá (ETB) también participa como accionista. En vista de la creciente demanda por servicios de telecomunicaciones fijos y móviles, y el potencial de los operadores integrados para ofrecer mejores soluciones con eficiencia y calidad, las dos compañías consideran que ha llegado el momento de avanzar en una posible integración de sus respectivas operaciones. Una eventual fusión permitiría llegar a los colombianos con un portafolio integrado de servicios en todas las regiones del país. Se espera que las negociaciones lleguen a su término durante el primer semestre de 2013.

### **Intención de adquisición de Emvarias**

En sesión celebrada el 5 de febrero de 2013 la Junta Directiva autorizó iniciar los trámites necesarios para incursionar en el negocio de aseo en Medellín, mediante la adquisición de hasta el 100% de las acciones de Emvarias, empresa del orden municipal que presta el servicio de recolección, transporte y disposición final de basuras en Antioquia. Con lo anterior EPM espera asumir, en el primer semestre del 2013, la operación del aseo en la ciudad de Medellín e ingresar en el negocio de Gestión de Residuos Sólidos.”

## Notas de carácter específico

### Notas relativas a valuación

#### Nota 12 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 31 de diciembre los valores fueron:

Moneda	2012	2011	Var.
Dólar americano (USD)	1,768.23	1,942.70	-8.98%
Euro (EUR)	2,331.23	2,521.92	-7.56%
Yen (JPY)	20.46	25.26	-19.00%
Libra (GBP)	2,874.26	3,019.15	-4.80%
Franco suizo (CHF)	1,931.76	2,077.52	-7.02%
Quetzal (Q)	223.76	248.72	-10.03%
Peso mexicano (MXN)	135.91	144.03	-5.64%

Los activos y pasivos en moneda extranjera al 31 de diciembre y su equivalente en la moneda local:

#### Año 2012

Concepto	2012											
	USD	Millones \$	EUR	Millones \$	JPY	Millones \$	CHF	Millones \$	Q	Millones \$	MXN	Millones \$
Caja	25,710	45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bancos	150,633,064	266,354	161,756	377	3,984,226	82	-	-	-	-	-	-
Cuentas por cobrar	112,541,144	198,999	3,978	9	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversiones de liquidez	220,470,490	389,843	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversiones patrimoniales	151,225,364	267,401	-	-	-	-	-	-	2,855,857,779	639,031	29,115,285	3,957
Proveedores	(12,961,214)	(22,918)	(324,415)	(756)	-	-	(1,720,068)	(3,323)	-	-	-	-
Obligaciones financieras	(1,455,544,316)	(2,573,737)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Posición (pasiva)/activa neta</b>	<b>(833,609,758)</b>	<b>(1,474,013)</b>	<b>(158,681)</b>	<b>(370)</b>	<b>3,984,226</b>	<b>82</b>	<b>(1,720,068)</b>	<b>(3,323)</b>	<b>2,855,857,779</b>	<b>639,031</b>	<b>29,115,285</b>	<b>3,957</b>

#### Año 2011

Concepto	2011							
	USD	Millones \$	EUR	Millones \$	JPY	Millones \$	GBP	Millones \$
Caja	35,060	68	-	-	-	-	-	-
Bancos	66,363,092	128,924	677,950	1,710	84,007,340	2,122	-	-
Cuentas por cobrar	61,622,109	119,713	1,314,362	3,315	88,414	2	195,237	406
Inversiones de liquidez	439,330,046	853,486	-	-	-	-	-	-
Inversiones patrimoniales	147,166,318	285,900	-	-	-	-	-	-
Proveedores	(33,325,890)	(64,742)	-	-	-	-	-	-
Obligaciones financieras	(1,334,502,535)	(2,592,538)	(527,306)	(1,330)	(250,019,207)	(6,314)	(958,487)	(1,991)
<b>Posición (pasiva)/activa neta</b>	<b>(653,311,800)</b>	<b>(1,269,189)</b>	<b>1,465,006</b>	<b>3,695</b>	<b>(165,923,453)</b>	<b>(4,190)</b>	<b>(763,250)</b>	<b>(1,585)</b>

## Balance general

### Activos

#### Nota 13 Efectivo

Al 31 de diciembre lo conforman:

Concepto		2012	2011
Caja, bancos y corporaciones	(1)	657,615	368,987
Administración de liquidez		-	1,309
<b>Total efectivo</b>		<b>657,615</b>	<b>370,296</b>
(1) Efectivo restringido	(2)	46,110	28,421

\* Cifras en millones de pesos colombianos

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

Fondo	Destinación	Entidad financiera	2012	2011
<b>Convenios</b>				
Municipio de Medellín - Aguas	Manejo integral del agua para el consumo humano de los habitantes del Municipio de Medellín.	BBVA Banco Corpbanca Bancolombia	8,599	6,298
Departamento de Antioquia e IDEA -Antioquia iluminada	Llevar el servicio de energía eléctrica a viviendas rurales en los municipios del departamento de Antioquia.	Corficolombiana Banco de Bogotá	3,521	9,339
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.	IDEA	1,323	-
Municipio de 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.	Banco de Bogotá	1,052	4,354
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.	Helm Bank	456	3,020

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.	Banco de Bogotá	411	4,723
Municipio de Medellín - Miguel de Aguinaga	Mantenimiento del Edificio Miguel de Aguinaga.	Banco de Bogotá	-	642
Fondo Nacional de Regalías - Gas	Construcción de la infraestructura de distribución de gas natural comprimido y subsidios para la conexión a los usuarios de estratos 1 y 2 de los municipios de El Peñol y Guatapé.	BBVA	-	11

#### 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.	Banco de Bogotá	18,730	-
Fondo vivienda Sinpro		Banco de Bogotá	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.	Banco de Bogotá	724	-
Fondo calamidad Sinpro		Banco de Bogotá	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.	Banco de Bogotá	743	-
Fondo educación Sinpro		Banco de Bogotá	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.	Banco de Bogotá	149	-
Fondo reposición motos		Banco de Bogotá	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.	Bancolombia	527	-
Fondo Fosyga		Bancolombia	74	-

Depósitos Ley 820	Corresponde a la garantía exigida por el arrendador al inquilino, para el pago de los servicios públicos. Según Artículo 15 de la Ley 820 de 2003 y el Decreto Reglamentario 3130 del 2003.	Banco de Bogotá	603	34
<b>Total recursos restringidos</b>			<b>46,110</b>	<b>28,421</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

## Nota 14 Inversiones para administración de liquidez

Al 31 de diciembre la composición de las inversiones para administración de liquidez es:

Inversiones para administración de liquidez		2012		2011	
		Valor	Rentabilidad promedio	Valor	Rentabilidad promedio
Derechos en fondos de valores y fiducias de inversión	(1)	70,562	5.20%	79,541	3.41%
Títulos de tesorería - TES	(2)	127,979	6.42%	167,428	4.96%
Certificados de depósito a término - CDT	(3)	108,672	5.53%	60,199	9.85%
Bonos y títulos emitidos por entidades financieras	(4)	389,842	0.8% en USD	107,702	2,19% en USD
Bonos y títulos emitidos por el Gobierno Nacional	(5)	-		24,356	3,89% en USD
<b>Total inversiones para administración de liquidez</b>		<b>697,055</b>		<b>439,226</b>	

\* Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Inversiones a corto plazo efectuadas con dineros propios de EPM 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 en caso de que hayan sido negociados el día de la valoración; de lo contrario se valoran por margen. El total de TES incluye \$28,604 (2011 - \$48,135) del Fondo Autoseguros y \$6,575 (2011 - \$8,997) de la Empresa Adaptada de Salud (EAS).
- (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. Estas inversiones incluyen \$32,461 (2011 - \$ 4,211) del Fondo Autoseguros y \$7,047 de la Empresa Adaptada de Salud (EAS) que al cierre de 2011 no presentó saldo.
- (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 Treasury Bills, títulos emitidos por el Tesoro Americano con vencimiento menor a un año.

## Nota 15 Deudores, neto

Los saldos de deudores al 31 de diciembre, son:

Deudores		2012	2011
Prestación de servicios públicos:			
Servicio de energía		535,443	554,577
Servicio de gas combustible		93,449	92,720
Servicio de alcantarillado		47,684	48,431
Servicio de acueducto		54,711	54,039
Subsidios de servicios públicos		19,280	8,898
Anticipos	(1)	122,642	71,643
Deudas de difícil cobro:			
Servicio de energía		89,531	82,430
Servicio acueducto		9,566	75,183
Servicio alcantarillado		7,960	51,295
Servicio de gas combustible		8,421	8,720
Otras deudas de difícil cobro		12,830	11,479
Prestación de servicios diferentes a servicios públicos		9,307	17,422
Otros deudores	(2)	45,976	58,705
Vinculados económicos	Nota 40	45,865	30,943
<b>Deudores corrientes</b>		<b>1,102,665</b>	<b>1,166,485</b>
<b>Provisión porción corriente</b>	(3)	<b>(142,655)</b>	<b>(256,195)</b>
<b>Deudores neto porción corriente</b>		<b>960,010</b>	<b>910,290</b>
Prestación de servicios públicos			
Servicio de energía		96,144	87,448
Servicio de gas combustible		147,017	131,542
Servicio de alcantarillado		17,773	18,571
Servicio de acueducto		27,425	26,999
Anticipos entregados		7,659	24,054
<b>Otros deudores</b>			
Créditos a empleados		56,178	49,762
Pagos por cuenta de terceros	(4)	5,765	14,283
Otros		31,994	17,715
Vinculados económicos	Nota 40	235,520	156,282
<b>Deudores no corrientes</b>		<b>625,475</b>	<b>526,656</b>
<b>Deudores neto</b>		<b>1,585,485</b>	<b>1,436,946</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Incluye \$35,782 (2011 - \$35,763) del IVA de importaciones temporales.
- (2) Incluye cuotas partes de pensiones por cobrar a otras entidades por \$13,607 (2011 - \$12,950), recaudos hechos por terceros \$10,936 (2011 - \$13,077), pagos a terceros por instalaciones de servicios públicos por \$5,765 (2011 - \$5,063), y los convenios con el Área Metropolitana por \$2,967 (2011 - \$2,967) y con la Fundación EPM para el programa de becas por \$4,351 (2011 - \$4,046).
- (3) Movimiento neto de la provisión para deudores:

Movimiento provisión	2012	2011
Saldo inicial:	256,195	276,021
Provisión año	3,564	21,600
Gasto de ejercicios anteriores	(1,227)	(6,894)
Incremento por adquisición	191	-
Recuperación provisión	-	(11,103)
Utilización de la provisión**	(116,068)	(23,429)
<b>Total provisión otros deudores</b>	<b>142,655</b>	<b>256,195</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

\*\* El Comité de Crédito y Gestión Cartera aprobó en sus sesiones del 3 de octubre de 2012 (Acta 13) y 26 de diciembre de 2012 (Acta 17), efectuar castigo de cartera.

- (4) Corresponde a pagos a terceros por la financiación de trabajos de instalación de los servicios públicos y a los convenios de cofinanciación firmados con el Ministerio de Minas y Energía - Fondo especial cuota de fomento de gas, de los cuales se han ejecutado los siguientes recursos:

Pagos por cuenta de terceros	2012	2011
Convenio 105 - Norte Antioquia - Infraestructura	11	7,086
Convenio 105 - Norte Antioquia - Subsidios	109	293
Convenio 106 - Valle de Aburrá y Oriente de Antioquia-Subsidios	1,062	1,841
<b>Saldo del Fondo especial cuota de fomento</b>	<b>1,182</b>	<b>9,220</b>
Financiación instalaciones servicios públicos	4,583	5,063
<b>Total pagos por cuenta de terceros</b>	<b>5,765</b>	<b>14,283</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

## Nota 16 Inventarios, neto

Al 31 de diciembre los inventarios estaban formados por:

<b>Inventarios</b>		<b>2012</b>	<b>2011</b>
Materiales para la prestación de servicios	(1)	102,250	80,742
Mercancía en existencia	(2)	3,396	3,365
Mercancía en poder de terceros		2,277	2,664
Mercancía en tránsito		4,523	-
<b>Subtotal inventarios</b>		<b>112,446</b>	<b>86,771</b>
<b>Provisión</b>			
Materiales para la prestación de servicios		-	(402)
Mercancías en existencia		-	(1,317)
<b>Total provisión</b>	(3)	-	(1,719)
<b>Total inventarios</b>		<b>112,446</b>	<b>85,052</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) El 52% (\$52,746) (2011 - \$25,146), lo conforman los repuestos menores utilizados para la reparación de los activos de la empresa. Este rubro se incrementó en un 110% (\$27,600) debido a que se realizó una revisión de la clasificación de los artículos de inventario, lo cual generó una reclasificación de artículos de las demás clasificaciones de materiales para la prestación del servicio a repuestos menores. El 48% restante (\$49,504) (2011 - \$55,596) lo comprenden elementos y accesorios necesarios para la prestación de los servicios de energía, gas combustible, acueducto y alcantarillado.
- (2) Un saldo de \$2,186 (2011 - \$2,063) de esta clasificación incluye elementos de víveres y rancho asociados a las proveedurías de Medellín, Guatapé y Guadalupe. Los \$1,209 (2011 - \$335) corresponden a Gas Natural Vehicular comprado a la empresa Línea Gas para su comercialización.
- (3) El movimiento de la provisión para la protección de inventarios es:

<b>Movimiento provisión inventarios</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Saldo inicial	1,719	1,912
Incremento del año	631	191
Gasto ejercicios anteriores	(1,243)	(373)
Utilizaciones de la provisión por baja	(1,107)	(11)
<b>Saldo final provisión inventarios</b>	<b>-</b>	<b>1,719</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

## **Nota 17 Gastos pagados por anticipado**

Al 31 de diciembre estaban formados por:



Concepto	2012	2011
Seguros, neto *	32,506	14,744
Impresos, publicaciones, suscripciones y afiliaciones	-	19
<b>Total gastos pagados por anticipado</b>	<b>32,506</b>	<b>14,763</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

\* En las pólizas de seguros vigentes se destacan: Todo riesgo por \$30,375 (2011 - \$13,197), vigente hasta el 4 de diciembre de 2013 y ampara los activos de EPM contra los principales riesgos a los que están expuestos. Responsabilidad civil extracontractual por \$1,854 (2011 - \$774) con vigencia hasta el 4 de junio de 2013.

## Nota 18 Inversiones patrimoniales, neto

Los saldos de las inversiones patrimoniales al 31 de diciembre son:

Método de valoración	Costo ajustado		Valorización		Total inversiones	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Participación patrimonial	5,466,597	6,071,000	2,538,955	2,516,944	8,005,552	8,587,944
Del costo	413,203	413,107	1,593,294	1,623,433	2,006,497	2,036,540
<b>Total inversiones permanentes</b>	<b>5,879,800</b>	<b>6,484,107</b>	<b>4,132,249</b>	<b>4,140,377</b>	<b>10,012,049</b>	<b>10,624,484</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

El detalle de las inversiones según el procedimiento contable por el cual se registran es el siguiente:

- Inversiones registradas bajo el método de participación patrimonial**

Empresa	Domicilio	Objeto social	Porcentaje de participación directa		Fecha de creación
			2012	2011	
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
Aguas Nacionales EPM S. A. E.S.P.	Medellín	Prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado y aseo y el tratamiento y aprovechamiento de basuras y las actividades complementarias, y servicios de ingeniería propios de estos servicios públicos.	99.96%	99.96%	Noviembre 29, 2002

Agua de Malambo S. A. E.S.P.	Malambo	Garantizar la prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado y aseo en la jurisdicción del Municipio de Malambo en el Departamento del Atlántico.	78.33%	47.77%	Noviembre 20, 2010
Agua 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.	59.27%	59.27%	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.	56.00%	56.00%	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.	56.00%	56.00%	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.	59.98%	59.98%	Diciembre 26, 2006
Empresa de Energía del Quindío S. A. E.S.P. - EDEQ	Armenia	Prestación de servicios públicos de energía eléctrica, la 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 MME, cumpliendo ante todo la función social que enmarca tal actividad.	19.26%	19.26%	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.	24.44%	24.44%	Sep. 9, 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.	12.54%	12.54%	Oct. 16, 1952

EPM Ituango S. A. E.S.P.	Medellín	Financiación, construcción, operación, mantenimiento y explotación comercial de la central hidroeléctrica Ituango y su restitución a la sociedad Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P. a la terminación de los contratos que suscriba con esta última.	99.41%	99.41%	Marzo 31, 2011
Hidroecológica del Teribe S. A. - HET	Ciudad de Panamá	Financiar la construcción del proyecto hidroeléctrico Bonyic, para satisfacer el crecimiento de la demanda de energía del istmo de Panamá.	97.09%	97.09%	Noviembre 11, 1994
Panama Distribution Group	Ciudad de Panamá	Inversión de capital en sociedades.	100.00%	100.00%	Oct. 30, 1998
Generadores Hidroeléctricos S. A. - Genhidro	Ciudad de Guatemala	Desarrollo, diseño, construcción, operación y mantenimiento de proyectos hidroeléctricos.	0.00%	51.00%	Noviembre 20, 2006
Distribución Eléctrica Centroamericana II S. A. - DECA II	Ciudad de Guatemala	Inversión de capital en compañías que se dedican a la distribución y comercialización de energía eléctrica y a proporcionar servicios de telecomunicaciones.	99.99%	99.99%	Marzo 12, 1999
Max Seguros Ltd.	Bermudas	Negociación, contratación y manejo de los reaseguros para las pólizas que amparan el patrimonio.	100.00%	100.00%	Abril 23, 2008
Gestión de Empresas Eléctricas S. A. - GESA	Ciudad de Guatemala	Proporcionar asesorías y consultorías a compañías de distribución, generación y transporte de energía eléctrica.	99.98%	99.98%	Diciembre 17, 2004
Hidronorte S. A.	Ciudad de Guatemala	Generación y transmisión de energía eléctrica.	0.00%	3.12%	Oct. 2, 1992
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.	0.003%	0.003%	Diciembre 17, 1969
Electrificadora de Santander S. A.E.S.P. - ESSA	Bucaramanga	Prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como la prestación de servicios conexos o relacionados con la actividad de servicios públicos, de acuerdo con el marco legal y regulatorio.	0.12%	0.00%	Septiembre 16, 1950
CENS Inversiones S. A.	Cúcuta	La inversión 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.	12.54%	0.00%	Agosto 24, 2012
EPM Capital México S. A. de C.V.	Ciudad de México	Desarrollar proyectos de infraestructura de cualquier tipo, incluyendo sin limitar, proyectos relacionados con energía, alumbrado, gas, telecomunicaciones, saneamiento, plantas de potabilización, alcantarillado, plantas de tratamiento de aguas residuales, pozos, edificaciones, así como la operación, estudios y servicios en todas sus ramas y disciplinas en relación con lo anterior.	90.00%	0.00%	Mayo 4, 2012

El 10 de octubre de 2012 se suscribieron y pagaron 132,614,853 acciones de la entidad Distribución Eléctrica Centroamericana II S. A. (DECA II), con un valor nominal de un quetzal (Q. \$1.00) cada una, por medio de las aportaciones de las acciones que poseía en Generadores Hidroeléctricos S. A. (Genhidro) y en Hidronorte S. A. El 28 de noviembre de 2012 DECA II perfeccionó la venta de las participaciones accionarias que recibió de EPM sobre Genhidro S. A. e Hidronorte S. A. a AKIS International Ltd. filial del fondo de inversión de origen canadiense Centro American Mezzanine Infrastructure Found (CAMIF) con sede en Washington D.C.

El valor de las inversiones registradas por el método de participación patrimonial al 31 de diciembre, con detalle del costo ajustado, la valorización y las provisiones asociadas fue:

Empresa	Costo	Provisión	Total costo	Valorización	Neto
<b>Inversiones nacionales</b>					
UNE EPM Telecomunicaciones S. A.	509,161	-	509,161	2,359,848	2,869,009
EPM Inversiones S. A.	1,836,901	-	1,836,901	224	1,837,125
Aguas Nacionales EPM S. A. E.S.P.	1,042,224	(109)	1,042,115	-	1,042,115
EPM Ituango S. A. E.S.P	935,900	-	935,900	-	935,900
Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. E.S.P. - CHEC	127,771	-	127,771	73,169	200,940
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S. A. E.S.P. - CENS	29,485	-	29,485	27,567	57,052
Aguas de Urabá S. A. E.S.P.	24,969	-	24,969	73	25,042
Empresa de Energía del Quindío S. A. E.S.P. - EDEQ	18,186	-	18,186	10,692	28,878
Aguas de Malambo S. A. E.S.P.	14,820	(50)	14,770	-	14,770
CENS Inversiones S. A.	4,061	-	4,061	8,625	12,686
Regional de Occidente S. A. E.S.P.	6,676	-	6,676	109	6,785
Empresas Públicas de Oriente S. A. E.S.P.	3,015	-	3,015	-	3,015
Aguas del Oriente Antioqueño S. A. E.S.P.	1,610	(46)	1,564	-	1,564
Electrificadora de Santander S. A. E.S.P. - ESSA	1,556	(207)	1,349	-	1,349
Edatel S. A. E.S.P.	10	(1)	9	-	9
<b>Inversiones internacionales</b>					
Distribución Eléctrica Centroamericana II S. A. - DECA II	630,427	-	630,427	58,648	689,075
Panama Distribution Group	139,512	-	139,512	-	139,512
Hidroecológica del Teribe S. A. - HET	93,596	(5,309)	88,287	-	88,287
Max Seguros Ltd.	40,166	(552)	39,614	-	39,614
Gestión de Empresas Eléctricas S. A. - GESA	8,868	-	8,868	-	8,868
EPM Capital México S. A. de C. V.	3,957	-	3,957	-	3,957
<b>Total inversiones método de participación</b>	<b>5,472,871</b>	<b>(6,274)</b>	<b>5,466,597</b>	<b>2,538,955</b>	<b>8,005,552</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

## Año 2011

Empresa	Costo	Provisión	Total Costo	Valorización	Neto
<b>Inversiones nacionales</b>					
UNE EPM Telecomunicaciones S. A.	649,713	-	649,713	2,359,848	3,009,561
EPM Inversiones S. A.	2,156,460	-	2,156,460	223	2,156,683
Aguas Nacionales EPM S. A. E.S.P.	1,021,045	(109)	1,020,936	-	1,020,936
EPM Ituango S. A. E.S.P	920,994		920,994	-	920,994
Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. E.S.P. - CHEC	115,773	-	115,773	73,192	188,965
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A E.S.P. - CENS	31,156	-	31,156	72,806	103,962
Aguas de Urabá S. A. E.S.P.	25,513	-	25,513	73	25,586
Empresa de Energía del Quindío S. A. E.S.P. - EDEQ	11,958	-	11,958	10,692	22,650
Regional de Occidente S. A. E.S.P.	6,358	-	6,358	109	6,467
Aguas de Malambo S. A. E.S.P.	4,135	-	4,135	-	4,135
Empresas Públicas de Oriente S. A. E.S.P.	3,158	-	3,158	-	3,158
Aguas del Oriente Antioqueño S. A. E.S.P.	1,566	(46)	1,520	-	1,520
Edatel S. A. E.S.P.	10	(1)	9	-	9
<b>Inversiones internacionales</b>					
Distribución Eléctrica Centroamericana II S. A. - DECA II	812,572	-	812,572	-	812,572
Panama Distribution Group	177,840	-	177,840	-	177,840
Hidroecológica del Teribe S. A. - HET	103,609	(5,309)	98,300	-	98,300
Generadores Hidroeléctricos S. A. - Genhidro	16,686	-	16,686	-	16,686
Max Seguros Ltd.	10,312	(552)	9,761	-	9,761
Gestión de Empresas Eléctricas S. A. - GESA	7,255	-	7,255	-	7,255
Hidronorte S. A.	904	-	904		904
<b>Total inversiones método de participación</b>	<b>6,077,017</b>	<b>(6,017)</b>	<b>6,071,000</b>	<b>2,516,944</b>	<b>8,587,944</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

La información financiera principal de las inversiones bajo las cuales se aplicó el método de participación patrimonial, que se constituyeron en la base para los cálculos, fue:

## Año 2012

Inversiones nacionales	Resultado neto	Activos	Pasivos	Patrimonio
<b>Energía</b>				
Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. E.S.P. - CHEC	66,748	1,050,654	228,455	822,199
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S. A. E.S.P. - CENS	37,079	800,500	345,396	455,104
CENS Inversiones S. A.	1,192	101,816	624	101,192

Empresa de Energía del Quindío S. A. E.S.P. - EDEQ	14,953	212,070	62,105	149,965
Electrificadora de Santander S. A. E.S.P. - ESSA	58,708	1,405,438	298,633	1,106,805
EPM Inversiones S. A.	114,277	1,843,900	6,775	1,837,125
EPM Ituango S. A. E.S.P.	14,994	1,007,140	65,690	941,450

#### Aguas

Aguas Nacionales EPM S. A. E.S.P.	33,000	1,102,901	60,353	1,042,548
Aguas de Urabá S. A. E.S.P.	(918)	68,146	25,894	42,252
Regional de Occidente S. A. E.S.P.	531	14,651	3,338	11,313
Aguas del Oriente Antioqueño S. A. E.S.P.	77	2,959	166	2,793
Empresas Públicas del Oriente S. A. E.S.P.	(255)	5,847	462	5,385
Aguas de Malambo S. A. E.S.P.	(2,239)	20,874	2,017	18,857

#### Telecomunicaciones

UNE EPM Telecomunicaciones S. A.	(203,213)	4,548,353	1,679,341	2,869,012
----------------------------------	-----------	-----------	-----------	-----------

\* Cifras en millones de pesos colombianos

Inversiones Internacionales	Resultado neto	Activos	Pasivos	Patrimonio
<b>Energía</b>				
Distribución Eléctrica Centroamericana II S. A. - DECA II	124,202	1,835,639	1,146,564	689,075
Gestión de Empresas Eléctricas S. A. - GESA	6,337	10,585	1,715	8,870
Hidroecológica del Teribe S. A. - HET	(1,239)	291,526	200,590	90,936
Panamá Distribution Group	28,493	860,589	721,138	139,451
Max Seguros Ltd.	4,695	82,006	42,392	39,614
EPM Capital México S. A. de C.V.	18	4,404	-	4,404

\* Cifras en millones de pesos colombianos

## Año 2011

Inversiones nacionales	Resultado neto	Activos	Pasivos	Patrimonio
<b>Energía</b>				
Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. E.S.P. - CHEC	68,455	1,004,455	231,253	773,202
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S. A. E.S.P. - CENS	21,062	1,126,478	297,163	829,315
Empresa de Energía del Quindío S. A. E.S.P. - EDEQ	12,216	185,951	68,328	117,623
Electrificadora de Santander S. A. E.S.P. - ESSA	21,175	1,656,119	339,290	1,316,829
EPM Inversiones S. A.	72,075	2,160,712	4,030	2,156,682
EPM Ituango S. A. E.S.P.	460	806,183	37,837	768,346
<b>Aguas</b>				
Aguas Nacionales EPM S. A. E.S.P.	13,123	1,078,849	57,489	1,021,360

Aguas de Urabá S. A. E.S.P.	1,098	59,592	16,421	43,171
Regional de Occidente S. A. E.S.P.	(214)	12,503	1,721	10,782
Aguas del Oriente Antioqueño S. A. E.S.P.	138	2,934	219	2,715
Empresas Públicas del Oriente S. A. E.S.P.	(256)	5,921	281	5,640
Aguas de Malambo S. A. E.S.P.	(164)	9,493	836	8,657
<b>Telecomunicaciones</b>				
UNE EPM Telecomunicaciones S. A.	(34,219)	4,681,065	1,671,501	3,009,564

\* Cifras en millones de pesos colombianos

Inversiones Internacionales	Resultado neto	Activos	Pasivos	Patrimonio
<b>Energía</b>				
Distribución Eléctrica Centroamericana II S. A. - DECA II	153,399	1,896,504	946,228	950,276
Generadores Hidroeléctricos S. A. - Genhidro	3,900	45,630	12,178	33,452
Gestión de Empresas Eléctricas S. A. - GESA	4,292	10,183	2,927	7,256
Hidroecológica del Teribe S. A. - HET	(1,049)	214,546	113,297	101,249
Panamá Distribution Group	21,311	810,378	495,496	314,882
Max Seguros Ltd.	3,474	52,155	42,396	9,759

\* Cifras en millones de pesos colombianos

El efecto de la aplicación del método de participación patrimonial significó un ingreso neto de \$145,508 (2011 - \$256,048) y una disminución del superávit por el método de participación patrimonial por \$434,311 (2011 - \$113,117). El siguiente es el detalle:

Empresa	Método de participación resultados		Método de participación otras partidas patrimoniales	
	2012	2011	2012	2011
<b>Inversiones nacionales</b>				
UNE EPM Telecomunicaciones S. A.	(203,213)	(34,220)	62,660	(160,818)
EPM Inversiones S. A.	114,277	72,075	(365,966)	141,730
Aguas Nacionales S. A. E.S.P.	32,986	13,119	-	-
EPM Ituango S. A. E.S.P.	14,906	458	-	-
Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. E.S.P. - CHEC	16,313	16,730	12,785	(20,765)
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A E.S.P. - CENS	4,648	2,640	-	-
CENS Inversiones S. A.	149	-	-	-
Electrificadora de Santander S. A. -ESSA	72	-	-	-
Empresa de Energía del Quindío S. A. E.S.P. - EDEQ	2,879	2,352	5,396	(1,646)
Aguas de Urabá S. A. E.S.P.	(544)	651	-	-
Aguas del Oriente Antioqueño S. A. E.S.P.	43	77	-	(196)

Regional de Occidente S. A. E.S.P.	318	(129)	-	-
Empresas públicas de Oriente S.A E.S.P.	(143)	(143)	-	-
Aguas de Malambo S. A. E.S.P.	(1,754)	(78)	-	-
<b>Inversiones internacionales</b>			-	
Distribución Eléctrica Centroamericana II S. A. - DECA II	124,202	153,400	(124,526)	(79,355)
Gestión de Empresas Eléctricas S. A. - GESA	6,336	4,291	(644)	323
Max Seguros Ltd.	4,708	3,521	(853)	299
Panama Distribution Group	28,639	21,312	(13,622)	4,939
Generadores Hidroeléctricos S. A. - Genhidro	1,726	1,989	(590)	590
Hidronorte S. A.	149	138	(34)	34
Hidroecológica del Teribe S. A. - HET	(1,205)	(2,135)	(8,808)	1,748
EPM Capital México S. A. de C.V.	16	-	(109)	-
<b>Total efecto aplicación método participación patrimonial</b>	<b>145,508</b>	<b>256,048</b>	<b>(434,311)</b>	<b>(113,117)</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

- Inversiones registradas bajo el método del costo**

Empresa	Domicilio	Objeto social	Porcentaje de participación		Fecha de creación
			2012	2011	
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.	12.95%	12.95%	Abril 4, 1995
Interconexión Eléctrica S. A. E.S.P. - ISA	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.	46.33%	46.33%	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 a 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%	7.34%	Febrero 28, 2003
Electrificadora del Caribe S. A. E.S.P.	Barranquilla	Distribución y comercialización de energía eléctrica en el Caribe colombiano.	0.05%	0.05%	Junio 06, 1998



El valor de las inversiones registradas bajo el método del costo, con detalle del costo ajustado, la valorización y las provisiones asociadas, al 31 de diciembre son:

### Año 2012

Empresa	Costo	Provisión	Total Costo	Valorización	Neto
Isagen S. A. E.S.P.	191,213	-	191,213	692,951	884,164
Interconexión Eléctrica S. A. E.S.P. - ISA	187,035	-	187,035	893,979	1,081,014
Hidroeléctrica Ituango S. A. E.S.P.	28,025	-	28,025	6,202	34,227
Gestión Energética S. A. E.S.P.	12,686	(12,092)	594	-	594
Reforestadora Industrial de Antioquia - RÍA	5,076	(129)	4,947	-	4,947
Electrificadora del Caribe S. A. E.S.P.	1,398	(340)	1,058	-	1,058
Briquetas de Antioquia S. A. - Bricarbón	509	(509)	-	-	-
Hidroeléctrica Río Aures S. A.	446	(446)	-	-	-
Empresas de Obras Sanitarias de Pasto S. A. E.S.P. - EMPOPASTO	183	-	183	82	265
Hidrosogamoso S. A.	94	(94)	-	-	-
Concentra S. A.	84	(9)	75	-	75
Emgesa S. A. E.S.P.	25	-	25	18	43
Terpel del Centro S. A.	29	-	29	38	67
Fiduciaria Bancolombia S. A.	12	-	12	4	16
Banco Davivienda S. A.	7	-	7	20	27
<b>Total método del costo</b>	<b>426,822</b>	<b>(13,619)</b>	<b>413,203</b>	<b>1,593,294</b>	<b>2,006,497</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

### Año 2011

Empresa	Costo	Provisión	Total Costo	Valorización	Neto
Isagen S. A. E.S.P.	191,213	-	191,213	542,943	734,156
Interconexión Eléctrica S. A. E.S.P. - ISA	187,035	-	187,035	1,074,148	1,261,183
Hidroeléctrica Ituango S. A. E.S.P.	28,025	-	28,025	6,202	34,227
Gestión Energética S. A. E.S.P.	12,686	(11,982)	704	-	704
Reforestadora Industrial de Antioquia - RÍA	5,076	(339)	4,737	-	4,737
Electrificadora del Caribe S. A. E.S.P.	1,398	(345)	1,053	-	1,053
Briquetas de Antioquia S. A. - Bricarbón	509	(509)	-	-	-
Hidroeléctrica Río Aures S. A.	446	(446)	-	-	-

Empresas de Obras Sanitarias de Pasto S. A. E.S.P. - EMPOPASTO	183	-	183	65	248
Hidrosogamoso S. A.	94	(94)	-	-	-
Concentra S. A.	84		84	4	88
Emgesa S. A. E.S.P.	25	-	25	15	40
Terpel del Centro S. A.	29	-	29	37	66
Fiduciaria Bancolombia S. A.	12	-	12	4	16
Banco Davivienda S. A.	7	-	7	15	22
<b>Total método del costo</b>	<b>426,822</b>	<b>(13,715)</b>	<b>413,107</b>	<b>1,623,433</b>	<b>2,036,540</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

La información financiera principal de las inversiones registradas bajo las cuales se aplicó el método del costo, fue:

### A noviembre 2012

Empresa	Resultado neto	Activos	Pasivos	Patrimonio
Interconexión Eléctrica S. A. E.S.P. - ISA	272,938	8,912,304	2,792,599	6,119,705
Isagen S. A. E.S.P.	407,957	6,200,731	2,714,065	3,486,666
Hidroeléctrica Ituango S. A. E.S.P.	1,030	90,960	17,438	73,522
Reforestadora Industrial de Antioquia - RÍA	205	76,245	3,950	72,295

\*Cifras en millones de pesos colombianos

### 2011

Empresa	Resultado neto	Activos	Pasivos	Patrimonio
Interconexión Eléctrica S. A. E.S.P. - ISA	336,776	9,384,833	2,988,490	6,396,343
Isagen S. A. E.S.P.	479,112	4,882,447	2,507,569	2,374,878
Hidroeléctrica Ituango S. A. E.S.P.	1,481	92,672	18,848	73,824
Reforestadora Industrial de Antioquia - RÍA	(186)	69,591	3,847	65,744
Gestión Energética S. A. E.S.P. - GENSA	24,131	564,076	183,880	380,196

\*Cifras en millones de pesos colombianos

Se realizaron las siguientes capitalizaciones o adquisición de inversiones, tanto en inversiones en empresas controladas como no controladas:

Concepto	2012	2011
<b>Controladas</b>		
<b>Inversiones nacionales</b>		
Aguas Nacionales S. A. E.S.P.	-	115,273

Electrificadora de Santander S. A. E.S.P. - ESSA	1,485	-
Regional de Occidente S. A. E.S.P.	-	212
EPM Ituango S. A. E.S.P	-	699,200
Aguas de Malambo S. A. E.S.P.	12,439	4,213
<b>Inversiones internacionales</b>		
Panamá Distribution Group	-	254,905
Hidrocológica del Teribe S. A. - HET	-	13,057
Max Seguros Ltd.	26,000	-
EPM Capital México S. A. de C.V.	4,051	-
Distribución Eléctrica Centroamericana II S. A. - DECA II	30,227	-
<b>Subtotal controladas</b>	<b>74,202</b>	<b>1,086,860</b>
<b>No controladas</b>		
Hidroeléctrica Ituango S. A. E.S.P.	-	(42)
Concentra S. A.	-	84
<b>Subtotal no controladas</b>	<b>-</b>	<b>42</b>
<b>Total capitalizaciones</b>	<b>74,202</b>	<b>1,086,902</b>

\*Cifras en millones de pesos colombianos

El movimiento de la provisión de inversiones, tanto para empresas controladas como no controladas, es:

Concepto	2012	2011
Saldo Inicial	19,731	19,621
Incremento del año	377	183
Gasto provisión años anteriores	(215)	(73)
<b>Saldo final</b>	<b>19,893</b>	<b>19,731</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

## Nota 19 Propiedades, planta y equipo, valor neto

Los componentes de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre, son:

Descripción	2012	2011
<b>Propiedades, planta y equipos</b>		
<b>Construcciones en curso</b>		
Redes de transmisión y distribución de energía	176,811	146,916
Plan infraestructura de acueducto	48,307	59,342
Modernización y reposición de equipos de generación de energía	68,893	18,306
Proyecto Porce III	17,410	20,684

Plan de saneamiento del río Medellín		21,718	23,401
Expansión redes distribución gas natural		13,508	4,443
Manzana de la innovación -Ruta N-		39,156	19,904
Nanotecnología		5,437	-
Institucional		4,175	-
<b>Subtotal construcciones en curso</b>	(1)	<b>395,415</b>	<b>292,996</b>
Plantas ductos y túneles	(2)	5,480,063	5,358,071
Redes, líneas y cables	(2)	3,390,417	3,126,024
Edificaciones		2,675,581	2,596,285
Maquinaria y equipo		188,442	181,066
Terrenos		167,483	160,552
Equipo de comunicación y cómputo		130,975	133,237
Propiedades, planta y equipo no explotado		69,193	96,694
Equipos de transporte		90,935	83,976
Muebles, enseres y equipo de oficina		59,243	57,712
Equipo médico y científico		26,821	25,162
Propiedades de inversión		9,146	5,200
Maquinaria, planta y equipo en montaje		11,080	17,404
Bienes muebles en bodega		13,359	14,334
Propiedades, planta y equipo en mantenimiento		6,042	5,732
Propiedades, planta y equipo en tránsito		19,846	2,875
Equipos de comedor y cocina		1,100	782
Provisión protección propiedad, planta y equipo	(3)	(23,940)	(32,044)
<b>Subtotal propiedades, planta y equipos</b>		<b>12,711,201</b>	<b>12,126,058</b>
<b>Depreciación acumulada</b>	(4)		
Plantas, ductos y túneles		(3,582,805)	(3,151,364)
Redes, líneas y cables		(1,335,772)	(1,228,273)
Edificaciones		(542,215)	(500,866)
Maquinaria y equipo		(119,184)	(108,907)
Muebles, enseres y equipos de oficina		(50,882)	(48,121)
Equipos de transporte, tracción y elevación		(68,800)	(62,661)
Equipos de comunicación y computación		(90,721)	(91,982)
Equipo médico y científico		(15,328)	(13,828)
Equipos de comedor, cocina, despensa y hotelería		(608)	(472)
<b>Subtotal depreciación acumulada</b>		<b>(5,806,315)</b>	<b>(5,206,474)</b>
Depreciación diferida		1,916,560	1,618,558
<b>Total depreciación</b>		<b>(3,889,755)</b>	<b>(3,587,916)</b>
<b>Total propiedades, planta y equipo, neto</b>		<b>8,821,446</b>	<b>8,538,142</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Se presenta un incremento de \$102,419 respecto a diciembre de 2011, explicado por la adquisición de bienes y servicios por valor de \$499,822, especialmente, para los proyectos

Porce III, Electrificación Rural, Manzana de la Innovación y materiales y equipos que son objeto de almacenamiento.

Presentó capitalizaciones por \$421,599 (2011 - \$3,376,854) en los que se destacan cargos de obras de electrificación rural, cuyo objetivo es el de dotar de energía eléctrica a las viviendas del departamento de Antioquia que no cuentan con el servicio, dentro del programa Antioquia Iluminada.

Los traslados a operación por programa de inversión de las construcciones en curso fueron los siguientes:

Traslados a construcciones en curso	2012	2011
Porce III	94,624	3,138,251
Redes distribución energía	84,330	80,163
Electrificación rural	67,076	43,105
Plan saneamiento del río Medellín	62,453	35,212
Plan infraestructura	46,645	32,715
Expansión gas natural	44,510	22,286
Redes transmisión energía	18,457	11,605
Generación y reposición	2,924	10,797
Mansarovar	580	2,720
<b>Total traslados construcciones en curso</b>	<b>421,599</b>	<b>3,376,854</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

- (2) Corresponden a componentes de la infraestructura operativa de los negocios de generación, transmisión, distribución, gas natural, acueducto y saneamiento - aguas residuales.

Las plantas ductos y túneles se incrementaron respecto al año anterior en \$121,992 (2011 - \$2,461,584), en redes líneas y cables se refleja un incremento de \$264,393 (2011 - \$212,841).

La principal variación se dio por la adquisición de bienes y servicios y la capitalización de obras en infraestructura relacionadas con la reposición, modernización y automatización de subestaciones de energía, por la puesta en operación de circuitos de alumbrado, motobombas, plantas de emergencia, interruptores, pararrayos, módulo de almacenamiento, relés, subestaciones de energía, redes primarias y secundarias. En electrificación rural se adelantaron obras para dotar de energía eléctrica las viviendas del departamento de Antioquia que no cuentan con el servicio, dentro del programa Antioquia Iluminada.

- (3) El movimiento de la provisión de las propiedades, planta y equipo fue:

<b>Movimiento provisión propiedades, planta y equipo</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Saldo inicial	32,044	22,561
Provisión	7,275	1,210
Recuperación de provisión	(15,196)	-
Gasto provisión años anteriores	(183)	8,273
<b>Saldo final</b>	<b>23,940</b>	<b>32,044</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

La recuperación corresponde a la planta de tratamiento de San Fernando.

(4) El movimiento de la depreciación durante el 2012 se detalla a continuación:

<b>Movimiento depreciación</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Saldo inicial	5,206,474	4,942,460
Depreciación del periodo costo	299,730	278,824
Depreciación del periodo gasto	14,124	12,817
Gasto ejercicios anteriores	19	288
Retiros por venta	(1,129)	(3,490)
Otros retiros	(12,786)	(222,514)
Otras disminuciones	1,881	(1,253)
Movimiento depreciación diferida	298,002	199,342
<b>Saldo final</b>	<b>5,806,315</b>	<b>5,206,474</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

## Nota 20 Reserva financiera actuarial

La reserva financiera actuarial al 31 de diciembre está constituida por:

<b>Concepto</b>		<b>2012</b>	<b>2011</b>
Patrimonio autónomo pensiones de jubilación	(1)	280,411	291,387
Patrimonio autónomo bonos pensionales	(2)	304,154	280,444
<b>Total encargos fiduciarios</b>		<b>584,565</b>	<b>571,831</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

(1) Se constituyó Patrimonio Autónomo con Fiduciaria Davivienda S. A., mediante contrato de fiducia 630041, 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; con esta cifra más los rendimientos que, se espera van a obtenerse, se logrará cubrir al 2056 el total de las mesadas pensionales, de acuerdo con el estudio actuarial.

El movimiento del patrimonio de pensiones de jubilación, se refleja a continuación:

Patrimonio autónomo pensiones de jubilación	2012	2011
Saldo inicial	291,387	315,023
Pensiones pagadas	(41,147)	(42,492)
Rendimientos financieros	30,171	18,856
<b>Saldo final</b>	<b>280,411</b>	<b>291,387</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

- (2) Se constituyó Patrimonio Autónomo con el 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%), mediante el contrato de fiducia 600434364, 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. El encargo fiduciario empezó a capitalizarse mediante el pago de cinco cuotas anuales a partir de mayo de 2003 y quedó totalmente constituido en 2008, año en el cual se hizo traslado de los recursos administrados a BBVA Fiduciaria S. A. y se realizó una adición por \$18,250 para incluir los bonos de la conmutación pensional de EADE.

El valor del patrimonio se proyecta de manera que se extinga al momento del pago de la última pensión a cargo de EPM en el año 2065; por lo tanto con su constitución se garantiza la disponibilidad de recursos para atender el pago del pasivo pensional de bonos y se independiza el manejo financiero de los mismos.

Este patrimonio autónomo genera rendimientos durante el plazo en que esté vigente el contrato, con base en la valoración a precios de mercado de los recursos administrados en dicho fondo, antes de deducir los costos y gastos a cargo del mismo. En el período no se han realizado aportes.

El movimiento del patrimonio de bonos pensionales se refleja a continuación:

Patrimonio autónomo bonos pensionales	2012	2011
Saldo inicial	280,444	265,954
Bonos pagados	(6,126)	(2,900)
Rendimientos financieros	29,836	17,390
<b>Saldo final</b>	<b>304,154</b>	<b>280,444</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

## Nota 21 Otros activos, neto

El saldo de otros activos al 31 de diciembre corresponde a:

Concepto		2012	2011
Cargos diferidos	(1)	255,306	180,645
Obras y mejoras en propiedad ajena	(2)	112,707	118,176
Bienes entregados a terceros neto	(3)	4,068	10,623
Intangibles neto	(4)	641,620	663,545
Patrimonios autónomos	(5)	84,795	62,757
Bienes recibidos de terceros		27	707
<b>Total otros activos</b>		<b>1,098,523</b>	<b>1,036,453</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

(1) Detalle del saldo de cargos diferidos al 31 de diciembre:

Concepto		2012	2011
Impuesto diferido	(1.1)	227,108	113,621
Estudios y proyectos	(1.2)	-	35,695
Descuento en bonos	(1.3)	20,422	23,290
Prima en contratos de estabilidad jurídica	(1.4)	7,544	8,039
Otros		232	-
<b>Total cargos diferidos</b>		<b>255,306</b>	<b>180,645</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

(1.1) El detalle de este rubro es el siguiente:

Concepto	2012	2011
Impuesto diferido débito año anterior	113,621	86,776
Ajuste declaración renta	-	15,535
Incremento de la provisión durante el año	113,487	11,311
<b>Total impuesto diferido debito</b>	<b>227,108</b>	<b>113,621</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

(1.2) Correspondía a los estudios asociados al proyecto Porce IV que en el 2012 se llevaron como gasto por \$35,695.

(1.3) Hace referencia 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.

(1.4) Corresponde a la prima pagada a la Nación por el contrato de estabilidad jurídica para la actividad de generación energía de EPM. Se suscribió a un plazo de veinte (20) años y su valor fue equivalente al 0.5% del valor de las inversiones realizadas en período improductivo y el 1% en la etapa de operación. El monto inicial ascendió a \$9,894.

(2) En el 2012, se registraron compras para el programa Habilitación Viviendas por \$4,686 de obras y mejoras en propiedad ajena y la capitalización de pavimentos por \$5,379. También



se amortizó la vía Sustitutiva de Porce III que fue entregada al departamento de Antioquia y a la Nación, así como el puente vehicular en vía de acceso a la planta Riogrande I, además de la amortización de las obras de compensación realizadas en La Guajira, producto de la construcción del Parque Eólico.

(3) Los bienes entregados a terceros al 31 de diciembre corresponden a:

Concepto		2012	2011
Bienes entregados en comodato	(3.1)	1,836	44,184
Bienes entregados en administración		6,641	7,294
Provisión		(4)	(209)
Amortización	(3.2)	(4,405)	(40,646)
<b>Total bienes entregados a terceros</b>		<b>4,068</b>	<b>10,623</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

(3.1) La variación se debe principalmente al traslado al costo de 146,829 medidores del programa Energía Prepago por \$41,588 (2011 - incremento \$17,451), atendiendo el instructivo 16 de 2012 de la CGN, en relación con los activos de menor cuantía.

(3.2) La amortización acumulada de bienes entregados a terceros, comprende:

Concepto	2012	2011
Saldo inicial	40,646	22,676
Amortización del periodo costo	5,547	18,176
Gasto ejercicios anteriores	-	3
Retiros	(41,786)	-
Otros (disminuciones) incrementos	(2)	(209)
<b>Saldo final</b>	<b>4,405</b>	<b>40,646</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

(4) El detalle de los intangibles al 31 de diciembre es:

Concepto		2012	2011
Crédito mercantil	(4.1)	647,400	649,536
Software, licencias y derechos		97,722	182,142
<b>Subtotal intangibles</b>		<b>745,122</b>	<b>831,678</b>
Menos amortización crédito mercantil		(28,001)	(18,204)
Menos amortización otros		(75,501)	(149,929)
<b>Subtotal amortización</b>	(4.2)	<b>(103,502)</b>	<b>(168,133)</b>
<b>Total intangibles</b>		<b>641,620</b>	<b>663,545</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

(4.1) La composición del crédito mercantil al 31 de diciembre es el siguiente:

2012

Empresa	Año adquisición	Periodo amortización	Costo	Amortización	Valor neto
Hidroeléctrica del Teribe S. A. - HET	2003	3 años	6,032	-	6,032
Distribución Eléctrica Centroamericana II S. A. - DECA II	2010	46 años	336,140	(15,958)	320,182
Gestión de Empresas Eléctricas S. A - GESA	2010	46 años	17,678	(764)	16,914
EPM Ituango S. A. E.S.P.	2011	50 años	177,667	-	177,667
Panamá Distribution Group	2011	18 años	109,883	(11,279)	98,604
<b>Total crédito mercantil</b>			<b>647,400</b>	<b>(28,001)</b>	<b>619,399</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

2011

Empresa	Año adquisición	Periodo amortización	Costo	Amortización	Valor neto
Hidroeléctrica del Teribe S. A. - HET	2003	3 años	6,032	-	6,032
Distribución Eléctrica Centroamericana II S. A. - DECA II	2010	46 años	336,140	(8,716)	327,424
Generadores Hidroeléctricos S. A. - Genhido	2010	5 años	18,726	(3,850)	14,876
Gestión de Empresas Eléctricas S. A. - GESA	2010	46 años	17,678	(382)	17,296
EPM Ituango S. A. E.S.P.	2011	42 años	177,667	-	177,667
Hidronorte S. A.	2011	5 años	1,324	-	1,324
Panamá Distribution Group	2011	18 años	91,969	(5,256)	86,713
<b>Total crédito mercantil</b>			<b>649,536</b>	<b>(18,204)</b>	<b>631,332</b>

\*Cifras en millones de pesos colombianos

El crédito mercantil de HET y EPM Ituango S. A. E.S.P. se amortizarán una vez entren en operación las hidroeléctricas. En el 2012 se vendieron las participaciones accionarias en Genhido S. A. e Hidronorte S. A. lo que implicó retiros con cargo al gasto amortización por \$6,960.

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

Movimiento amortización	2012	2011
Saldo inicial	168,133	202,394
Costo amortización intangibles	12,293	12,950
Gasto amortización intangibles	195	690
Gasto financiero amortización intangibles	16,757	16,730
Gasto ejercicios anteriores	-	(2)
Otras disminuciones	(93,876)	(64,629)
<b>Saldo final</b>	<b>103,502</b>	<b>168,133</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

## (5) Patrimonios autónomos

- Comprende el programa de Financiación Social EPM-UNE, que busca mejorar la calidad de vida de sus clientes ofreciéndoles facilidades crediticias para la compra, en los establecimientos de comercio vinculados al programa, electrodomésticos, gasodomésticos, equipos de cómputo, audio y video o realizar mejoras en el hogar.

Durante el año se aportaron \$17,730 (2011 \$ -28,125) recursos provenientes del crédito por USD 10,000 otorgado por el BID, lo que implicó cambios en la participación de cada empresa así EPM 86.7% (2011 - 83.33%) y UNE 13.3% (2011 - 16.67%).

El movimiento del patrimonio durante el año se refleja a continuación:

Patrimonio autónomo financiación social	2012	2011
Saldo inicial	61,895	30,168
Aportes	17,730	28,125
Rendimientos financieros	4,243	3,602
<b>Saldo final</b>	<b>83,868</b>	<b>61,895</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

- La UPME, bajo la convocatoria pública UPME-01-2008, seleccionó a EPM para realizar el diseño, adquisición de los suministros, construcción, puesta en servicio, operación y mantenimiento de la subestación Nueva Esperanza y las líneas de transmisión asociadas.

El contrato de fiducia tiene por objeto la conformación de un patrimonio autónomo con los bienes fideicomitidos para ser administrados por parte de la Fiduciaria, en su calidad de vocera del Fideicomiso, con el fin de contratar la interventoría del proyecto y asegurar los pagos que corresponden al interventor en virtud del contrato de interventoría

El movimiento del patrimonio durante el año se refleja a continuación:

Patrimonio autónomo proyecto Nueva Esperanza	2012	2011
Saldo inicial	862	1,518
Aportes	795	-
Pagos	(757)	(695)
Rendimientos financieros	27	39
<b>Saldo final</b>	<b>927</b>	<b>862</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

## Nota 22 Valorizaciones

Las valorizaciones al 31 de diciembre comprenden:

Concepto		2012	2011
Inversiones participación patrimonial		2,538,955	2,516,944
Inversiones método del costo	(1)	1,593,294	1,623,433

Propiedades, planta y equipo	(2)	6,216,303	5,429,861
Otros activos		53,481	78,486
<b>Total valorizaciones</b>		<b>10,402,033</b>	<b>9,648,724</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) La variación de la valorización corresponde a un efecto combinado de la disminución del valor en bolsa de las acciones de ISA \$9,600/acción (2011 -\$11,200/acción) e incremento de las de Isagen \$2,505/acción (2011 -\$2,080/acción).
- (2) Al 31 de diciembre comprende:

Concepto	2,012	2011
Plantas, ductos y túneles	2,488,185	2,366,629
Edificaciones	1,150,871	1,164,449
Terrenos	1,166,572	982,834
Redes, líneas y cables	1,352,743	869,546
Maquinaria y equipo	12,241	12,074
Equipo transporte tracción y elevación	33,495	21,266
Muebles, enseres y equipo de oficina	11,799	11,805
Equipo de comunicación y computación	61	1,134
Equipo médico y científico	330	119
Equipo comedor y cocina	6	6
<b>Total valorizaciones</b>	<b>6,216,303</b>	<b>5,429,861</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

En el 2012 se hizo avalúo técnico a la infraestructura de redes y edificaciones del negocio Distribución y Transmisión de Energía, y también se hicieron avalúos a las edificaciones del negocio de Gas y de las plantas Guatapé y Playas.

## Pasivos

### Nota 23 Operaciones de crédito público

Las operaciones de crédito público al 31 de diciembre, son:

Operaciones de crédito público		2012	2011
<b>Deuda pública interna de corto plazo</b>			
Bonos mercado local		-	36,700
<b>Deuda pública externa de corto plazo</b>			
Bank of Tokyo	(1)	29,473	32,382
Créditos Banco Interamericano de Desarrollo - BID	(2)	94,668	71,972
Santander Benelux		-	2,063
<b>Total operaciones de crédito público corrientes</b>		<b>124,141</b>	<b>143,117</b>
<b>Deuda pública interna de largo plazo</b>			
Bonos mercado local	(3)	1,295,710	1,295,710
Banco Corpbanca S. A.	(4)	72,000	72,000
Banco Bilbao Vizcaya Argentaria Colombia S. A. - BBVA	(4)	180,000	180,000
Banco Davivienda S. A.	(4)	270,000	270,000
Helm Bank S. A.	(4)	35,000	35,000
<b>Deuda pública externa de largo plazo</b>			
Bank of New York - Bonos internacionales	(5)	884,115	971,350
Bank of New York - Bonos globales pesos	(6)	1,250,000	1,250,000
Créditos Banco Interamericano de Desarrollo - BID	(2)	653,669	696,000
Bank of Tokyo	(1)	294,700	356,158
International Financial Corporation - IFC	(7)	617,112	-
<b>Total operaciones de crédito no corrientes</b>		<b>5,552,306</b>	<b>5,126,218</b>
<b>Total operaciones de crédito</b>		<b>5,676,447</b>	<b>5,269,335</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Préstamo con los bancos Tokio-Mitsubishi y Bilbao Vizcaya Argentaria (BBVA) sede de Tokio, con garantía de JBIC, por USD 200 millones, para la financiación de Porce III, cuyo contrato fue firmado en septiembre de 2008 y desembolsado en su totalidad en enero de 2009. De este crédito se desprenden covenants financieros, así:

(Deuda/ EBITDA): EPM no permitirá que el indicador Total Deuda Financiera / Ebitda exceda de 2.9 a 1 veces.

(Deuda / Patrimonio): EPM no permitirá que el indicador Total Deuda Largo Plazo / Patrimonio exceda de 1.5 a 1 veces.

- (2) Este rubro corresponde a los créditos BID 792, 800 y 1664, los cuales financiaron proyectos de inversión. Como respaldo a la Garantía de la Nación, EPM firmó contratos de contragarantía con la Nación al momento de cierre de las operaciones de crédito.

Del crédito 1664 se desprenden covenants financieros así:

(Deuda total/EBITDA) del Grupo EPM debe ser menor o igual a 3.5.

(Deuda de largo plazo/Activos) del Grupo EPM no debe exceder 1.5 veces sus activos.

- (3) Corresponde a la emisión de bonos en el mercado local, celebrada entre noviembre de 2010 y diciembre de 2011 con las siguientes características:

Subserie	Monto adjudicado (COP) a 2011	Monto adjudicado (COP) a 2010
A5a IPC 5 años	151,600	151,600
A10a IPC 10 Años	313,010	313,010
A15a IPC 15 años	198,400	198,400
B3a DTF 3 Años	-	204,290
C10a Tasa Fija 10 Años	132,700	132,700
A6a IPC 6 años	112,700	112,700
A12a IPC 12 años	119,900	119,900
A20a IPC 20 años	267,400	267,400
<b>TOTAL</b>	<b>1,295,710</b>	<b>1,500,000</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

- (4) En octubre de 2010 obtuvo un empréstito bajo la modalidad de “club deal” por \$557,000, recursos destinados al plan general de inversiones de la empresa, tanto para las adquisiciones de empresas en el mercado local e internacional, como para el plan de inversiones propias en infraestructura. El plazo de la operación es de 10 años, con 3 años de gracia.
- (5) En julio de 2009 se emitieron bonos en el mercado internacional de capitales, por un monto de USD 500 millones, destinados a la financiación de Porce III. La emisión, que recibió una calificación de grado de inversión de Baa3 por Moody’s y BB+ por Fitch Ratings, fue colocada a un rendimiento de 7.875% con un vencimiento a julio 29 de 2019 y un cupón de 7.625%.
- (6) En enero de 2011 EPM emitió bonos globales en pesos en el mercado internacional de capitales, por un monto de \$1,250,000, destinados 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 final a febrero 1 de 2021 y un cupón de 8.375%.
- (7) Préstamo tipo AB con International Finance Corporation -IFC- como líder y 15 bancos comerciales en el tramo B, por USD 349 millones, para la financiación del programa Antioquia Iluminada y planes de expansión y reposición de redes de acueducto y alcantarillado y de transmisión de energía. El contrato fue firmado en diciembre de 2011 y en agosto se realizó el primer desembolso. De este crédito se desprenden covenants financieros, así:

(Deuda/EBITDA): EPM no permitirá que el indicador Total Deuda Financiera/EBITDA exceda de 3.5 a 1 veces.

(EBITDA/Gasto Intereses Neto): EPM no permitirá que el indicador EBITDA/Gasto Intereses Neto sea inferior de 3.0 a 1 veces.

Al 31 de diciembre las operaciones de crédito público en términos generales, se negociaron con las siguientes tasas de interés:

Concepto	Tasas de interés 2012	2012	Tasas de interés 2011	2011
Bonos internacionales (USD)	7.625%	884,115	7.625%	971,350
Bonos internacionales globales en pesos	8.375%	1,250,000	8.375%	1,250,000
Bonos locales	Fija: 10.80%, 13.80% IPC+ 3.25% a 7.12% DFT + 1.49% a 2.59%	1,295,710	Fija: 10.80%, 13.80% IPC+ 3.25% a 7.12% DFT + 1.49% a 2.59%	1,332,410
Créditos Banca Multilateral - BID	Libor + TV + spread de 1.05% a 1.43%	748,337	Libor + TV + spread de 1.05% a 1.43%	767,972
Santander Benelux	N.A.	-	Libor + 0.4%	2,063
Crédito Bank of Tokyo	Libor + 0.95%	324,173	Libor + 0.95%	388,540
Crédito International Financial Corporation - IFC	Libor + 1.875% a 2.15%	617,112	N.A.	-
Créditos banca local	DTF + 3.4%	557,000	DTF + 3.4%	557,000
<b>Total operaciones de crédito público</b>		<b>5,676,447</b>		<b>5,269,335</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

El detalle de los vencimientos de las operaciones de crédito público no corrientes, al 31 de diciembre en la moneda original y su equivalente en pesos, corresponde a:

Año	Dólar americano (miles)	Pesos colombianos (millones)	Equivalente en millones de pesos
2014	163,789	231,171	520,788
2015	137,434	79,571	322,586
2016	140,029	192,271	439,875
2017	83,363	79,571	226,976
2018 en adelante	860,718	2,520,126	4,042,081
<b>Total</b>	<b>1,385,333</b>	<b>3,102,710</b>	<b>5,552,306</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

## Nota 24 Operaciones de cobertura

El saldo al 31 de diciembre de las operaciones de cobertura se discriminó así:

Concepto		2012	2011
Obligaciones en contratos derivados		141,166	147,926
Derechos en contratos derivados (DB)		(96,665)	(110,960)
<b>Total instrumentos derivados corrientes</b>	<b>(1)</b>	<b>44,501</b>	<b>36,966</b>
Obligaciones en contratos derivados		274,969	416,135
Derechos en contratos derivados (DB)		(189,531)	(314,434)
<b>Instrumentos derivados no corrientes</b>	<b>(2)</b>	<b>85,438</b>	<b>101,701</b>
<b>Total instrumentos derivados</b>		<b>129,939</b>	<b>138,667</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Las operaciones con instrumentos derivados al 31 de diciembre en su porción corriente, se resumen en:

Concepto	Entidad	2012		
		Derecho	Obligación	Cobertura
Swap dólar-peso	Citibank 1664	67,193	110,428	(43,235)
Cross Currency Swap	JP Morgan Tramo JBIC	7,368	7,442	(74)
	BBVA -JBIC	11,789	12,405	(616)
	Bancolombia -JBIC	10,315	10,891	(576)
<b>Total corto plazo</b>		<b>96,665</b>	<b>141,166</b>	<b>(44,501)</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

Concepto	Entidad	2011		
		Derecho	Obligación	Cobertura
Swap de cupones	Royal Bank of Scotia	291	323	(32)
	Bancolombia	198	215	(17)
	Citibank 1664	192	205	(13)
	JP Morgan	192	206	(14)
	JP Morgan Tramo JBIC	8,095	7,442	653
Cross Currency Swap	BBVA -JBIC	12,952	12,404	548
	Bancolombia -JBIC	11,332	10,891	441
	Citibank	77,708	116,240	(38,532)
<b>Total corto plazo</b>		<b>110,960</b>	<b>147,926</b>	<b>(36,966)</b>

\*Cifras en millones de pesos colombianos

- (2) Las coberturas de largo plazo al 31 de diciembre, comprenden:

Concepto	Entidad	2012		
		Derecho	Obligación	Cobertura
Swap dólar-peso	Citibank	130,588	213,492	(82,904)
Cross Currency Swap	JP Morgan Tramo V JBIC	14,736	14,885	(149)
	BBVA - JBIC	23,578	24,810	(1,232)
	Bancolombia -JBIC	20,629	21,782	(1,153)
<b>Total largo plazo</b>		<b>189,531</b>	<b>274,969</b>	<b>(85,438)</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos



Concepto	Entidad	2011		
		Derecho	Obligación	Cobertura
Swap dólar-peso	Citibank	217,294	323,920	(106,626)
Cross Currency Swap	JP Morgan Tramo V JBIC	24,286	22,327	1,959
	BBVA - JBIC	38,856	37,215	1,641
	Bancolombia - JBIC	33,998	32,673	1,325
<b>Total largo plazo</b>		<b>314,434</b>	<b>416,135</b>	<b>(101,701)</b>

\*Cifras en millones de pesos colombianos

El detalle de los vencimientos de las operaciones de cobertura de largo plazo, al 31 de diciembre, se discriminó así:

Vencimiento	Derechos	Obligaciones	Total neto
2014	92,812	133,940	(41,128)
2015	45,440	56,754	(11,314)
2016	51,279	84,275	(32,996)
<b>Total</b>	<b>189,531</b>	<b>274,969</b>	<b>(85,438)</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

## Nota 25 Cuentas por pagar

Al 31 de diciembre el saldo de las cuentas por pagar comprende:

Cuentas por pagar		2012	2011
Adquisición de bienes y servicios nacionales		153,140	298,174
Adquisición de bienes y servicios del exterior		18,792	31,259
Intereses por pagar		169,725	171,137
Acreedores		156,797	341,325
Otras cuentas por pagar		8,511	20,570
Vinculados económicos	Nota 40	22,074	46,458
<b>Cuentas por pagar corriente</b>		<b>529,039</b>	<b>908,923</b>
Acreedores		-	50,000
Recursos recibidos en administración		16,298	24,420
Otros depósitos recibidos		351	669
<b>Cuentas por pagar no corriente</b>		<b>16,649</b>	<b>75,089</b>
<b>Total cuentas por pagar</b>		<b>545,688</b>	<b>984,012</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

El Municipio de Medellín, previa autorización del Concejo Municipal, incorporó en el Acuerdo 53 de 2010, por medio del cual se establece el programa “Créditos condonables para matrículas y sostenimiento en educación superior de jóvenes de estratos 1, 2 y 3”, excedentes extraordinarios a recibir por parte de EPM por \$150,000. El Acuerdo estableció que estos recursos se pagarían en tres cuotas de \$50,000 cada una, durante los periodos 2011, 2012 y 2013. Al 31 de diciembre están pendientes por pagar \$50,000.

## Nota 26 Impuestos, contribuciones y tasas por pagar

Los impuestos, contribuciones y tasas por pagar al 31 de diciembre comprenden:

Concepto		2012	2011
Impuesto de renta y complementarios	(1)	215,415	255,727
Retención en la fuente		24,465	24,333
Impuesto al patrimonio	(2)	69,133	69,133
Impuesto de industria y comercio		22,737	23,494
Impuesto a las ventas en importaciones temporales	(3)	13,951	-
Otros impuestos, contribuciones y tasas	(4)	25,317	28,051
<b>Total impuestos por pagar corriente</b>		<b>371,018</b>	<b>400,738</b>
Impuesto al patrimonio	(2)	69,133	138,266
Impuesto a las ventas en importaciones temporales	(3)	20,580	34,531
<b>Total impuestos por pagar no corriente</b>		<b>89,713</b>	<b>172,797</b>
<b>Total impuestos, contribuciones y tasas por pagar</b>		<b>460,731</b>	<b>573,535</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

### (1) La provisión para cubrir obligaciones fiscales al 31 de diciembre:

Provisiones para obligaciones fiscales	2012	2011
Impuesto de renta y complementarios		
Impuesto corriente	512,466	436,288
Menos:		
Descuento por inversión acueductos regionales	4,975	47,399
IVA descontable en renta	5,304	2,409
Retenciones en la fuente y anticipo	207,774	126,240
Descuento tributario dividendos del exterior	77,820	3,968
Otros descuentos tributarios	1,178	545
<b>Total impuesto de renta y complementarios</b>	<b>215,415</b>	<b>255,727</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

La conciliación entre la utilidad antes de impuestos y la renta líquida gravable al 31 de diciembre, se detalla a continuación:

Concepto	2012	2011
<b>Utilidad contable antes de impuestos</b>	<b>2,167,325</b>	<b>1,961,869</b>
Más:		
Dividendos recibidos	353,385	79,098
Depreciación y amortización contable	313,854	291,642
Provisiones no deducibles	91,909	43,295
Cálculo actuarial contable	35,603	44,473
Otras partidas	25,840	26,359
Corrección monetaria diferida	11,736	11,736
Rendimientos lineales patrimonios autónomos	5,831	-
Utilidad en venta de acciones	381	-
Diferencia en cambio inversiones del exterior	-	13,221
Provisión de cartera fiscal	-	27,115
<b>Subtotal partidas que suman</b>	<b>838,539</b>	<b>536,939</b>
Menos:		
Depreciación y amortización fiscal	758,751	611,053
Ingresos no constitutivos de renta	182,988	105,356
Método de participación patrimonial	145,507	256,048
Utilidad contable en venta de activos	133,240	-
Cálculo actuarial fiscal	64,615	71,026
Deducción activos fijos reales productivos	61,484	71,939
Ingresos años anteriores	32,392	6,908
Utilidad por valoración de inversiones	17,261	-
Provisión cartera fiscal	11,287	11,108
Deducción discapacitados y otros	2,606	5,678
Amortización plan pérdida y acumulada	-	1,360
<b>Subtotal partidas que restan</b>	<b>1,410,131</b>	<b>1,140,476</b>
<b>Renta líquida</b>	<b>1,595,733</b>	<b>1,358,332</b>
Menos renta exenta	42,805	36,246
<b>Renta líquida gravable</b>	<b>1,552,928</b>	<b>1,322,086</b>
Tarifa de impuestos	33%	33%
Impuesto corriente	512,466	436,287
Descuentos tributarios	(83,735)	(51,434)
Impuesto diferido crédito	98,341	61,343
Impuesto diferido débito	(113,487)	(11,311)
<b>Provisión impuesto sobre la renta cargada a resultados</b>	<b>413,585</b>	<b>434,885</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

Las disposiciones fiscales vigentes aplicables a la empresa estipulan que:

a) Las rentas fiscales por norma general se gravan a la tarifa del 33% a título de impuesto de renta y complementarios, exceptuando los contribuyentes que por expresa disposición manejen tarifas especiales. Para el 2012 la tasa efectiva del impuesto sobre la renta<sup>2</sup> es del 18% (2011 - 21.53%) impactada principalmente por el reconocimiento del impuesto diferido débito generado por el crédito mercantil de las inversiones en Guatemala.

Asimismo, durante el 2012 se aplican mayores descuentos tributarios por los impuestos pagados en el exterior sobre los dividendos provenientes de Guatemala y Panamá. Por otra parte, se generan menores descuentos por las inversiones en empresas regionales de acueducto y alcantarillado, debido a que en relación con el 2011 la empresa realizó menores capitalizaciones en esas sociedades.

EPM no accede al beneficio de auditoría tributaria porque es incompatible con el beneficio de la deducción especial por adquisición de activos fijos reales productivos, aplicable al negocio de generación que cuenta con el contrato de estabilidad jurídica.

b) La base para determinar el impuesto sobre la renta no puede ser inferior al 3% de su patrimonio líquido en el último día del ejercicio gravable inmediatamente anterior. La empresa está excluida de calcular impuesto bajo el método de renta presuntiva.

c) A partir del año gravable 2007 se eliminó para efectos fiscales, el sistema de ajustes integrales por inflación y se reactivó el impuesto de ganancias ocasionales para las personas jurídicas sobre el total de la ganancia ocasional gravable que obtengan los contribuyentes durante el año. La tarifa única aplicable sobre la ganancia ocasional gravable hasta el año 2012 es del 33%. El artículo 109 de la Ley 1607 de diciembre de 2012, estableció la nueva tarifa para el impuesto sobre ganancias ocasionales de las sociedades en un 10%, a partir el año gravable 2013.

d) A partir del año gravable 2007 y únicamente para efectos fiscales, los contribuyentes podrán reajustar anualmente el costo de los bienes muebles e inmuebles que tengan carácter de activos fijos. El porcentaje de ajuste será el que fije la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales mediante resolución.

e) Hasta el año gravable 2010, y para aquellos contribuyentes que tuviesen un contrato firmado hasta el 31 de diciembre de 2012, es aplicable la deducción especial por inversiones efectivas realizadas en activos fijos reales productivos equivalente al 30% del valor de la inversión y su utilización no genera utilidad gravada en cabeza de los socios o accionistas. Los contribuyentes que hubieren adquirido activos fijos depreciables a partir del 1° de enero de 2007 y utilicen la deducción aquí establecida, sólo podrán depreciar dichos activos por el sistema de línea recta y no tendrán derecho al beneficio de auditoría, aun cumpliendo los presupuestos establecidos en las normas tributarias para acceder al mismo. Sobre la deducción tomada en años anteriores, si el bien objeto del beneficio se deja de utilizar en la actividad productora de renta, se enajena o se da de baja antes del término de su vida útil, se debe incorporar un ingreso por recuperación proporcional a la vida útil restante al momento de su abandono o venta. La ley 1607 de 2012, derogó la norma que permitía firma contratos de estabilidad jurídica, a partir del año gravable 2013.

---

<sup>2</sup> Calculada considerando la provisión del impuesto reflejada en el Estado de actividad financiera, económica, social y ambiental, sobre la utilidad antes de impuestos.

f) Al 31 de diciembre de 2012, la empresa no cuenta con saldos de pérdidas fiscales ni excesos de renta presuntiva sobre renta ordinaria por compensar.

g) Para el año 2013, la Ley 1607 de diciembre de 2012, reduce la tarifa del impuesto de renta al 25% y crea el impuesto sobre la renta para la equidad “CREE”, el cual para el año 2013, 2014 y 2015 tendrá un tarifa del 9%. A partir del año gravable 2016, la tarifa de este impuesto será del 8%. Salvo algunas deducciones especiales, así como la compensación de pérdidas y excesos de renta presuntiva, beneficios no aplicables al CREE, la base de este impuesto será la misma base gravable que el impuesto neto de renta. Se exceptúa del impuesto sobre la renta para la equidad CREE, las entidades sin ánimo de lucro y las empresas que sean catalogadas como usuarios de zona franca.

h) Según indica la Ley 1607 de diciembre de 2012, en su artículo 25, a partir del 1 de julio de 2013, estarán exoneradas del pago de aportes parafiscales a favor de SENA y ICBF, las personas jurídicas y asimiladas contribuyentes declarantes del impuesto sobre la renta y complementarios, correspondientes a los trabajadores que devenguen, individualmente considerados, hasta diez (10) salarios mínimos mensuales vigentes. Esta exoneración no aplica a aquellos contribuyentes no sujetos al impuesto CREE.

### **Estabilidad jurídica - Impuesto al patrimonio**

Como se indicó antes, EPM suscribió con la Nación el contrato de estabilidad jurídica EJ-04 de 2008, que también protege la actividad de generación de energía contra cambios adversos en las normas del impuesto al patrimonio y, por ello, la empresa contaba con la expectativa de no pagar dicho impuesto más allá del que estuvo vigente entre los años 2007 y 2010.

Con la expedición de la Ley 1370 de 2009, se dispuso una nueva forma de causación del impuesto al patrimonio en el 2011, pagadero entre 2011 y 2014, pero en diciembre de 2010 la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales, DIAN, emitió el concepto 098797 donde indicó, entre otros aspectos, que: “ El nuevo impuesto sobre el patrimonio, creado por la Ley 1370 de 2009 y que se causa el 1° de enero de 2011, sí es aplicable a los contribuyentes que se acogieron al régimen especial de estabilidad jurídica consagrado en la Ley 963 de 2005”, opinión que fue ratificada por el MME, en su calidad de parte en el mencionado contrato.

Con los pronunciamientos de la DIAN y del MME, la administración de EPM decidió presentar la declaración del impuesto al patrimonio por la vigencia 2011 incluyendo el impuesto de la actividad de generación de energía, con el ánimo de protegerse contra eventuales litigios con la autoridad tributaria y, en particular, de eventuales sanciones tributarias. A la fecha, y por tratarse de una diferencia contractual más nos tributaria, la Administración adelanta la contratación de un asesor externo que represente a la empresa en la controversia contractual en defensa de sus intereses.

### **Conciliación entre el patrimonio contable y el patrimonio líquido fiscal**

Las principales partidas que componen la conciliación entre el patrimonio contable y el patrimonio líquido fiscal a la fecha de corte fueron:

Concepto	2012	2011
<b>Patrimonio contable</b>	<b>21,260,843</b>	<b>19,977,946</b>
<b>Más:</b>	<b>4,492,586</b>	<b>4,214,465</b>
Ajustes por inflación fiscal a propiedades, planta y equipo e intangibles	2,703,012	2,739,430
Impuesto diferido crédito	671,110	572,770
Adición crédito mercantil	388,358	-
Provisión impuesto sobre la renta e industria y comercio	238,153	279,221
Ajuste por inflación fiscal a inversiones	145,331	145,331
Provisión de litigios y demandas	105,470	70,550
Calculo actuarial por amortizar fiscal	85,883	114,894
Provisión inversiones, inventarios, litigios y demandas, propiedades, planta y equipo, prima de antigüedad	74,132	117,200
Exceso provisión cartera	29,178	40,466
Otras provisiones para contingencias (Porce)	27,777	21,192
Cargo por corrección monetaria diferida	24,019	30,023
Ajuste inversiones del exterior	163	29,677
Ajuste inversiones temporales (Circular DIAN)	-	53,711
<b>Menos:</b>	<b>17,349,785</b>	<b>16,393,527</b>
Valorización inversiones	4,132,249	4,140,377
Valorización propiedades, planta y equipo	6,269,784	5,508,347
Ajustes por inflación fiscal depreciación y amortización acumulada	2,398,278	2,374,259
Exceso depreciación fiscal sobre la contable	1,916,560	1,618,558
Método de participación patrimonial	1,709,883	2,287,528
Reclasificación del crédito mercantil Deca II - PDG	268,369	-
Impuesto diferido débito	227,108	113,621
Pasivo real renta	215,415	255,727
Diferencia en cambio asociada al endeudamiento de proyectos	117,108	-
Crédito por corrección monetaria diferida	70,963	88,704
Menor ajuste por diferencia en cambio inversiones en el exterior	24,064	-
Cuenta por cobrar por dividendos no realizados	4	6,406
<b>Patrimonio líquido fiscal</b>	<b>8,403,644</b>	<b>7,798,884</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

- (2) El valor del impuesto al patrimonio incluyendo la sobretasa fue de \$276,532. Se causó el 1 de enero de 2011 y se pagará en ocho cuotas iguales (dos cuotas anuales) durante cuatro años. La empresa registró el monto total del impuesto al patrimonio con cargo a la cuenta revalorización del patrimonio.

El impuesto al patrimonio pagado por EPM al 2012 ascendió a \$138,266 (2011 - \$69,133), quedando un saldo por pagar corriente de \$69,133 y una porción no corriente de \$69,133.

- (3) Valor correspondiente al IVA que se estima pagar al término de cinco años, por equipos adquiridos para el proyecto hidroeléctrico Porce III bajo la modalidad de importación temporal de largo plazo de maquinaria pesada para industria básica. Al finalizar el quinto año se cambiará la modalidad de importación a ordinaria, surgiendo con ello la obligación de liquidar y pagar el IVA (artículos 142 a 145 del Decreto 2685 de 1999). Este IVA se empezará a pagar a partir de 2013.

El detalle de los valores a cancelar por año es el siguiente:

Año de adquisición de maquinaria	Valor IVA pagado en la importación	Año de pago del IVA
2008	13,951	2013
2009	20,580	2014
<b>Total</b>	<b>34,531</b>	

- (4) Incluye \$15,629 (2011 - \$12,165) de contribuciones a los municipios y corporaciones regionales por Ley 99 y \$5,520 (2011 - \$11,945) de aranceles por importaciones.

## Nota 27 Obligaciones laborales

El saldo de obligaciones laborales al 31 de diciembre fue:

Concepto		2012	2011
Cesantías	(1)	19,216	17,903
Prima de vacaciones	(2)	15,326	14,562
Vacaciones		7,766	7,411
Intereses sobre cesantías		5,574	5,438
Nómina por pagar		3,507	3,673
Otras primas		3,446	4,246
Otros salarios y prestaciones sociales		1,594	1,506
<b>Total obligaciones laborales corrientes</b>		<b>56,429</b>	<b>54,739</b>
Cesantías	(1)	27,522	27,880
Prima de antigüedad	(3)	26,848	24,929
<b>Obligaciones laborales no corrientes</b>		<b>54,370</b>	<b>52,809</b>
<b>Total obligaciones laborales</b>		<b>110,799</b>	<b>107,548</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) La porción corriente corresponde a las cesantías de los empleados que se acogieron a la Ley 50 de 1990 y 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 que disfrutaron de vacaciones, equivalente a 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. En EPM los trabajadores oficiales tienen derecho a esta prima cada que cumplen cinco años de servicio en la empresa, continuos o discontinuos.

## Nota 28 Obligaciones pensionales y conmutación pensional

Las obligaciones pensionales de EPM, pensiones y bonos, están amortizadas al 100%. Al 31 de diciembre correspondieron a:

Concepto	2012	2011
<b>Pasivo pensional</b>		
Cálculo actuarial de pensiones	36,074	34,209
Cálculo actuarial bonos pensionales	27,609	4,340
<b>Total pasivo pensional EPM</b>	<b>63,683</b>	<b>38,549</b>
<b>Conmutación pensional EADE</b>		
Obligación pensional	9,859	9,525
Bonos	1,549	323
<b>Total conmutación pensional</b>	<b>11,408</b>	<b>9,849</b>
<b>Total obligaciones pensionales y conmutación porción corriente</b>	<b>75,091</b>	<b>48,398</b>
<b>Pasivo pensional</b>		
Cálculo actuarial de pensiones	296,181	312,522
Cálculo actuarial bonos pensionales	358,829	369,275
<b>Total pasivo pensional EPM</b>	<b>655,010</b>	<b>681,797</b>
<b>Conmutación pensional EADE</b>		
Obligación pensional	59,291	59,429
Bonos	22,361	26,863
<b>Total conmutación pensional</b>	<b>81,652</b>	<b>86,292</b>
<b>Total obligaciones pensionales y conmutación porción no corriente</b>	<b>736,662</b>	<b>768,089</b>
<b>Total obligaciones pensionales y conmutación</b>	<b>811,753</b>	<b>816,487</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

El movimiento del pasivo pensional y la conmutación pensional durante el periodo fue:



Concepto	Pensiones	Bonos	Total cálculo actuarial
<b>Pasivo pensional EPM</b>			
Saldo a 31 de diciembre de 2010	355,313	353,304	708,617
Pagos durante el año 2011	(30,275)	(2,469)	(32,744)
Aumento del cálculo en 2011	21,693	22,780	44,473
Saldo a 31 de diciembre de 2011	346,731	373,615	720,346
Pagos durante el año 2012	(31,225)	(6,031)	(37,256)
Aumento del cálculo en 2012	16,749	18,854	35,603
Saldo a diciembre de 2012	332,255	386,438	718,693
<b>Conmutación pensional</b>			
Saldo a 31 de diciembre de 2010	69,060	26,059	95,119
Pagos durante el año 2011	(7,791)	(431)	(8,222)
Aumento del cálculo en 2011	7,686	1,558	9,244
Saldo a 31 de diciembre de 2011	68,955	27,186	96,141
Pagos durante el año 2012	(7,876)	(94)	(7,970)
Aumento (disminuciones) del cálculo en 2012	8,071	(3,182)	4,889
Saldo a diciembre de 2012	69,150	23,910	93,060
<b>Total obligación pensional y conmutación pensional</b>	<b>401,405</b>	<b>410,348</b>	<b>811,753</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

Los principales factores en los cálculos actuariales por concepto de jubilaciones al 31 de diciembre fueron:

Concepto	2012	2011
Número de personas cubiertas EPM	2,333	2,352
Número de personas cubiertas EADE	539	540
Tasa de interés técnico	4.80%	4.80%
Tasa de reajuste pensional*	3.26%	3.53%

\* Esta 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 29 Otros pasivos

Al 31 de diciembre, los valores adeudados por EPM, agrupados en el rubro de otros pasivos, correspondieron a:

Concepto	2012	2011
<b>Recaudos a favor de terceros</b>		
Cobro cartera de terceros	7,380	9,687
Tasa de aseo	14,912	13,546
Alumbrado público	7,602	7,202
Impuestos	4,229	4,086

Otros recaudos		4,296	4,030
Vinculados económicos	Nota 40	1,585	35,209
<b>Total recaudos a favor de terceros</b>	(1)	<b>40,004</b>	<b>73,760</b>
<b>Ingresos recibidos por anticipado</b>			
Ventas		4,821	7,845
Arrendamientos		1,142	1,232
Venta del servicio de energía		15,440	9,978
Otros ingresos recibidos por anticipado		1,678	673
<b>Total ingresos recibidos por anticipado</b>		<b>23,081</b>	<b>19,728</b>
<b>Total otros pasivos corrientes</b>		<b>63,085</b>	<b>93,488</b>
Impuesto diferido	(2)	671,110	572,770
Otros pasivos no corrientes		10	11
<b>Total otros pasivos no corrientes</b>		<b>671,120</b>	<b>572,781</b>
<b>Total otros pasivos</b>		<b>734,205</b>	<b>666,269</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Convenios de recaudo de cartera suscrito con entidades como el Municipio de Medellín y Empresas Varias de Medellín, entre otras.
- (2) El movimiento del impuesto de renta diferido crédito al 31 de diciembre fue:

Concepto	2012	2011
Impuesto diferido crédito año anterior	572,770	506,987
Ajuste declaración renta (años anteriores)	-	4,440
Incremento de la provisión durante el año - Depreciación	98,340	61,343
<b>Total impuesto diferido crédito</b>	<b>671,110</b>	<b>572,770</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

### Nota 30 Pasivos estimados

Los pasivos estimados al 31 de diciembre comprenden:

Concepto		2012	2011
<b>Provisión para contingencias</b>			
Litigios civiles y administrativos	(1)	58,573	40,510
Demandas laborales	(2)	10,991	11,066
Procesos fiscales	(3)	35,906	18,973
Otras contingencias	(4)	35,599	21,192
<b>Total contingencias</b>		<b>141,069</b>	<b>91,741</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

Los litigios civiles y administrativos, laborales y fiscales al 31 de diciembre comprenden:

Tercero	Pretensión	2012	2011
Metro de Medellín	Discusión sobre la remuneración de las redes de EPM para el uso del Metro.	-	17,278
Manuel Márquez y otros	Proyecto Riogrande II, indemnización a la comunidad por no haber adquirido los yacimientos mineros.	10,065	10,065
José Alberto Ruiz Betancur	Lesiones por líneas primarias de energía que pasan cerca de una residencia en Copacabana	7,269	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 USD 3,500,000.	6,189	-
Concretos y Asfaltos S.A	Indemnización de perjuicios de la subgerencia Proyectos Aguas de EPM. USD 3,298,054	5,832	-
Conasfaltos S.A		29,218	5,898
<b>Total contingencias civiles y administrativos (1)</b>		<b>58,573</b>	<b>40,510</b>
Juan Felipe Cardona	Indemnización accidente de trabajo	1,300	1,300
Varios -Empleados Egal	Proceso de solidaridad patronal	850	850
Misael Rivera y otros	Indemnización por solidaridad patronal	-	600
Varios	Otros procesos de cuantía menor a \$500.	8,841	8,316
<b>Total contingencias laborales (2)</b>		<b>10,991</b>	<b>11,066</b>
Municipio de Tuta	Discusión del impuesto de industria y comercio por la actividad de comercialización en el municipio para el generador.	21,702	11,928
Municipio de Yumbo	Discusión del impuesto de industria y comercio por la actividad de comercialización en el municipio para el generador.	8,726	4,942
Municipio de Caloto	Discusión del impuesto de industria y comercio por la actividad de comercialización en el municipio para el generador.	3,704	2,103
Varios	Otros procesos	1,774	-
<b>Total contingencias fiscales (3)</b>		<b>35,906</b>	<b>18,973</b>

- (4) Corresponde al valor estimado que se pagaría por desistir de los contratos que se habían firmado con diferentes contratistas para la ejecución del proyecto hidroeléctrico Porce IV, del cual se declaró la suspensión indefinida en diciembre de 2010 y a la provisión para enfermedades de alto riesgo, catastróficas y ruinosas que debe reconocerse por el Departamento Médico a los empleados beneficiados por este servicio.

Para el 2012 el movimiento de la provisión de contingencias fue:

<b>Provisión para contingencias</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Saldo inicial	91,741	61,166
Gasto provisión	91,629	37,559
Otras provisiones	7,822	-
Gasto de ejercicios anteriores	(25,910)	(1,038)
Pagos	(24,213)	(5,946)
<b>Saldo final</b>	<b>141,069</b>	<b>91,741</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

### **Nota 31 Reservas**

De las cuentas que conforman el patrimonio, las reservas al 31 de diciembre, estaban constituidas por:

<b>Concepto</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Reservas de ley	2,305,062	2,295,437
Reservas ocasionales	574,008	574,008
<b>Subtotal reservas</b>	<b>2,879,070</b>	<b>2,869,445</b>
<b>Fondos patrimoniales</b>		
Fondo autoseguros	3,491	3,491
Plan financiación	3,108	3,108
Fondo de vivienda	992	992
<b>Subtotal fondos patrimoniales</b>	<b>7,591</b>	<b>7,591</b>
<b>Total reservas</b>	<b>2,886,661</b>	<b>2,877,036</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

- \* La Junta Directiva celebrada el 6 de marzo de 2012, aprobó:
- Constituir una reserva por \$130,121 (2011 - \$168,000) sobre los excedentes del 2011, para dar cumplimiento al Artículo 130 del Estatuto Tributario.
  - Constituir una reserva por \$292,753 (2011 - \$228,121) sobre los excedentes del 2011, para dar cumplimiento al Decreto 2336 de 1995, por las utilidades incorporadas a resultados en la aplicación del método de participación patrimonial.
  - Liberar reservas por \$346,482 (2011 - \$0), correspondientes al Artículo 130 del Estatuto Tributario puesto que ya cumplieron su propósito.
  - Liberar reservas constituidas por \$67,467 (2011 - \$19,136) por los excedentes realizados.

## Nota 32 Excedentes

Según acuerdos 05 y 07 del 9 y 30 de mayo de 2012, respectivamente, del Concejo de Medellín, en el 2012 se causaron \$331,746 de excedentes extraordinarios adicionales a los \$458,095 de excedentes ordinarios. El total de excedentes pagados durante el 2012 fueron \$839,841 (2011 - \$797,500).

## Nota 33 Cuentas de orden

Las cuentas de orden comprenden:

### Cuentas de orden deudoras

Las cuentas de orden deudoras al 31 de diciembre, comprenden:

Concepto		2012	2011
Derechos contingentes	(1)	137,989	292,671
Deudoras fiscales	(2)	4,938,511	4,415,353
Deudoras de control	(3)	266,647	216,306
<b>Total cuentas de orden deudoras</b>		<b>5,343,147</b>	<b>4,924,330</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

### Cuentas de orden acreedoras

Las cuentas de orden acreedoras al 31 de diciembre, comprenden:

Concepto		2012	2011
<b>Responsabilidades contingentes</b>			
Litigios y demandas	(4)	751,270	823,811
Avales	(5)	-	77,196
Garantías	(6)	63,585	50,462
Otras responsabilidades contingentes	(7)	80,043	239
<b>Total responsabilidades contingentes</b>		<b>894,898</b>	<b>951,708</b>
Acreedoras fiscales	(8)	17,779,820	2,625,985
Acreedoras de control	(9)	802,980	810,660
<b>Total cuentas de orden acreedoras</b>		<b>19,477,698</b>	<b>4,388,353</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Las cuentas de derechos contingentes corresponden a litigios en procesos civiles en los que EPM demanda a terceros, generalmente contratistas que se considera que incumplieron sus obligaciones contractuales. Estos tienen alta 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, ajustes por

inflación a la propiedad planta y equipo, acciones y aportes y adiciones del crédito mercantil fiscal. En general, diferencias en cuentas de activos, costos y deducciones.

- (3) Corresponde a los derechos en favor de la empresa. Incluye cartera castigada por \$158,186 (2011 - \$46,500), el fondo de autoseguros por \$61,828 (2011 - \$52,564) préstamos del fondo de vivienda de EPM a través de los sindicatos Sintraemsdes y Sinproepm por \$4,642 (2011 - \$33,267).

- (4) Los principales procesos en las cuentas de orden acreedoras contingentes son:

Tercero	Pretensión	2012	2011
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.	34,898	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.	28,475	28,475
Municipio de Bello	Nulidad de resolución por medio de la cual se matricula un establecimiento industrial.	-	84,995
CREG	Se declaró incumplimiento grave e insalvable, y se ordena la ejecución de las garantías del proyecto Porce IV.	-	27,042
Luis Fernando Uribe Restrepo	EPM incumplió el contrato celebrado con GRODCO licitación No. PC-2010-0191 - Porce IV	-	25,000
Varios	Otros procesos menores	687,897	623,401
<b>Total cuentas de orden acreedoras</b>		<b>751,270</b>	<b>823,811</b>

- (5) Aval para respaldar deudas de la filial UNE EPM Bogotá S. A.

Entidad	Concepto	2012	2011	Plazo	Vencimiento
Bonos deuda pública	UNE EPM Bogotá S. A.	-	77.196	10 años	2012
<b>Total avales</b>		-	<b>77.196</b>		

Cifras en millones de pesos colombianos

- (6) Contragarantía al Gobierno Nacional relacionada con los créditos otorgados por el BID. El valor de la garantía corresponde a la pignoración de los ingresos operativos, equivalentes al 120% del servicio de deuda del semestre siguiente de los créditos BID.
- (7) Incluye \$79,804 (2011- \$0) por los desembolsos efectuados por el BID del crédito 2120/OC-CO Programa de Saneamiento del Río Medellín II Etapa, bajo la modalidad de anticipo, pendientes de legalizar, equivalentes a USD 45 millones.
- (8) 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 activos e inversiones, a la depreciación acumulada de propiedades, planta

y equipo y su correspondiente ajuste por inflación, a los ingresos por método de participación no realizados y a la corrección monetaria diferida. En general, diferencias en cuentas de pasivos e ingresos.

- (9) En el 2011 se aprobaron los siguientes créditos que serán desembolsados durante el 2013:
- BID USD \$351.4 millones para el programa de Saneamiento del Rio Medellín - proyecto Planta de Tratamiento de Aguas Residuales Bello, veinticinco (25) años de plazo.
  - AFD USD \$338.2 millones, para proyectos de crecimiento y expansión en los negocios de Generación, Transmisión y Distribución de Energía. Plazo 15 años.

## Estado de actividad financiera, económica, social y ambiental

### Nota 34 Ingresos operacionales, neto

El saldo de ingresos operacionales por los años terminados al 31 de diciembre comprende:

Concepto		2012	2011
<b>Venta de servicios y bienes</b>			
<b>Venta de servicios</b>			
Servicio de energía	(1)	4,013,513	3,818,955
Servicio de saneamiento	(2)	343,307	329,121
Servicio de acueducto	(3)	305,051	283,471
Servicio de gas combustible	(4)	441,482	399,030
Otros servicios	(5)	51,390	49,013
Vinculados económicos	Nota 40	240,970	182,417
<b>Total venta de servicios</b>		<b>5,395,713</b>	<b>5,062,007</b>
Venta de bienes	(6)	38,916	50,162
Vinculados económicos	Nota 40	287	371
<b>Total venta de servicios y bienes</b>		<b>5,434,916</b>	<b>5,112,540</b>
<b>Rebajas y descuentos</b>			
<b>En venta de servicios</b>			
Energía		-	(1,030)
<b>Total en venta de servicios</b>		-	<b>(1,030)</b>
En venta de bienes		(10)	(10)
<b>Total rebajas y descuentos</b>		<b>(10)</b>	<b>(1,040)</b>
<b>Total ingresos operacionales</b>		<b>5,434,906</b>	<b>5,111,500</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Los servicios de energía incluyen los servicios de generación, transmisión y distribución:

**Generación de energía:** el incremento respecto al año anterior fue originado principalmente en: mayores ventas en contratos \$1,073,537 (2011 - \$993,852), dadas las mayores unidades

vendidas y mayores ventas en bolsa \$158,144 (2011 - \$77,506), por el mayor precio promedio y mayores unidades vendidas.

**Transmisión y distribución de energía:** el incremento respecto al año anterior fue originado principalmente por mayores ingresos del mercado regulado por \$1,772,054 (2011 - \$1,667,230) asociados a un mayor costo unitario promedio y a incremento en los consumos por mayor demanda.

- (2) Comprende ingresos por consumos 286,364 (2011 - \$298,936) y cargo fijo por \$37,697 (2011 - \$40,105).
- (3) Comprende ingresos por consumos 204,427 (2011 - \$201,613) y cargo fijo por \$90,365 (2011 - \$90,111).
- (4) Incluye ventas al mercado regulado por \$160,767 (2011 - \$158,282), al mercado no regulado 90,539 (2011 - \$99,273) e instalación y conexión usuarios por \$59,070 (2011 - \$53,371).
- (5) Incluye ingresos por administración de proyectos por \$21,961 (2011- \$11,233).
- (6) Incluye ventas por el servicio de proveedurías que presta EPM a sus funcionarios y su grupo familiar.

### Nota 35 Costos por prestación de servicios

Los costos al 31 de diciembre corresponden a:

Concepto		2012	2011
Costos operación comercial	(1)	1,353,499	1,316,684
Servicios personales	(2)	267,500	260,811
Ordenes y contratos	(3)	185,310	165,999
Consumo insumos directos	(4)	85,940	20,044
Costo venta de bienes		39,897	39,831
Impuestos, contribuciones y tasas	(5)	103,112	92,373
Costos generales	(6)	297,120	277,541
Vinculados económicos	Nota 40	90,160	54,524
<b>Total costos por prestación de servicios</b>		<b>2,422,538</b>	<b>2,227,807</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Incluye compras de energía por \$532,508 (2011 -\$486,614), pago de uso de redes \$523,954 (2011 \$479,112) y restricciones por \$97,281 (2011 - \$112,246).
- (2) El incremento salarial del 2012 fue del 4.73% (2011 - 4.17%).
- (3) Incluye servicios de conexión y corte de los servicios públicos por \$89,309 (2011- \$78,754), costos asociados a la facturación, distribución y recaudo por \$59,415 (2011 - \$54,079).



- (4) El incremento de este rubro se dio por las compras de combustible para la generación de la planta térmica La Sierra, asociados a la mayor generación y las pruebas de arranque y parada que se hicieron durante el año.
- (5) Comprende contribuciones asociadas a la generación de energía así: Ley 99 por \$57,613 (2011 - \$49,463), Fazni por \$17,713 (2011 - \$14,640) y Faer por \$8,501 (2011 - \$8,181).
- (6) Incluye mantenimientos y reparaciones de líneas, redes y ductos por \$59,481 (2011 - \$57,934) y mantenimiento y reparaciones de edificios \$17,285 (2011 - \$16,611), materiales para la prestación del servicio \$68,554 (2011 - \$57,351), seguros por \$33,879 (2011 - \$28,823) y honorarios \$18,559 (2011 - \$12,536).

### Nota 36 Depreciaciones, provisiones y amortizaciones

El valor de las depreciaciones, provisiones y amortizaciones por los años terminados al 31 de diciembre, comprendían:

Concepto		2012	2011
<b>Depreciaciones</b>			
Depreciación redes y líneas		107,391	98,762
Depreciación plantas, ductos y túneles		127,108	110,223
Depreciación edificaciones		38,864	43,176
Depreciación maquinaria y equipo		9,637	12,126
Otras depreciaciones		16,730	14,538
<b>Total costos depreciaciones</b>	Nota 19	<b>299,730</b>	<b>278,825</b>
<b>Costos por amortizaciones</b>			
Amortización de intangibles	Nota 21 4.2	12,293	12,950
Amortización bienes entregados a terceros	Nota 21 3.2	5,527	17,846
Amortización mejoras en propiedades ajenas		15,633	12,902
<b>Total Costos por amortizaciones</b>		<b>33,453</b>	<b>43,698</b>
<b>Total costos depreciaciones, provisiones y amortizaciones</b>		<b>333,183</b>	<b>322,523</b>
<b>Depreciaciones</b>			
Depreciación equipo de comunicación y cómputo		6,560	6,602
Depreciación maquinaria y equipo		2,566	1,358
Depreciación edificaciones		2,301	2,467
Depreciación muebles y enseres y equipo de oficina		1,849	1,525
Otras depreciaciones		848	865
<b>Total gastos depreciaciones</b>	Nota 19	<b>14,124</b>	<b>12,817</b>
<b>Cálculo actuarial</b>			
Actualización pensión de jubilación		16,749	21,693
Actualización cuotas partes pensional		18,854	22,780
Actualización conmutación pensional EADE		4,889	9,244
<b>Total gasto cálculo actuarial</b>	Nota 28	<b>40,492</b>	<b>53,717</b>
<b>Provisiones</b>			

Provisión para deudores	Nota 15	3,564	21,600
Provisión propiedades, planta y equipo	Nota 19	7,275	1,210
Provisión sobre inventarios	Nota 16	631	191
Otras provisiones	Nota 30	7,821	-
Provisión por bienes entregados a terceros	Nota 21 3	4	-
<b>Total gasto provisiones</b>		<b>19,295</b>	<b>23,001</b>
<b>Amortizaciones</b>			
Bienes entregados a terceros	Nota 21 3.2	20	-
Amortización de intangibles	Nota 21 4.2	195	690
Amortización estudios	Nota 21 1.2	35,702	-
<b>Total gastos amortizaciones</b>		<b>35,917</b>	<b>690</b>
<b>Total gastos depreciaciones, provisiones y amortizaciones</b>		<b>109,828</b>	<b>90,225</b>
<b>Total depreciaciones, provisiones y amortizaciones</b>		<b>443,011</b>	<b>412,748</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

### Nota 37 Gastos de administración

Los gastos de administración por los años terminados al 31 de diciembre comprendían:

Concepto		2012	2011
Servicios personales		237,705	223,680
Impuestos, contribuciones y tasas	(1)	77,416	83,130
Gastos generales	(2)	208,610	193,271
Vinculados económicos	Nota 40	16,345	14,297
<b>Total gastos</b>		<b>540,076</b>	<b>514,378</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Incluye cuota de fiscalización por \$14,896 (2011 - \$13,517), contribuciones a entidades de vigilancia \$14,143 (2011 - \$15,364) y gravamen a los movimientos financieros \$23,313 (2011 - \$23,568).
- (2) Incluye el pago del arrendamiento del Edificio EPM al Municipio de Medellín, por valor de \$30,580 (2011 - \$29,632), compra y mantenimiento de software administrativo por \$29,154 (2011 - \$28,418), honorarios por la asesoría en la implementación de NIIF por \$11,827 (2011 - \$7,454) y servicios informáticos por \$8,227 (2011 - \$6,149).

### Nota 38 Ingresos no operacionales, neto

El saldo de los ingresos no operacionales por los años terminados al 31 de diciembre comprendía:

Concepto		2012	2011
Utilidad método participación patrimonial	Nota 18	145,508	256,048
<b>Financieros</b>			
Dividendos	(1)	47,966	42,605
Intereses y rendimientos		33,358	28,681
Utilidad por valoración de las inversiones de administración de liquidez en títulos de deuda		14,476	15,176
Recargo por mora		11,448	13,658
Otros ingresos financieros		77,506	53,377
Ajustes por diferencia en cambio	(2)	137,103	8,890
<b>Extraordinarios</b>			
Recuperaciones	(3)	24,784	15,621
Indemnizaciones	(4)	10,441	10,059
Aprovechamientos	(5)	10,163	3,540
Otros ingresos extraordinarios		4,032	2,051
Ajuste años anteriores		(10,536)	(4,376)
<b>Otros Ingresos</b>			
Arrendamientos		4,053	942
Utilidad en venta de activos		90	1,307
Otros ingresos		964	1,221
Vinculados económicos	Nota 40	147,998	14,603
<b>Total ingresos no operacionales</b>		<b>659,354</b>	<b>463,403</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) Los dividendos en las compañías no controladas, y en compañías controladas, correspondiente a distribución de utilidades en periodos donde EPM no poseía el control, fue:

Concepto	2012	2011
Isagen S. A. E.S.P	27,178	21,178
ISA S. A. E.S.P	20,156	19,368
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S. A. E.S.P. - CENS	-	423
Hidrointuango S. A. E.S.P	618	1,625
Otros	14	11
<b>Total</b>	<b>47,966</b>	<b>42,605</b>

Cifras en millones de pesos colombianos

- (2) Durante el 2012 se presentó revaluación del peso frente al dólar de 8.98% (2011 - devaluación 1.50%).
- (3) Incluye inventarios no consumidos en proyectos por \$15,295 (2011 - \$0) y servicios del departamento médico a UNE por \$4,825 (2011 -\$1,025).

- (4) Incluye \$8,073 de indemnizaciones por lucro cesante y daño emergente recibidas por daño en generador de la turbina No. 3 de la Central Porce II y la unidad generadora de la central térmica La Sierra ocurridos en 2010 y un autotransformador de la Subestación Bello ocurrido en 2011.
- (5) Comprende los ingresos por las ventas de cables de energía y telecomunicaciones y lubricantes \$7,198 (2011 - \$0).

### Nota 39 Gastos no operacionales

El saldo de los gastos no operacionales por los años terminados al 31 de diciembre comprendía:

Concepto		2012	2011
<b>Intereses</b>			
Operaciones de crédito público internas		165,360	169,648
Operaciones de crédito público externas		199,340	155,604
Operaciones con derivados		24,250	35,208
Otros intereses		252	44
<b>Gastos financieros</b>			
Descuento amortización bonos internacionales		2,868	2,783
Administración y emisión de títulos valores		702	6,121
Comisiones y otros		12,134	20,200
<b>Provisiones y amortizaciones</b>			
Provisión para contingencias	Nota 30	91,629	37,559
Provisión para protección de inversiones	(1)	377	183
Amortización crédito mercantil	Nota 21 4.2	16,757	16,730
Otros no operacionales	(2)	44,985	24,407
Ajuste años anteriores	(3)	(38,588)	(10,419)
Vinculados económicos	Nota 40	1,244	33
<b>Total gastos no operacionales</b>		<b>521,310</b>	<b>458,101</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

- (1) La provisión para protección de inversiones se realizó en:

Concepto	2012	2011
<b>Controladas</b>		
Hidroecológica del Teribe S. A. - HET	-	13
Aguas de Malambo S. A. E.S.P.	50	-
Electrificadora de Santander S. A. E.S.P.	207	-
<b>Subtotal controladas</b>	<b>257</b>	<b>13</b>
<b>No controladas</b>		
RIA S.A	-	145
EdateL S. A. E.S.P	-	1
Electrificadora del Caribe S. A.	-	24
Gestión Energética S. A. E.S.P.	110	-
Concentra Inteligencia de Energía S. A.	10	-
<b>Subtotal no controladas</b>	<b>120</b>	<b>170</b>
<b>Total provisiones</b>	<b>377</b>	<b>183</b>

\* Cifras en millones de pesos colombianos

- (2) Incluye el pago de la garantía por la suspensión indefinida del proyecto Porce IV por \$24,707 y los aportes a la Fundación EPM por \$14,147 (2011 -\$7,950), para los programas Red de Bibliotecas, Espacios para la cultura, Parque de Los Deseos, Casa de la Música, Buscando la Navidad, entre otros.
- (3) Incluye recuperaciones de provisión de propiedades, planta y equipo por \$15,474 (2011 - recuperación \$9,324), de provisión de litigios y demandas por \$26,260 (2011 - \$816) y recuperación de impuesto de renta por \$8,732 (2011 - gasto \$11,662).

## Nota 40 Operaciones con vinculados económicos

EPM presentó las siguientes transacciones de manera directa e indirecta con sus empresas vinculadas:

### Activos

El saldo de los activos de EPM relacionados con los vinculados económicos al 31 de diciembre corresponden a:

### Año 2012

Empresa	DEUDORES			TOTAL
	Prestación de servicios	Servicios públicos	Otros deudores	
Empresa de Energía del Quindío S. A. E.S.P. - EDEQ	152	9,725	27	9,904
Electrificadora de Santander S. A. E.S.P. - ESSA	972	7,792	164	8,928
EPM Ituango S. A. E.S.P.	-	134	6,907	7,041
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S. A. E.S.P. - CENS	98	6,580	90	6,768
UNE EPM Telecomunicaciones S. A.	2,061	-	4,066	6,127
Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. E.S.P. - CHEC	129	4,444	101	4,674
Hidroecológica del Teribe S. A. - HET	-	-	1,344	1,344
Aguas de Urabá S. A. E.S.P.	394	-	194	588
Edatel S. A. E.S.P.	-	-	247	247
Aguas Nacionales EPM S. A. E.S.P.	132	-	9	141
Regional de Occidente S. A. E.S.P.	58	-	9	67
Aguas de Malambo S. A. E.S.P.	-	-	36	36
<b>Porción corriente</b>	<b>3,996</b>	<b>28,675</b>	<b>13,194</b>	<b>45,865</b>
Hidroecológica del Teribe S. A. - HET	-	-	184,856	184,856
UNE EPM Telecomunicaciones S. A.	-	-	50,664	50,664
<b>Porción no corriente</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>235,520</b>	<b>235,520</b>
<b>Total general</b>	<b>3,996</b>	<b>28,675</b>	<b>248,714</b>	<b>281,385</b>

\* Cifras en millones de pesos

## Año 2011

Empresa	Deudores			Total
	Prestación de servicios	Servicios públicos	Otros deudores	
Empresa de Energía del Quindío S. A. E.S.P. - EDEQ	121	7,306	308	7,735
UNE EPM Telecomunicaciones S. A.	5,307	-	1,719	7,026
Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. E.S.P. - CHEC	473	6,370	74	6,917
Electrificadora de Santander S. A. E.S.P. - ESSA	-	3,624	-	3,624
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S. A. E.S.P. - CENS	-	2,657	-	2,657
Gestión de Empresas Eléctricas S. A. - GESA	-	-	1,322	1,322
Aguas de Urabá S. A. E.S.P.	362	-	556	918
Aguas Nacionales EPM S. A. E.S.P.	246	-	19	265
EdateL S. A. E.S.P.	-	-	225	225
Eutelco S. A.	-	-	135	135
Generadores Hidroelectricos S. A. - Genhidro	-	-	72	72
Regional de Occidente S. A. E.S.P.	44	-	3	47
<b>Porcion corriente</b>	<b>6,553</b>	<b>19,957</b>	<b>4,433</b>	<b>30,943</b>
Hidrocológica del Teribe S. A. - HET	-	-	101,883	101,883
EPM Bogotá S. A.	-	-	42,495	42,495
UNE EPM Telecomunicaciones S. A.	-	-	9,422	9,422
EPM Ituango S. A. E.S.P.	-	-	2,482	2,482
<b>Porcion no corriente</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>156,282</b>	<b>156,282</b>
<b>Total general</b>	<b>6,553</b>	<b>19,957</b>	<b>160,715</b>	<b>187,225</b>

\* Cifras en millones de pesos

## Pasivo

El saldo de los pasivos de EPM relacionados con los vinculados económicos al 31 de diciembre corresponden a:

### Año 2012

Empresa	CUENTAS POR PAGAR		OTROS PASIVOS	Total
	Adquisición de bienes y servicios	Acreedores	Recaudos a favor de terceros	
UNE EPM Telecomunicaciones S. A.	2,050	4,436	1,356	7,842
Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. E.S.P. - CHEC	7,051	-	-	7,051
Empresa de Energía del Quindío S. A. E.S.P. - EDEQ	3,648	-	-	3,648
Electrificadora de Santander S. A. E.S.P. - ESSA	2,637	-	-	2,637
Emtelco S. A.	-	1,659	-	1,659
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S. A. E.S.P. - CENS	546	-	-	546
Regional de Occidente S. A. E.S.P.	-	-	229	229
Edatel S. A. E.S.P.	36	10	-	46
Empresas Públicas de Oriente S. A. E.S.P.	-	1	-	1
<b>Total general</b>	<b>15,968</b>	<b>6,106</b>	<b>1,585</b>	<b>23,659</b>

\* Cifras en millones de pesos

### Año 2011

Empresa	Cuentas por pagar		Otros pasivos	Total
	Adquisición de bienes y servicios	Acreedores	Recaudos a favor de terceros	
UNE EPM Telecomunicaciones S.A.	295	38,398	35,209	73,902
Emtelco S. A.	-	1,933	-	1,933
Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. E.S.P. - CHEC	1,615	2	-	1,617
Electrificadora de Santander S. A. E.S.P. - ESSA	1,599	-	-	1,599
Empresas Públicas de Oriente S. A. E.S.P.	-	1,178	-	1,178
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S. A. E.S.P. - CENS	1,051	-	-	1,051
Edatel S. A. E.S.P.	73	190	-	263
Empresa de Energía del Quindío S. A. E.S.P. - EDEQ	101	23	-	124
<b>Total general</b>	<b>4,734</b>	<b>41,724</b>	<b>35,209</b>	<b>81,667</b>

Cifras en millones de pesos



## Ingresos

Los ingresos durante el 2012 relacionados con los vinculados económicos corresponden a:

### Ingresos operacionales

#### Año 2012

Empresa	Venta de Bienes	Servicio de energía	Servicio de acueducto	Servicio de saneamiento	Servicio de gas combustible	Otros servicios	Otros ingresos ordinarios operativos	Total
Electrificadora de Santander S. A. E.S.P. - ESSA	-	51,702	-	-	-	(12)	-	51,690
Empresa de Energía del Quindío S. A. E.S.P. - EDEQ	-	45,978	-	-	-	713	-	46,691
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S. A. E.S.P. - CENS	-	43,145	-	-	-	1,002	-	44,146
UNE EPM Telecomunicaciones S. A.	287	11,128	48	67	105	21,310	1,712	34,656
Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. E.S.P. - CHEC	-	29,054	-	-	13	837	-	29,905
EPM Ituango S. A. E.S.P.	-	136	-	-	-	19,599	-	19,735
EdateL S. A. E.S.P.	-	3,729	33	48	1	-	1,256	5,067
Aguas de Urabá S. A. E.S.P.	-	1,620	-	148	-	1,991	-	3,760
Aguas Nacionales EPM S. A. E.S.P.	-	-	-	-	-	2,426	-	2,426
Emtelco S. A.	-	1,040	277	-	-	-	201	1,518
Empresa Telefónica de Pereira S.A.	-	937	-	-	-	-	-	937
Regional de Occidente E.S.P.	-	23	-	-	-	368	-	391
Max Seguros Ltd.	-	-	-	-	-	209	-	209
Empresa de Aguas del Oriente Antioqueño S. A. E.S.P.	-	42	-	-	-	51	-	93
EPM Inversiones S. A.	-	-	-	-	-	26	-	26
Empresas Públicas de Oriente S. A. E.S.P.	-	1	-	-	-	7	-	8
<b>Total general</b>	<b>287</b>	<b>188,535</b>	<b>358</b>	<b>263</b>	<b>119</b>	<b>48,527</b>	<b>3,169</b>	<b>241,257</b>

\* Cifras en millones de pesos

#### Año 2011:

Empresa	Venta de Bienes	Servicio de energía	Servicio de acueducto	Servicio de alcantarillado	Servicio de gas combustible	Servicios informáticos	Otros servicios	Total
UNE EPM Telecomunicaciones S. A.	371	17,683	77	107	166	4,241	23,291	45,936
Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. E.S.P. - CHEC	-	38,365	-	-	-	954	45	39,364
Empresa de Energía del Quindío S. A. E.S.P. - EDEQ	-	29,292	-	-	-	571	145	30,008
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S. A. E.S.P. - CENS	-	26,063	-	-	-	323	-	26,386
Electrificadora de Santander S. A. E.S.P. - ESSA	-	21,061	-	-	-	368	19	21,448
EPM Ituango S. A. E.S.P.	-	-	-	-	-	-	10,154	10,154
EdateL S. A. E.S.P.	-	2,537	22	31	1	-	-	2,591
Aguas Nacionales EPM S. A. E.S.P.	-	-	-	-	-	35	2,110	2,145
EPM Bogotá S. A.	-	1,335	-	-	-	-	-	1,335
Emtelco S. A.	-	1,113	-	-	-	-	-	1,113
Aguas de Urabá S. A. E.S.P.	-	288	-	-	-	25	768	1,081
Telefónica de Pereira S. A.	-	674	-	-	-	-	-	674
Regional de Occidente S. A. E.S.P.	-	13	-	-	-	9	231	253
EPM Inversiones S. A.	-	-	-	-	-	209	-	209
Aguas del Oriente Antioqueño S. A. E.S.P.	-	51	-	-	-	-	40	91
<b>Total general</b>	<b>371</b>	<b>138,475</b>	<b>99</b>	<b>138</b>	<b>167</b>	<b>6,735</b>	<b>36,803</b>	<b>182,788</b>

Cifras en millones de pesos

## Otros ingresos

Año 2012

Empresa	FINANCIEROS		OTROS INGRESOS ORDINARIOS		EXTRAORDINARIOS		Total
	Recargos por Mora	Intereses y Rendimientos	Utilidad en Venta de Activos	Otros	Recuperaciones	Otros Ingresos Extraordinarios	
Aguas Nacionales EPM S. A. E.S.P.	-	-	133,596	71	47	-	133,714
Hidroecológica del Teribe S. A. - HET	-	6,315	-	61	-	-	6,376
UNE EPM Telecomunicaciones S. A.	3	1,938	-	814	1,604	-	4,359
Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. E.S.P. - CHEC	-	-	-	818	-	-	818
Electrificadora de Santander S. A. E.S.P. - ESSA	-	-	-	675	47	-	722
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S. A. E.S.P. - CENS	-	-	-	667	-	-	667
Emtelco S.A.	-	-	-	314	213	7	534
Empresa de Energía del Quindío S. A. E.S.P. - EDEQ	-	-	-	294	-	-	294
Aguas de Urabá S. A. E.S.P.	-	-	-	18	201	-	219
Aguas de Malambo S. A. E.S.P.	-	-	-	60	96	-	156
EPM Inversiones S. A.	-	-	-	102	-	-	102
Regional de Occidente S. A. E.S.P.	-	-	-	8	24	-	32
Empresas Públicas de Oriente S. A. E.S.P.	-	-	-	2	2	-	4
Max Seguros Ltd.	-	-	-	-	1	-	1
<b>Total general</b>	<b>3</b>	<b>8,253</b>	<b>133,596</b>	<b>3,904</b>	<b>2,235</b>	<b>7</b>	<b>147,998</b>

\* Cifras en millones de pesos

Año 2011:

Empresa	Otros ingresos			Total
	Financieros	Otros ingresos ordinarios	Otros Ingresos Extraordinarios	
UNE EPM Telecomunicaciones S.A.	22	3,092	1,234	4,348
Aguas Nacionales EPM S. A. E.S.P.	-	4,021	40	4,061
EPM Bogotá S. A.	3,323	-	-	3,323
Edatel S. A.	2	1,061	-	1,063
Aguas de Urabá S. A. E.S.P.	-	-	679	679
Emtelco S. A.	2	414	164	580
Empresa de Energía del Quindío S. A. E.S.P. - EDEQ	-	217	-	217
EPM Ituango S. A. E.S.P.	-	113	-	113
Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. E.S.P. - CHEC	-	88	-	88
Electrificadora de Santander S. A. E.S.P. - ESSA	-	86	-	86
EPM Inversiones S. A.	7	19	-	26
Empresas Públicas del Oriente S. A. E.S.P.	-	-	10	10
Regional de Occidente S. A. E.S.P.	-	-	9	9
<b>Total general</b>	<b>3,356</b>	<b>9,111</b>	<b>2,136</b>	<b>14,603</b>

Cifras en millones de pesos

## Costos

Empresa	Generales	Servicios Personales	Costo Operación Comercial	Ordenes y Contratos	Impuestos, Contribuciones y Tasas	Total
Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. E.S.P. - CHEC	5	-	29,166	7	80	29,258
Electrificadora de Santander S. A. E.S.P. - ESSA	2	-	22,654	-	-	22,656
Emtelco S.A.	7,264	207	-	9,736	-	17,207
Empresa de Energía del Quindío S. A. E.S.P. - EDEQ	2	-	8,959	81	-	9,042
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S. A. E.S.P. - CENS	1	-	7,237	-	-	7,238
UNE EPM Telecomunicaciones S. A.	3,203	-	-	-	45	3,248
Edatel S. A. E.S.P.	858	-	-	642	-	1,500
Empresas Públicas de Oriente S. A. E.S.P.	5	-	-	-	-	5
Regional de Occidente S. A. E.S.P.	3	-	-	-	-	3
Aguas de Urabá S. A. E.S.P.	2	-	-	-	-	2
Empresa de Aguas del Oriente Antioqueño S. A. E.S.P.	1	-	-	-	-	1
<b>Total</b>	<b>11,346</b>	<b>207</b>	<b>68,016</b>	<b>10,466</b>	<b>125</b>	<b>90,160</b>

\* Cifras en millones de pesos

## Año 2011:

Empresa	Generales	Arrendamientos	Costo Operación Comercial	Licencias, contribuciones y regalías	Servicios públicos	Otros	Total
Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. E.S.P. - CHEC	-	-	19,178	60	-	10	19,248
Emtelco S. A.	7,743	-	-	-	-	2,723	10,466
Electrificadora de Santander S. A. E.S.P. - ESSA	-	-	9,597	-	-	-	9,597
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A E.S.P. - CENS	1	-	6,290	-	-	-	6,291
UNE EPM Telecomunicaciones S. A.	-	1,253	-	44	4,941	34	6,272
Empresa de Energía del Quindío S. A. E.S.P. - EDEQ	2	-	1,321	-	-	114	1,437
Edatel S. A. E.S.P.	4	278	-	-	178	749	1,209
Aguas del Oriente Antioqueño S. A. E.S.P.	-	-	-	-	3	-	3
Regional de Occidente S. A. E.S.P.	-	-	-	-	1	-	1
<b>Total</b>	<b>7,750</b>	<b>1,531</b>	<b>36,386</b>	<b>104</b>	<b>5,123</b>	<b>3,630</b>	<b>54,524</b>

Cifras en millones de pesos

## Gastos

Año 2012

Empresa	Gastos de administración		Gastos no operacionales			Total
	Generales	Servicios personales	Intereses	Ajuste de ejercicio anteriores	Otros no operacionales	
UNE EPM Telecomunicaciones S. A.	16,076	-	-	32	61	16,169
Aguas Nacionales EPM S. A. E.S.P.	-	-	1,133	3	-	1,136
Emtelco S.A.	251	-	-	-	-	251
Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. E.S.P. - CHEC	-	17	-	-	-	17
Edatel S. A. E.S.P.	1	-	-	15	-	16
Empresa de Aguas del Oriente Antioqueño S. A. E.S.P.	-	-	-	-	-	-
<b>Total general</b>	<b>16,328</b>	<b>17</b>	<b>1,133</b>	<b>50</b>	<b>61</b>	<b>17,589</b>

\* Cifras en millones de pesos

Año 2011:

Empresa	Gastos de administración	Gastos no operacionales	Total
UNE EPM Telecomunicaciones S.A.	14,133	33	14,166
Emtelco S. A.	164	-	164
<b>Total general</b>	<b>14,297</b>	<b>33</b>	<b>14,330</b>

Cifras en millones de pesos

**Nota 41 Operaciones con partes relacionadas**

Las transacciones con partes relacionadas al 31 de diciembre fueron:

Entidad	Diciembre 2012			Diciembre 2011		
	Cuentas por cobrar	Cuentas por pagar	Otras obligaciones	Cuentas por cobrar	Cuentas por pagar	Otras obligaciones
Area Metropolitana del Valle de Aburra	2,593	512	-	3,997	3,924	-
Caja Nacional de Previsión Social - En liquidación	8,815	-	-	9,185	35	-
Corporación Autónoma Regional de Las Cuencas de Los Ríos Rionegro y Nare	-	2,603	-	2	2,393	-
Corporación Autónoma Regional del Centro de Antioquia	-	4,845	-	-	4,127	-
Departamento de Antioquia	4,667	5	3	14,962	16,761	7,626
Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales	-	143,829	813	14,669	636,617	1,921
Ecopetrol S. A.	175	3,760	27	2,190	13,257	27
Electrificadora del Huila S. A. E.S.P.	978	451	-	2,214	738	-
Electrificadora del Meta S. A. E.S.P.	12,012	606	-	9,401	337	-
Electrificadora del Tolima S. A. E.S.P. - En liquidación	1,180	-	24	1,838	-	-
Empresa de Energía del Casanare S. A. E.S.P. - Enerca	4,063	186	-	446	346	-
Empresa de Energía Eléctrica de Arauca	1,646	100	-	885	167	-
Empresas Municipales de Cali E.I.C.E E.S.P.	7,733	742	-	17,463	1,962	386
Fundación Empresas Públicas de Medellín	4,351	43	-	4,553	90	-
Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S. A. E.S.P.	10,172	-	-	6,886	3,591	-
Isagen S. A.	4,715	8,041	-	6,905	9,866	-
Ministerio de Minas y Energía	69,586	-	-	63,102	4,620	2,381
Municipio de Amalfi	511	922	34	5	679	55
Municipio de Arboletes	1,176	40	-	67	56	41
Municipio de Barbosa - Antioquia	1,051	494	-	74	524	75
Municipio de Bello	69	2,268	-	366	2,846	1,043
Municipio de Envigado	113	1,429	-	1,597	1,596	509
Municipio de Itagüí	898	1,028	6	1,597	1,223	1,047
Municipio de Medellín	15,733	59,920	1,980	25,145	126,356	5,756
Municipio de Necoclí	2,401	79	1	458	61	37
Municipio de San Rafael	491	885	280	414	631	292
Municipio de Turbo	1,440	219	-	1,187	239	217
Municipio de Yolombó	867	375	-	574	315	18
Transportadora de Gas Internacional S. A. E.S.P.	-	5,798	-	-	5,307	-
Universidad de Antioquia	6,479	1,070	1,431	7,802	1,734	1,647
Otros	27,447	19,006	83	172,529	281,727	32,987
<b>TOTAL</b>	<b>191,362</b>	<b>259,256</b>	<b>4,682</b>	<b>370,513</b>	<b>1,122,125</b>	<b>56,065</b>

Entidad	Diciembre 2012			Diciembre 2011		
	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	48	5,903	-	151	5,648
Centrales Eléctricas de Nariño S. A. ESP	2,351	-	5,940	3,562	-	6,450
Comisión de Regulación de Energía y Gas	-	-	3,223	4	-	4,603
Corporación Autónoma Regional del Centro de Antioquia	-	-	20,835	319	-	10,339
Departamento de Antioquia	2,474	-	441	3,457	40	694
Ecopetrol S. A.	807	676	105,354	16,610	4	92,674
Electrificadora del Huila S. A. E.S.P.	5,793	-	4,982	7,299	-	5,158
Electrificadora del Meta S. A. E.S.P.	37,327	-	2,473	33,888	-	3,759
Empresa de Energía de Cundinamarca S. A. E.S.P	2,216	-	2,818	4,111	-	2,787
Empresa de Energía de Pereira S. A. E.S.P.	1,988	-	1,346	11,190	78	2,856
Empresa de Energía del Casanare - Enerca S. A. E.S.P.	19,311	-	2,055	2,125	-	2,115
Empresa de Energía Eléctrica de Arauca	7,396	-	1,373	7,708	57	1,163
Empresa Distribuidora del Pacífico S. A. E.S.P.	632	-	2,879	710	-	3,413
Empresas Municipales de Cali E.I.C.E E.S.P.	51,536	10	5,189	87,858	30	9,863
Empresas Varias de Medellín	6,153	-	26	4,939	8	32
Generadora y Comercializadora De Energía del Caribe S. A. E.S.P.	58,093	-	-	59,390	1	-
Instituto Colombiano de Bienestar Familiar	138	-	3,392	332	-	11,197
Isagen S. A.	37,892	22	42,394	31,784	21,182	40,199
Municipio de Amalfi	9	14	3,200	59	11	1,507
Municipio de Bello	1,055	-	2,825	2,214	7	3,832
Municipio de Carolina del Príncipe	9	5	2,797	33	18	1,605
Municipio de Itagüí	1,570	140	1,794	5,257	-	2,820
Municipio de Medellín	10,008	223	57,794	22,295	564	75,638
Municipio de Santa Rosa De Osos	52	-	2,809	306	-	1,877
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	-	-	9,624	-	53	13,616
Transportadora de Gas Internacional S. A. E.S.P.	17	-	55,589	6	-	48,538
Universidad de Antioquia	3,404	17	3,464	6,299	288	5,703
XM Compañía de Expertos en Mercados S. A. E.S.P.	-	-	12,039	19,433	-	11,667
Otros	18,104	1,151	51,937	265,175	76,940	390,254
<b>Total general</b>	<b>268,336</b>	<b>2,306</b>	<b>414,495</b>	<b>596,363</b>	<b>99,432</b>	<b>760,007</b>

