



# Informe

Financiero  
Consolidado  
2011

Grupo·epm®

Grupo·epm<sup>®</sup>



## Presentación

---

Presentamos este informe económico y social de EPM, correspondiente al año 2011, haciendo en primer lugar un reconocimiento a quienes lo hicieron posible, a los funcionarios de EPM y su Grupo Empresarial, a los representantes de los grupos de interés y especialmente a la administración de la empresa durante el periodo 2008-2011.

Este es el resultado de un trabajo enfocado con claridad en el crecimiento con sostenibilidad, esto es, procurando que los logros de la empresa se traduzcan realmente en desarrollo, mejoramiento ambiental, bienestar y movilidad social para la gente.

En este sentido, aquí no sólo estamos hablando de cifras; sobre todo nos referimos a las personas y al trabajo realizado entre todos. Es muy importante ver la dimensión humana que se esconde tras los números y los datos técnicos.

Resaltamos así que para la vigencia del informe EPM superó en seis puntos la calificación otorgada por la Corporación Transparencia por Colombia, Capítulo Nacional de Transparencia Internacional (TI), a partir de un estudio realizado de manera voluntaria entre 24 empresas de servicios públicos del país. Con 98 puntos sobre 100, la empresa alcanzó un “grado de desarrollo sobresaliente en sus prácticas y mecanismos de transparencia” y se ubicó como la segunda más destacada del sector en Colombia por sus prácticas en esta materia.

Igualmente, como resultado de la Encuesta Regional de la Comisión de Integración Energética Regional (CIER) de Satisfacción del Cliente Residencial 2011, realizada entre usuarios de 13 países y con la participación de 55 compañías del sector en Suramérica y Centroamérica, EPM obtuvo el mayor Índice de Satisfacción del Cliente con la Calidad Percibida (ISCAL), con lo cual por primera vez se hizo merecedora del máximo premio, categoría Oro, dentro de las empresas de distribución de energía que atienden a más de 500 mil clientes. Otras cuatro empresas del Grupo Empresarial también recibieron distinciones: ESSA, Mención especial por registrar la “Mayor evolución del Índice de Satisfacción con la

Calidad Percibida”, mientras que en el grupo 2 (hasta 500 mil clientes) el Oro, la Plata y el Bronce fueron respectivamente para Centrales Eléctricas de Norte de Santander (CENS), Distribuidora de Electricidad del Sur (DELSUR) de El Salvador y Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC), empresa esta última que también había sido reconocida en el 2009.

Nada más importante para una compañía que tener el reconocimiento por la satisfacción de los usuarios y por su transparencia.



El trabajo de muchas personas está representado en esas y en otras distinciones, y también se refleja en los resultados financieros que aquí reseñamos, y en hechos como la entrada en operación del proyecto Porce III, aumentando la oferta de generación de energía respecto al 2010; la expansión del servicio de gas por red con alrededor de 600 mil clientes, el desarrollo de acueductos regionales, la generación de más de veinte mil empleos en la dinámica de contratación, la inversión de más de \$221 mil millones en comunidad y medio ambiente y el avance en los programas de electrificación rural (Antioquia Iluminada) y energía prepago (Todos conectados), sin olvidar que la empresa está hoy al frente de proyectos de gran envergadura como la planta de tratamiento de aguas residuales Bello y la hidroeléctrica Ituango, la primera adjudicada recientemente y la segunda avanzando con licitaciones importantes, entre ellas la construcción de las obras civiles principales.

Nuestro compromiso es seguir creciendo todos los días con sostenibilidad, convirtiendo la proyección hacia la excelencia en generación de nuevas alternativas para crecer juntos, proteger la naturaleza y procurar el bien común. Los resultados del año 2011 son toda una motivación para potenciarlos y hacer que EPM siga evolucionando positivamente en Colombia y en el mundo.

Tenemos el enorme reto de posicionar a EPM como una empresa multilatinamericana de alto reconocimiento y cada vez más innovadora, global, humana y cercana. Tal como se percibe en los fundamentos estratégicos y en los registros numéricos y descriptivos de estos informes, seguiremos buscando el equilibrio de hacer empresa y ser rentables, pero con valores de sostenibilidad, de búsqueda de un bienestar duradero para la sociedad en general.



**JUAN ESTEBAN CALLE RESTREPO**  
Gerente General

## Junta Directiva a diciembre 31 de 2011

Alonso Salazar Jaramillo

Carlos Guillermo Álvarez Higueta

Alberto Arroyave Lema

Claudia Jiménez Jaramillo

Tatyana Aristizábal Londoño

Francisco Correa Molina

Rubén Hernando Fernández Andrade

Gabriel Ricardo Maya Maya

Luis Fernando Arbeláez Sierra

## Invitados permanentes

Mauricio Valencia Correa

Magdalena Restrepo

## Grupo Directivo a diciembre 31 de 2011

**Federico Restrepo Posada**  
*Gerente General*

**Jesús Arturo Aristizábal Guevara**  
*Director de Energía*

**Francisco Javier Piedrahíta Díaz**  
*Director de Aguas*

**Adriana María Palau Ángel**  
*Directora de Planeación Institucional*

**Eduardo Esteban Cadavid Restrepo**  
*Director de Servicios Institucionales*

**Hernán Darío Vergara Castro**  
*Director de Control Interno*

**Patricia Duque García**  
*Secretaria General*

**Paula Restrepo Duque**  
*Directora de Responsabilidad Empresarial*

**Óscar Hernán Herrera Restrepo**  
*Director de Finanzas Institucionales*

**Gloria Haidee Isaza Velásquez**  
*Directora de Gestión Humana y Organizacional*

**Gabriel Jaime Betancourt Mesa**  
*Director de Crecimiento Internacional*

**Camilo Polanco López**  
*Asesor Proyectos Especiales*

**Ana Cristina Navarro Posada**  
*Jefe Unidad de Comunicaciones*



# Índice

## Junta Directiva

Informe de la Junta Directiva de EPM de 2011 \_\_\_\_\_ 11

Informe de gestión 2011

presentado por el Gerente General y los miembros de  
la Junta Directiva de EPM \_\_\_\_\_ 18

Presentación del Grupo EPM \_\_\_\_\_ 28

Dictamen de los auditores independientes \_\_\_\_\_ 39

Informe especial del Grupo Económico \_\_\_\_\_ 41

Certificación del Representante Legal y del  
Contador de EPM \_\_\_\_\_ 43

Certificación para la Superintendencia  
Financiera de Colombia \_\_\_\_\_ 44



# Estados financieros y sus notas

Balance general consolidado _____	46
Estado consolidado de actividad financiera, económica, social y ambiental _____	47
Estado consolidado de cambios en el patrimonio _____	48
Estado consolidado de flujos de efectivo _____	49

## Notas de carácter general

Nota 1 Naturaleza jurídica, función social y actividades que desarrolla _____	51
Nota 2 Marco legal y regulatorio _____	60
Nota 3 Revisoría fiscal _____	92
Nota 4 Auditoría externa _____	92
Nota 5 Prácticas contables _____	93
Nota 6 Efectos y cambios significativos en la información contable _____	107
Nota 7 Hechos posteriores de impacto para el 2012 _____	108
Nota 8 Otros aspectos relevantes _____	108



## Notas de carácter específico

Nota 9 Conversión de los valores en moneda extranjera _____	112
Nota 10 Efectivo _____	114
Nota 11 Inversiones para administración de liquidez _____	117
Nota 12 Deudores, neto _____	119
Nota 13 Inventarios, neto _____	122





Nota 14 Gastos pagados por anticipado	123
Nota 15 Inversiones patrimoniales, neto	124
Nota 16 Propiedades, planta y equipo, neto	130
Nota 17 Reserva financiera actuarial	133
Nota 18 Otros activos	134
Nota 19 Valorizaciones	140
Nota 20 Operaciones de crédito público	142
Nota 21 Operaciones de cobertura	146
Nota 22 Cuentas por pagar	147
Nota 23 Impuestos, contribuciones y tasas por pagar	148
Nota 24 Obligaciones laborales	153
Nota 25 Obligaciones pensionales y conmutación pensional	154
Nota 26 Otros pasivos	156
Nota 27 Pasivos estimados	157
Nota 28 Reservas	159
Nota 29 Excedentes	160
Nota 30 Cuentas de orden	160
Estado de actividad consolidado financiera, económica, social y ambiental	163
Nota 31 Ingresos operacionales, netos	163
Nota 32 Costo por prestación de servicios	165
Nota 33 Depreciaciones, provisiones y amortizaciones	166
Nota 34 Gastos de administración	168
Nota 35 Ingresos no operacionales	169
Nota 36 Gastos no operacionales	170
Nota 37 Interés minoritario	171
Nota 38 Transacciones con partes relacionadas	172



Grupo·epm<sup>®</sup>



# Informe de la Junta Directiva de EPM del 2011

En cumplimiento de lo consagrado en los Estatutos, Acuerdo 12 de 1998, y en el Código de Gobierno Corporativo, se presenta a ustedes la siguiente información:

## 1. Composición de la Junta Directiva

Los estatutos de EPM, contenidos en el Acuerdo 12 de 1998, establecen en su artículo 7 que la Junta Directiva de Empresas Públicas de Medellín E.S.P. estará integrada por las siguientes personas:

- a) El Alcalde de Medellín quien la preside, o el delegado que él designe para que lo reemplace en las ausencias temporales. Éste deberá ser funcionario de la Administración Municipal.
- b) Cinco (5) personas designadas libremente por el Alcalde de Medellín.
- c) Tres (3) personas escogidas por el Alcalde de Medellín, entre los vocales de control registrados por los Comités de Desarrollo

y Control Social de los Servicios Públicos Domiciliarios. De esta manera se asegura la participación de los usuarios en la gestión de la empresa.

Es importante anotar que la conformación de la Junta Directiva, no sufrió modificaciones durante la vigencia 2011, hecho que permitió que tanto el direccionamiento estratégico de mediano y largo plazo como las políticas y directrices fijadas por la Junta Directiva tuvieran continuidad en la entidad, dando cumplimiento a lo establecido en el Convenio Marco de Relaciones suscrito entre EPM y el Municipio de Medellín.

Es de anotar que el Alcalde de Medellín y sus delegados desempeñan cargos públicos y los miembros de la Junta Directiva manifestaron cumplir con el régimen de inhabilidades e incompatibilidades establecido en la Ley.



## 2. Operatividad de las reuniones de Junta Directiva

### 2.1 Programación

Durante el año 2011, la Junta Directiva sesionó un total de doce (12) veces en forma ordinaria, acorde con la programación anual de reuniones contenida en el acta 1527 del 7 de diciembre de 2010, cumpliendo al setenta y cinco por ciento (75%) dicha programación, en consideración a que fue necesario reprogramar la fecha prevista para tres (3) de las sesiones, lo cual fue comunicado oportunamente a los miembros de la Junta Directiva. Con carácter excepcional se realizaron tres (3) reuniones no presenciales en ejercicio del artículo 20 de la Ley 222 de 1995 y el artículo 10 de los estatutos de la empresa.

### 2.2 Citación

La citación a las reuniones se cumplió con la programación previamente establecida para ellas, y con la remisión de la información para la correspondiente reunión. Igualmente, por correo electrónico y con la programación de las reuniones publicada en la agenda del sitio web interno de la Junta Directiva, se cumplió con la citación a las reuniones de la Junta Directiva.

### 2.3 Disponibilidad de la información

Con el fin de garantizar la oportunidad en el conocimiento de la información de los temas que se sometieron a consideración de la Junta, a través de la Secretaría General se envió a los miembros de la Junta la información a tratar en cada sesión, así como el orden del día respectivo. Dicha información se remitió tanto en medio físico como electrónico, y además se publicó en la página principal de la Junta Directiva, sitio creado y destinado para tal propósito.

Para cumplir con lo establecido en el Reglamento Interno de la Junta Directiva se procuró remitir a sus miembros la información correspondiente a cada reunión, en el término previsto en el reglamento, es decir, con cinco (5) días calendario de antelación a la sesión respectiva, en medio físico y electrónico, al ser publicada en el sitio web destinado a los miembros del órgano directivo.

### 2.4 Quórum

Durante el año 2011 las sesiones de Junta Directiva contaron tanto con el quórum establecido para deliberar (mayoría de sus miembros), como con el quórum establecido para decidir (mayoría de sus miembros), acorde con lo establecido en el artículo 13 del Acuerdo 12 de 1998 (Estatutos de la Entidad).

### 2.5 Orden del día

Durante el año 2011, al inicio de cada sesión y luego de verificado el quórum, se sometió para consideración y aprobación de los miembros de la Junta Directiva, el orden del día respectivo, dado a conocer previamente a cada uno de ellos. En algunas de las reuniones, el orden del día se modificó, previa aprobación de los miembros.



## 2.6 Asistencia

La asistencia a las reuniones correspondientes en consideración a la permanencia en el cargo se detalla en el siguiente cuadro:



### Detalle de asistencia a Junta Directiva durante el año 2011

Miembro de junta directiva	Asistió	Inasistió	Total
Alonso Salazar Jaramillo o su delegado <sup>1</sup>	15	-	15
Tatyana Aristizábal Londoño	14	1	15
Claudia Jiménez Jaramillo	14	1	15
Carlos Guillermo Álvarez Higueta	15	-	15
Luis Fernando Arbeláez Sierra	14	1	15
Rubén Hernando Fernández Andrade	15	-	15
Gabriel Ricardo Maya Maya	15	-	15
Alberto Arroyave Lema	15	-	15
Francisco Correa Molina	15	-	15

## 2.7 Aprobación de actas

Las actas de las reuniones de Junta Directiva del año 2011 fueron puestas a consideración de los miembros para su aprobación en la reunión siguiente, previo el envío del proyecto de acta como parte de la información correspondiente a la sesión en que se aprobaron, permitiendo así que los miembros presentaran las observaciones a las mismas.

## 2.8 Comisiones de estudio

En consideración a que durante el año 2011 la Junta Directiva contó con el apoyo de tres (3) Comités de Junta, no se designaron comisiones de estudio para el análisis de temas específicos.

## 3. Comités de la Junta Directiva

Los miembros de la Junta Directiva de EPM hacen a su vez parte de algunos comités requeridos legalmente o constituidos como soporte a la labor de dirección del ente. En la actualidad, la empresa tiene constituidos el Comité de Auditoría, el Comité de Asuntos Administrativos y el Comité de Nuevos Negocios.

### 3.1 Comité de Auditoría

Creado por el Decreto 217 de 2006 de la Junta Directiva, tiene entre sus funciones supervisar el cumplimiento del programa de Auditoría Interna, velar por la preparación,

<sup>1</sup> Según el Estatuto de EPM, artículo 7 literal a) "El Alcalde de Medellín quien la presidirá, o el delegado que él designe para que lo reemplace en las ausencias temporales."



presentación y revelación de información financiera, y controlar el cumplimiento de prácticas específicas de gobierno corporativo.

Durante el año 2011, el Comité de Auditoría estuvo integrado por los doctores Gabriel Ricardo Maya Maya, Carlos Guillermo Álvarez Higueta y Tatyana Aristizábal Londoño. Participaron también, con voz y sin voto, el Auditor Externo y el Director de Control Interno de EPM. En total, a lo largo de 2011 el Comité efectuó 10 reuniones, en las siguientes fechas: 26 de enero, 22 de febrero, 30 de marzo, 2 de mayo, 1 de junio, 30 de junio, 27 de julio, 31 de agosto, 31 de octubre y 29 de noviembre.

### 3.2 Comité de Asuntos Administrativos

Creado mediante el Decreto 268 del 7 de julio de 2009 de la Junta Directiva, con el fin de analizar en detalle asuntos administrativos que compete conocer a la Junta Directiva, para facilitar a éste órgano, la adopción de la decisión cuando ésta se requiera, o la validación de la recomendación efectuada por el respectivo comité.

El comité está conformado por tres (3) miembros de la Junta Directiva, dos (2) integrantes de la Administración y los invitados de acuerdo con el tema a tratar en la sesión de trabajo. Los Integrantes durante el año 2011 fueron: los doctores Francisco Correa Molina, Rubén Hernando Fernández Andrade y Luis Fernando Arbeláez Sierra, por parte de la Junta Directiva; así como por parte de la Administración, participaron con voz y sin voto, la Directora de Planeación Institucional, la Secretaria General de EPM o su designado, y los servidores de la entidad que a juicio del mismo fueron requeridos. Durante el año 2011 el Comité efectuó un total de 9 reuniones, en las siguientes fechas: 28 de enero, 23 de febrero, 1 de abril, 2 de mayo, 1 de mayo, 27 de julio, 30 de agosto, 28 de octubre y 5 de diciembre.

### 3.3 Comité de Nuevos Negocios

Creado mediante el Decreto 274 del 2 de febrero de 2010 de la Junta Directiva, con la función de analizar en detalle el desarrollo de nuevos negocios que propicien el crecimiento nacional e internacional, y además, que garanticen el cumplimiento de la MEGA definida por EPM.

Este comité estuvo integrado por los doctores Tatyana Aristizabal Londoño, Carlos Guillermo Álvarez Higueta y Claudia Jiménez Jaramillo. Participaron además, con voz y sin voto, el Director de Finanzas Institucionales, el Director de Crecimiento Internacional y la Secretaria General de EPM, al igual que otros servidores de la entidad que a juicio del mismo fueron requeridos. Durante el año 2011 el Comité efectuó un total de cinco reuniones, realizadas en las siguientes fechas: 7 de febrero, 25 de abril, 7 y 9 de junio y 29 de noviembre.

### 4. Remuneraciones y beneficios

En cumplimiento de lo establecido en el Decreto 1165 de 2009, mediante el cual se estableció la remuneración para los miembros de la Junta Directiva (con excepción del Alcalde o su delegado), cada miembro recibió la suma de tres salarios mínimos legales mensuales vigentes por la asistencia a cada sesión de Junta Directiva o a cada reunión del Comité de Junta Directiva del que hizo parte.





El total recibido por cada miembro de la Junta y su discriminación por honorarios como miembros del órgano directivo, honorarios por pertenecer a uno de sus comités y el valor recibido por concepto de viáticos, fue:



### Resumen de honorarios pagados a miembros de la Junta Directiva de EPM

Miembro de Junta Directiva	Honorarios sesiones de Junta Directiva	Honorarios Comité de Asuntos Administrativos	Horarios Comité Nuevos Negocios	Honorarios Comité de Auditoria	Viáticos y capacitación	Total recibido año 2011
Alonso Salazar Jaramillo	-	-	-	-	-	-
Tatyana Aristizábal Londoño	20,245,680	-	8,565,480	14,461,200	-	43,272,360
Claudia Jiménez Jaramillo	23,123,088	-	2,892,240	-	-	26,015,328
Carlos Guillermo Álvarez Higueta	21,691,800	-	5,784,480	14,461,200	2,001,046	43,938,526
Luís Fernando Arbeláez Sierra	20,245,680	11,568,960	-	-	-	31,814,640
Rubén Hernando Fernández Andrade	21,691,800	13,015,080	-	-	-	34,706,880
Gabriel Ricardo Maya Maya	21,788,208	-	-	14,461,200	-	36,249,408
Alberto Arroyave Lema	21,788,208	-	-	-	-	21,788,208
Francisco Correa Molina	21,788,208	13,015,080	-	-	-	34,803,288
	<b>172,362,672</b>	<b>37,599,120</b>	<b>17,242,200</b>	<b>43,383,600</b>	<b>2,001,046</b>	<b>272,588,638</b>

Nota: en viáticos, la suma de \$2,001,046 del señor Carlos Guillermo Álvarez Higueta corresponde a: viáticos en dólares equivalentes a \$1,734,101 y viáticos nacionales por \$266,945.



## 5. Conflictos de interés

Los miembros de la Junta Directiva manifestaron tener claridad en la forma de manejar los conflictos de interés en caso de presentarse.

En tal virtud, la doctora Claudia Jiménez Jaramillo se declaró impedida para pronunciarse sobre la propuesta dejada a consideración de los miembros de Junta Directiva entre el 28 y 29 de marzo de 2011, relativa a la autorización a la constitución y la firma por parte de EPM de una garantía solidaria requerida como condición necesaria para la firma del contrato BOOMT entre EPM Ituango S.A. E.S.P. e Hidroitango S.A. E.S.P, por corresponder a un tema relacionado con el acuerdo de voluntades celebrado para el desarrollo del proyecto Ituango que conoció en ejercicio de su cargo como Ministra Consejera de la Presidencia.

Ningún otro miembro de Junta consideró la posibilidad de existencia de conflictos de interés en el ejercicio de su cargo.

## 6. Capacitación

Con el fin de atender eficientemente las necesidades de capacitación de los miembros de la Junta Directiva, se elaboró un plan general de capacitación de la Junta Directiva. En desarrollo del mismo se realizaron 6 sesiones de capacitación durante los días 4 de abril, 2 de mayo, 19 de julio, 1 de agosto, 5 de septiembre y 3 de octubre de 2011.

## 7. Autoevaluación de los miembros de Junta Directiva

Uno de los principales eventos de la gestión de la Junta Directiva consiste en la autoevaluación que realizan sus miembros una vez finalizado el ejercicio anual.

Esta evaluación se orienta a dos aspectos principales: por un lado, la evaluación de cada una de las sesiones de la Junta Directiva en asuntos tales como oportunidad, calidad y pertinencia de la información entregada antes de la reunión, claridad y profundidad de los temas analizados, tiempo estimado al tratamiento de cada uno, cumplimiento de la agenda programada, duración de la reunión y efectividad en la toma de decisiones. El otro aspecto consiste en la evaluación que cada miembro realiza de la Administración de la empresa, de la Junta Directiva como órgano colegiado y de su propia gestión como miembro de la misma.

La evaluación de la gestión de la Junta Directiva estuvo compuesta por 33 preguntas cualitativas sobre comportamientos deseables en miembros directivos, calificadas en una escala de 1 a 4 desde “En total desacuerdo” hasta “Totalmente de acuerdo” frente a la presencia del comportamiento descrito en cada pregunta. Acorde con los resultados, puede observarse que en un buen grado se encontraron en la actuación de la Junta comportamientos deseables para el Directorio:



### Resultados de la auto evaluación de gestión de la Junta Directiva

Temas	Puntaje 2010	Puntaje 2011
En relación con la administración de la empresa	3.2	3.5
En relación con la junta directiva como órgano colegiado	3.2	3.0
En relación con su gestión como miembro de la junta directiva	3.4	3.6
En relación con el comité y con su gestión como miembro del mismo	3.7	3.8



Respecto de las actuaciones de la Junta Directiva y con el fin de convertirla en un órgano cada vez más efectivo, los miembros recomendaron, entre otros aspectos, revisar los tiempos destinados a las intervenciones, garantizar mayor dedicación a los temas estratégicos, revisar la MEGA y la estrategia para el Grupo Empresarial, hacer un seguimiento detallado a proyectos estratégicos, velar por mantener los

niveles de eficiencia fiscal para conservar las calificaciones de riesgo y fortalecer los Comités de Junta Directiva.

En cuanto a la valoración de las sesiones realizadas en una escala de 1 a 5, siendo 5 una calificación excelente, las calificaciones finales fueron:



## Resultados de la auto evaluación de actuación interna de la Junta Directiva

Criterio		Puntaje 2010	Puntaje 2011
1	Oportunidad, calidad y pertinencia de la información entregada antes de la reunión	3.5	3.6
2	Claridad y profundidad de los temas tratados	3.8	3.8
3	Tiempo estimado al tratamiento de cada tema	3.6	3.5
4	Cumplimiento de la agenda programada	3.7	3.6
5	Duración de la reunión	3.7	3.5
6	Efectividad en la toma de decisiones	4.0	3.8
<b>Resultado</b>		<b>3.7</b>	<b>3.6</b>
		<b>Bueno</b>	<b>Bueno</b>

**NOTA:** El puntaje promedio obtenido para el año 2011 refleja una disminución de 1 punto respecto a la evaluación del 2010, debido a la alta dinámica de crecimiento de los negocios del Grupo EPM que impactó la duración estimada de las sesiones y los tiempos de deliberación de cada uno de los temas.



## Informe de gestión 2011

### Presentado por el Gerente General y los miembros de la Junta Directiva de EPM

Durante el año 2011 EPM siguió avanzando en su estrategia de crecimiento, basada en la sostenibilidad como propósito empresarial, una dinámica que hace de la responsabilidad social y ambiental un eje fundamental de su desarrollo, en equilibrio con los aspectos económicos y financieros de su gestión.

En este informe queremos destacar aquellas ejecuciones que se han convertido en acciones jalonadoras del desarrollo de las regiones y el país, y que a su vez han permitido presentar al dueño, el Municipio de Medellín, una organización sólida desde el punto de vista económico, preparada para seguir apalancando su crecimiento y comprometida con el mejoramiento de la calidad de vida de sus habitantes.

La excelencia de los resultados del año 2011 no hace más que fortalecer este compromiso. Hacemos entonces un reconocimiento a la Administración de Federico Restrepo

Posada, a su Junta Directiva, a su equipo de colaboradores y a todos los funcionarios del Grupo EPM por los logros obtenidos.

La entrada en operación de Porce III y las metas superadas en programas como Antioquia Iluminada y Energía Prepago, por solo mencionar algunos, dicen mucho de lo que significa la dinámica de sostenibilidad que le imprime EPM a todas sus realizaciones.

Es por eso que registramos las inversiones en comunidad y medio ambiente por \$221,133 millones y los procesos de contratación que en 2011 generaron 18,881 empleos mensuales en promedio, a los cuales se suman 1,122 oportunidades de trabajo que se crearon en el marco del programa de Contratación Social.

Por concepto de transferencias ordinarias y extraordinarias, el Municipio de Medellín recibió 797,500 millones para la ejecución de sus programas de desarrollo social, especialmente en los sectores de la educación, el empleo, los programas recreativos, el mejoramiento ambiental, la movilidad y la infraestructura urbana.

La utilidad neta durante el periodo fue de \$1.5 billones y, junto a esta cifra, destacamos que en este periodo el Grupo EPM superó la MEGA que estaba prevista para el año 2015 en USD5,000 millones, con unos ingresos operaciones que en 2011 fueron de USD6,013 millones. Las filiales de Centroamérica participaron con el 25% del total de los ingresos.

## Comportamiento de la economía

No obstante el difícil entorno económico mundial que comenzó a mediados del año 2008 con la crisis en el sector financiero y, a su vez, en varios países, principalmente de Europa, durante el año 2011 la economía colombiana registró señales de recuperación y crecimiento en varios sectores claves para el desarrollo de la actividad de los servicios públicos domiciliarios.

Según estimaciones preliminares de Departamento Nacional de Planeación, para ese periodo se estima un crecimiento de la economía colombiana superior al 5.5%. La demanda de energía en 2011 creció el 1.8%, inferior al de 2010 que fue del 2.7%, comportamiento que explica XM (administrador del Sistema Interconectado Nacional), por un asunto coyuntural relacionado con el mantenimiento de la mina de ferromanganeso de Cerromatoso entre febrero y julio de 2011 y por la caída en la demanda de energía del sector residencial como resultado de las afectaciones de la ola invernal en el conjunto de la población, a raíz del fenómeno climático conocido como “La Niña”.

La problemática fue especialmente notable en el primer semestre del año, cuando se presentaron lluvias por encima de la media mensual en la mayor parte del país y temperaturas menores a los promedios para estos meses. El exceso de lluvias implicó una alta disponibilidad de generación hídrica lo que trajo como consecuencia una disminución en el precio en bolsa de energía.

Sin embargo, durante el último mes del año 2011 el crecimiento de la demanda de energía fue del 3.6%: en el mercado regulado aumentó un 2.4% y en el no regulado el 6.0%.

## Desempeño operativo

Aunque en el negocio de aguas se presentó un crecimiento del 3% tanto en usuarios como en ingreso medio (\$/m<sup>3</sup>) en los servicios de acueducto y aguas residuales, desde hace ya varios años se está registrando un descenso en el consumo promedio por usuario, situación que obedece en gran medida a las campañas de responsabilidad ambiental que ha adelantado EPM promoviendo el uso inteligente del recurso.

En generación de energía se destaca la entrada en operación comercial de la Central Hidroeléctrica Porce III, con 660 MW de capacidad instalada, lo que aumenta la oferta de generación respecto al 2010. La energía en firme disponible de Porce III permitió a EPM obtener ingresos adicionales por ventas en el mercado secundario de respaldo del cargo por confiabilidad. Por otro lado, la mayor disponibilidad hídrica de sus embalses permitió a la empresa incrementar sus ventas en la bolsa de energía, pese a diversos atentados de grupos al margen de la ley que afectaron a la infraestructura eléctrica del país, principalmente a las centrales Porce II y Porce III.





En total, para el periodo de este informe los usuarios del mercado regulado de energía, residencial y no residencial, ascendieron a 1,895,923, con un crecimiento del 4% frente al año 2010.

Por su parte, en el negocio del gas, al cierre de 2011 EPM se acercó a los 600 mil usuarios, entre residenciales, pymes e industrias, cifra que superó ampliamente las metas de crecimiento previstas para esta vigencia.

Aunque el Valle de Aburrá concentró el mayor número de clientes de gas (cerca de 580 mil), el gran logro de este año lo representa el impulso alcanzado por el programa “Gas sin fronteras”, que ha llevado el servicio a diez municipios del Oriente y del Norte de Antioquia: en 2011 se conectaron 10 mil 500 clientes en las dos subregiones, en su gran mayoría de estratos 1 y 2, duplicando la meta inicialmente prevista. El Retiro, La Ceja, La Unión, El Peñol, Guatapé, Yarumal, Santa Rosa de Osos, San Pedro de los Milagros, Donmatías y Entreríos dieron un paso adelante en Antioquia, gracias a la llegada del gas natural de EPM.

Como resultado de la Encuesta Regional de la Comisión de Integración Energética Regional (CIER) de Satisfacción del Cliente Residencial 2011, realizada entre usuarios de 13 países y con la participación de 55 compañías del sector en Suramérica y Centroamérica, EPM obtuvo el mayor Índice de Satisfacción del Cliente con la Calidad Percibida (ISCAL), con lo cual por primera vez se hizo merecedora del máximo

premio, categoría Oro, dentro de las empresas de distribución de energía que atienden a más de 500 mil clientes. Este galardón, que ratifica el compromiso de toda la organización con sus clientes y con el desarrollo sostenible del sector de energía, es un premio al rigor y a la excelencia operativa de EPM.

Pero junto al Oro que otorgaron los clientes a EPM, otras cuatro empresas del Grupo Empresarial recibieron importantes distinciones. Dentro del conjunto de las compañías que atienden a más de 500 mil clientes, se le concedió Mención especial a la Electrificadora de Santander (ESSA) por registrar la “Mayor evolución del Índice de Satisfacción con la Calidad Percibida”, mientras que en el grupo 2 (hasta 500 mil clientes) el Oro, la Plata y el Bronce fueron respectivamente para Centrales Eléctricas de Norte de Santander (CENS), Distribuidora de Electricidad del Sur (DELSUR) de El Salvador y Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC), empresa esta última que también había sido reconocida en el 2009.

Consideramos que este logro en particular tiene la mayor trascendencia para una organización que hoy se consolida como Grupo, identificándose en sus acciones por el compromiso con la gente, con las personas que reciben sus servicios. De este modo, se reafirma ese sentido profundo que tiene el trabajo en equipo, que es el de compartir experiencias y conocimientos para alcanzar juntos los mejores resultados.

## Acciones de responsabilidad social

En desarrollo del programa de electrificación rural “Antioquia Iluminada”, a septiembre de 2011, tres meses antes de lo previsto y con inversiones acumuladas de \$115,448 millones, EPM cumplió la meta fijada tres años atrás de llevar la energía eléctrica a 42,000 viviendas de las regiones más apartadas del departamento de Antioquia, con un acumulado a diciembre de 2011 de 47,062 instalaciones beneficiadas con este proyecto.

Destacamos lo que ha significado este programa pionero de electrificación para más de 170 instituciones educativas rurales de Antioquia. Hoy, sus alumnos pueden acceder a nuevas tecnologías y disfrutar los adelantos de las comunicaciones modernas, como la televisión y el internet, al tiempo que en los planteles ya se pueden programar clases nocturnas para los jóvenes y adultos que durante el día trabajan en el campo.





Por su parte, el programa de Financiación Social logró beneficiar en el año 2011 a 48 mil familias, otorgándoles créditos por \$56,291 millones. Esta acción de responsabilidad social empresarial (RSE) se inició en el año 2008 con el objetivo de ofrecer condiciones comerciales favorables de crédito, en especial a las familias de los estratos socio-económicos más bajos del mercado de EPM y UNE, facilitándoles la adquisición de artículos para que puedan hacer un uso inteligente de los servicios públicos domiciliarios, entre ellos los electrodomésticos y gasodomésticos de última generación, materiales de construcción para el mejoramiento de la vivienda y equipos que permitan aprovechar las posibilidades de las tecnologías de información y comunicación (TIC). Los electrodomésticos preferidos por los usuarios del crédito son la nevera, la lavadora, el computador y el televisor, junto con los materiales para hacer mejoras en el hogar.

En desarrollo de este programa de Financiación Social se ha podido observar cómo permite al usuario, en el mediano plazo, una formación de activos mayor que con otros mecanismos de financiación del mercado, así como una oportunidad de formar un historial crediticio que le abre las puertas en el sector financiero formal, en lo que se conoce “bancaización”.

Durante el año 2011, EPM continuó con la implementación del programa Todos Conectados, una solución a la creciente desconexión de usuarios con dificultades para pagar a tiempo sus facturas, otorgándoles congelamiento del valor de la deuda y amortización a largo plazo y tasas bajas. Durante el año 2011 se instalaron 57,091 medidores de energía prepago con una inversión de \$14,911 millones, con lo cual se superó la meta en un 124% y se hizo presencia en 57 municipios de Antioquia.

Al formalizar el servicio y regular su consumo de energía de acuerdo con su capacidad de pago, con “Todos conectados” las familias beneficiadas pueden permanecer dentro de la legalidad y, además, valorizar sus viviendas y tener un ahorro a largo plazo para destinar a otras necesidades básicas desatendidas.

En este mismo sentido, durante el año también se dieron pasos importantes en el proyecto Aguas Prepago de EPM, con alternativas similares para los servicios de agua potable y alcantarillado. En 2011 EPM realizó evaluaciones de alcance, mercado objetivo, tecnologías y aspectos financieros de la solución, así como el montaje de una prueba piloto con 300 usuarios en estado “morosos cortados”. Durante los primeros cinco años se espera conectar a 35,000 usuarios morosos de aguas al sistema de facturación y pago de modalidad prepago.

EPM siguió desarrollando su programa de Habilitación Viviendas, cuyo propósito es facilitar el acceso formal de viviendas de los estratos 1, 2 y 3 a los servicios públicos de agua y energía. La empresa asume la construcción de las redes y financia al cliente el costo de la acometida y el medidor a bajas tasas de interés por un plazo de hasta 120 meses. Durante el año 2011 habilitó 847 viviendas en acueducto, 1,092 en alcantarillado y 37,978 en energía, tanto en área rural como urbana, con una financiación de \$35,587 millones. Contribuir al mejoramiento de la calidad de vida de los clientes, generar empleo vinculando a la comunidad al proceso constructivo de las obras, estabilizar los suelos de las laderas y propiciar un desarrollo urbano sostenible son los mayores beneficios sociales que se derivan de este programa de EPM cuyo origen se remonta a los años sesenta.

Con el fin de darle un valor social a la madera producto del aprovechamiento forestal en las áreas que rodean a los embalses de EPM, en el año 2008 surgió la iniciativa de transformar este recurso en viviendas de interés social, como una solución integral a las familias y a la construcción del tejido social a través de acciones responsables que involucran el hábitat, la persona y el trabajo, para dignificar y mejorar la calidad de vida, a través del programa Aldeas.

En el año 2011, se firmaron seis convenios de cooperación técnica y económica, para la construcción de 684 viviendas en los municipios de Belmira, San Luis, San Carlos, San Rafael, Necoclí y Venecia, al tiempo que se construyeron 239 viviendas en las primeras cinco localidades mencionadas, con una ejecución de \$7,205 millones y un aporte de EPM de \$3,393 millones.

Se destaca el trabajo mancomunado con las siguientes entidades: Empresa de Vivienda de Antioquia "VIVA", Gobernación de Antioquia, ISVIMED, Fundación Fraternidad Medellín, Fundación Sueños por Colombia, Fundación Argos, Corporación Antioquia Presente, Fundación Berta Martínez, Grupo Mundial y los Municipios comprometidos.

Para el 2012 se continúa con la construcción de 207 viviendas correspondientes a la Fase I del Programa y 238 de la fase II, incluyendo las obras de urbanismo, en el Municipio de Venecia (Antioquia), corregimiento de Bolombolo.



## Acciones con transparencia

La transparencia es uno de los grandes valores de EPM. Así puede constatar en el desarrollo de sus programas y proyectos, apoyados en un sistema de contratación público que se ha caracterizado por su rigor en lo jurídico.

La empresa ha seguido fortaleciendo sus canales de interacción con sus grupos de interés, con acciones que promueven el trabajo en equipo, la apertura informativa y el acercamiento como fórmulas para avanzar en el crecimiento sostenible de la empresa en función del desarrollo social y ambiental.

Al interior de la organización se implementaron espacios de comunicación como "Mi canal", un sistema de pantallas ubicadas en los distintos despachos y sedes de la empresa para informar y acercar al personal a las decisiones y la marcha de la organización. El impacto esperado del medio será sobre todo en operarios y personas sin acceso permanente a un computador.

Así mismo, a través de un esquema de seguimiento detallado, en 2011 el cumplimiento del convenio marco de relaciones entre el Municipio de Medellín y EPM, vigente desde 2008, fue el eje central de la gestión de Gobierno Corporativo. Durante este año se diseñó una propuesta de ajuste al Modelo ahora con alcance al Grupo Empresarial.

## Desarrollo de la estrategia de crecimiento

Además, se realizaron tres eventos de rendición de cuentas de EPM con transmisión en directo por los canales regionales de televisión y se entregó a cada servidor el nuevo Código de Ética.

En el marco del Programa NIIF, que busca adoptar en el Grupo EPM las Normas Internacionales de Información Financiera, se dio inicio a la fase de desarrollo de soluciones, se consolidó el equipo tanto de EPM como del consultor Ernst&Young y se empezaron a entregar los primeros requerimientos a las áreas para su correspondiente gestión.

Son acciones que se reflejan en la confianza que genera la Empresa y el respaldo del sector financiero nacional e internacional con las altas calificaciones otorgadas por las firmas Moody's (a las emisiones internacionales vigentes en el mercado y a la deuda corporativa de la empresa) y Fitch Ratings (a la deuda en moneda local y extranjera, a la capacidad de pago a nivel nacional y al programa de emisión de bonos en pesos).

Y también se aprecian en calificaciones como la otorgada por la Corporación Transparencia por Colombia, Capítulo Nacional de Transparencia Internacional (TI), a partir de un estudio realizado de manera voluntaria entre 24 empresas de servicios públicos del país, en el cual EPM alcanzó un total de 95 puntos sobre 100, lo que le confiere un "grado de desarrollo sobresaliente en sus prácticas y mecanismos de transparencia". Con esta puntuación, EPM se ubicó como la segunda empresa colombiana de servicios públicos más destacada por sus prácticas de transparencia, superando en seis puntos la calificación obtenida en la medición del año anterior (89/100 en promedio), y en 10 la correspondiente a 2009 (85/100).

Para obtener estos resultados, la Corporación Transparencia por Colombia evaluó para cada empresa participante los componentes de Apertura informativa, Diálogo, Control y Reglas claras, a través de 48 indicadores establecidos con base en las mejores prácticas internacionales, que le permitieron analizar el grado de interrelación de cada una de ellas con sus grupos de interés, la eficacia de los canales de atención al cliente, las acciones de autorregulación en ética empresarial, la eficacia de sus sistemas de control internos y externos, y las buenas prácticas de gobierno corporativo.

Con la firma del contrato BOOMT entre la Sociedad Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P. y EPM Ituango S.A. E.S.P., EPM asumió el compromiso histórico de financiar, construir, mantener, operar, explotar comercialmente y devolver, en un lapso de 50 años, la que será la central hidroeléctrica más grande de Colombia. Durante el 2011 se realizó la escisión de la Sociedad Hidroituango, producto de lo cual nació EPM Ituango, filial controlada por EPM que será la ejecutora del proyecto.

En la misma vigencia, EPM capitalizó a EPM Ituango S.A. E.S.P. en \$529 mil millones, de los \$687 mil millones decretados en la asamblea de EPM Ituango en mayo de 2011; el valor restante de \$158 mil millones se pagará en mayo de 2012.

El proyecto hidroeléctrico Ituango, localizado en el noroccidente de Antioquia, en jurisdicción de 12 municipios, generará 2,400 megavatios (MW) de energía para el país y dinamizará el desarrollo de la región en todos sus frentes. Tiene un costo estimado de USD5,508 millones.

Durante el año 2011 se publicaron licitaciones importantes como el de la compra e instalación de los equipos de generación, y la construcción de las obras civiles principales del proyecto Ituango que incluye la construcción de la presa, la central subterránea y demás obras asociadas. En el segundo y tercer trimestre del 2012 se estarían adjudicando estas dos importantes licitaciones internacionales.

Así mismo, se adjudicó el contrato para la construcción de los túneles de desviación al consorcio colombo chileno integrado por las firmas Ferroviario Agroman Chile S.A. y Sainc Ingenieros Constructores S.A., de Colombia. Por su parte, el contrato para la construcción de los campamentos se adjudicó a Arquitectos e Ingenieros Asociados S.A. (A.I.A.) de Colombia, mientras que el de la interventoría de las obras lo ejecuta el consorcio colombiano Ingetec-Sedic.

La central hidroeléctrica Porce III entró en operación comercial con el encendido pleno de sus cuatro turbinas, para un total de 660 nuevos megavatios. Su primera unidad había empezado a funcionar en diciembre de 2010 y las tres restantes entraron de manera escalonada a lo largo del 2011, la última de ellas el 1 de septiembre. Porce III es actualmente la central más grande del sistema de generación de EPM y demandó una inversión de USD1,566 millones, incluyendo gastos de financiación.



Está localizada en el nordeste antioqueño, en jurisdicción de los municipios de Amalfi, Guadalupe, Gómez Plata y Anorí, 147 kilómetros al nordeste de Medellín.

En el negocio de aguas, EPM capitalizó en \$4,213 millones la empresa pública Aguas de Malambo S.A. E.S.P., al tiempo que se comprometió a modificar sustancialmente el actual panorama de los servicios de acueducto y alcantarillado para más de 80 mil habitantes de ese municipio, en su mayor parte de estratos 1 y 2, que hoy padecen graves problemas de calidad, eficiencia y continuidad. EPM contempla inversiones por \$80,500 millones durante los próximos años, con metas claramente definidas: alcanzar una continuidad de 24 horas en el suministro durante los siete días de la semana, lograr una cobertura del 98% en el servicio de acueducto al año 2015 y del 95% en el de alcantarillado en el año 2020, instalar plantas propias de energía para garantizar la autonomía en la prestación de ambos servicios, incrementar la capacidad de almacenamiento de 4 mil a 10 mil metros cúbicos, ampliar y optimizar las redes de distribución e instalar equipos de macro y micromedición para tener un control automatizado de los consumos.

También en el negocio de Aguas se resaltan los avances en el Plan de Saneamiento, una parte de los cuales se está ejecutando a través de la filial Aguas Nacionales S.A. E.S.P. Se han logrado hitos importantes como el hecho de que durante el 2011 se adjudicó la obra civil y la interventoría del Interceptor Norte, y se desarrolló la etapa de contratación para la planta de tratamiento de aguas residuales Bello, con un caudal

promedio de 5 m<sup>3</sup>/s, cuya adjudicación está prevista para el primer trimestre de 2012. Igualmente se destaca el avance de las empresas de acueducto regionales, filiales de EPM, que han logrado importantes avances en el propósito de dotar de agua potable a las regiones del departamento especialmente en la zona de Urabá.

En el ámbito internacional, EPM asumió la propiedad mayoritaria de las empresas de distribución de energía Elektra Noreste S.A. (ENSA), de Panamá, y Distribuidora de Electricidad del Sur (DELSUR), de El Salvador por un monto de USD 135 y USD 63 millones, respectivamente.

La transacción con ENSA de Panamá fue realizada directamente por EPM, mientras que la empresa DELSUR de El Salvador fue adquirida a través de DECA II (Distribución Eléctrica Centroamericana II S.A.), de propiedad de EPM desde octubre del año 2010. DECA II es, a su vez, la mayor accionista de la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A., EEGSA, considerada como la distribuidora eléctrica más grande de Centroamérica, y de COMEGSA, la principal comercializadora de energía de Centroamérica.

En el caso de El Salvador, la negociación también incluye las participaciones accionarias con control de las empresas Electricidad de Centroamérica Ltda. de C.V. PPLG El Salvador II, e Innova Tecnología y Negocios S.A. de C.V., constituidas para prestar servicios a DELSUR.





## Investigación, innovación y desarrollo

En su apuesta por la innovación, la ciencia y la tecnología, y en sintonía con la estrategia de competitividad desarrollada por Medellín Digital, EPM suscribió con la Universidad de Purdue (Indiana) un memorando de entendimiento para trabajar de manera conjunta en estos frentes.

El convenio incluye la estructuración, creación, construcción, dotación y operación en Medellín de un Centro Nacional de Nanotecnología, inspirado en el Birck Center de Purdue, líder internacional en esta materia, enfocado en los desarrollos tecnológicos en energía, aguas y medio ambiente. A él tendrán acceso muchas universidades de Colombia, tanto públicas como privadas.

Además del Centro Nacional de Nanotecnología se explorarán otras áreas de mutuo interés, como recursos hídricos, energía y medio ambiente, visitas de investigación y desarrollo de proyectos, incluyendo la presentación de propuestas ante organismos de financiación nacionales e internacionales en cada país.

Desde hace varios años PM desarrolla un modelo colaborativo para impulsar el trabajo interdisciplinario, interinstitucional y con distintos grupos de investigación, para crear soluciones efectivas a sus problemas o asuntos y, paralelamente, generar soluciones innovadoras para el mercado, con base en la investigación científica aplicada.

Fruto de esa visión nació el Centro de Investigación e Innovación en Energía (CIEN), integrado por EPM, las universidades de Antioquia, Nacional y Pontificia Bolivariana y el Instituto Tecnológico Metropolitano. Hoy cuenta con 38 grupos de investigación y avanza en la ejecución de 11 proyectos, varios de los cuales involucran la nanotecnología (nanoestructuras y nanomateriales), con inversiones que superan los USD6 millones.

Teniendo como eje a Ruta N, muchos proyectos convergen para alcanzar la Medellín Digital que queremos. El apoyo de la comunidad académica a propuestas como el CIEN y ARTICA (alianza regional en TIC), y la transferencia de talento y nuevos desarrollos a través de convenios como el suscrito con la Universidad de Purdue, auguran un futuro muy promisorio para potenciar las excelentes capacidades de nuestra gente.



## Talento humano

En el ámbito interno, EPM cerró el año con una planta de 6,095 personas, 265 más frente al año 2010, para atender la dinámica de crecimiento de la empresa, sobre todo en los proyectos de generación de energía Porc III e Hidroituango, el programa de electrificación rural Antioquia Iluminada, el robustecimiento del servicio al cliente en la regiones fuera del Valle de Aburrá, el foco en crecimiento internacional, los proyectos de expansión en la distribución en aguas y el trabajo de adopción de las normas internacionales de información financiera (programa NIIF).

En la gestión de relacionamiento, los hechos centrales fueron el despliegue y apropiación de los Valores y del Código de Ética en la organización, así como la medición del riesgo sicosocial que apunta, en el marco de los objetivos de RSE de la estrategia, al mejoramiento de la calidad de vida del personal vinculado.

Los beneficios otorgados a los empleados para educación deportiva, cultural, artística e idiomas tuvieron un incremento, al tiempo que se destaca el quinto lugar que ocupó EPM dentro de “Las cien mejores empresas para trabajar en Colombia”, de acuerdo con el estudio Merco Personas.

Con la organización sindical Sintraemsdes, una de las tres existentes en EPM (las otras son Sinpro y Unigeeep), se firmó en 2011 una convención colectiva, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2013.

Durante 2011 se realizó la gestión permanente de clima organizacional, a través de sesiones individuales con todos los directivos y grupales con el 100% de los equipos de trabajo. En 2012 se realizará una medición de clima organizacional.

En formación, el indicador de horas-persona promedio-año subió de 41 a 54, con un incremento significativo de los eventos de capacitación.

## Desempeño financiero

Al cierre de 2011, los ingresos operacionales de EPM ascendieron a \$5.1 billones y presentaron un crecimiento del 14% frente al año anterior y un resultado superior al presupuesto en un 5%.

Este comportamiento se explica por el buen desempeño del negocio de generación de energía, que representa el 50% de los ingresos totales de EPM y que presentó un crecimiento del 22% frente al año anterior. La entrada en operación de Porco III, que significó unos ingresos adicionales por ventas en el mercado secundario de respaldo del cargo por confiabilidad y la mayor disponibilidad hídrica de sus embalses que permitió vender más unidades en bolsa, explican el buen comportamiento de los ingresos de este negocio.

Los costos y gastos operacionales ascendieron a \$1.7 billones y presentaron un crecimiento del 6%. Con este comportamiento, el Ebitda ascendió a \$2.4 billones con un crecimiento del 24% y superior a la meta presupuestada en un 8%.

La utilidad operativa ascendió a \$1.9 billones con un crecimiento del 35% frente al año anterior y superior a la meta que había sido presupuestada en 11%.

Los ingresos y gastos no operativos presentaron un resultado neto favorable de \$10,298 millones, inferior en un 95% al registrado en 2010, lo que se explica por el comportamiento de la diferencia en cambio, que a diciembre representó un ingreso neto de \$8,890 millones mientras que a diciembre del año anterior ascendió a \$21,077 millones. Al cierre de 2011, se registraron resultados netos de las filiales por \$256,048 millones con un crecimiento del 13% frente al año anterior.

La utilidad neta ascendió a \$1,526,984 millones con un crecimiento del 5% frente al año anterior y superando la meta presupuestada en un 8%.

Los activos totales ascendieron a \$28.6 billones con un crecimiento del 9% frente al año anterior, donde se destacan las adquisiciones de activos en Panamá y El Salvador así como las inversiones en EPM Ituango. Los pasivos totales fueron \$8.6 billones, con un crecimiento del 10% frente al año anterior, donde se destacan las obligaciones financieras que ascendieron a \$5.5 billones con un crecimiento del 15%. En este crecimiento se destaca la colocación de bonos en el mercado internacional de capitales por \$1.2 billones, USD 680 millones, con un plazo de 10 años y a una tasa del 8.375% anual. El patrimonio ascendió a \$20 billones con un crecimiento del 9% frente al año anterior.

Un hecho para destacar es la firma de dos contratos de crédito internacionales: con el ala privada del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) se firmó un crédito por USD10 millones, destinado al programa de Financiación Social, mientras que con la Corporación Financiera Internacional (IFC), a la privada del Banco Mundial, se firmó un crédito tipo A/B por USD 349 millones, destinados al programa Antioquia Iluminada y a planes de expansión de redes de aguas y distribución energía. Para EPM, este contrato de crédito representa una diversificación de sus fuentes de financiación para ejecutar los planes de crecimiento y expansión, y a él se suman las emisiones de deuda que se han venido haciendo desde hace dos años en los mercados internacionales de capitales, el mercado de capitales local, la banca multilateral y los créditos con la banca comercial.



Por otro lado, la firma calificadora de riesgo Fitch Ratings elevó la calificación grado de inversión de EPM de “BBB-” a “BBB”, a la deuda en moneda local y extranjera de EPM. La calificación, que está un grado por encima de la que tiene la República de Colombia, aplica a las emisiones internacionales de bonos vigentes por USD500 millones (con vencimiento en 2019), y por \$1 billón 250 mil millones (con vencimiento en 2021).

Así mismo, ratificó la calificación “AAA” otorgada a la capacidad de pago de EPM a nivel nacional, y a su programa de emisión de bonos en pesos por \$2 billones. La perspectiva para todas las calificaciones es estable.

Para EPM esta calificación representa una ratificación de la confianza en la estrategia que se ha venido ejecutando, de la credibilidad y transparencia en la administración de los recursos, y la rigurosidad técnica, financiera y legal que caracteriza toda su actuación.

## Perspectivas para 2012

Para la vigencia 2012 EPM presupuestó, inversiones por \$1,550,984 millones, de los cuales \$782,423 millones corresponden a proyectos de infraestructura entre los que se destacan las obras civiles finales del proyecto hidroeléctrico Porce III, los proyectos de expansión del STN y STR a nivel nacional como Mansarovar, Nueva Esperanza y Malena, la segunda etapa del programa Antioquia Iluminada, la expansión del GNC (Gas Natural Comprimido) a los Municipios del Oriente, Occidente y Suroeste del departamento de Antioquia, las obras de expansión de acueducto con el fin de aumentar la oferta del sistema interconectado en el Valle de San Nicolás y el Valle de Aburrá, así como las obras de modernización para la recolección y transporte de aguas residuales y las inversiones en Ruta N y en nanotecnología que buscan hacer de Medellín una ciudad líder en innovación y atractiva en negocios para toda Latinoamérica.

En el servicio de gas natural EPM proyecta expandirse a los municipios de Sonsón, Santa Fe de Antioquia, Sopetrán, San Jerónimo, Amagá y Ciudad Bolívar, y en 2013 a las localidades de Santa Bárbara y Fredonia. Al cierre de este último año se aspira a contar con 34,300 instalaciones conectadas al GNC en 17 municipios por fuera del Valle de Aburrá, con una penetración cercana al 60%.

En el desarrollo del programa Antioquia Iluminada EPM trazó la ruta y dispuso los recursos para acometer un segundo desafío: electrificar 31,214 viviendas rurales más en el período 2012-2013, con un presupuesto adicional de \$158,873 millones. Esto significa que en cuatro años -2009 a 2013- Antioquia Iluminada habrá llegado a 77,214 viviendas antioqueñas, es decir al 99% de las casas campesinas que nunca habían

contado con energía eléctrica, según el censo realizado hace un poco más de cuatro años, antes de que se iniciara la ejecución del proyecto.

EPM seguirá ejecutando proyectos y programas de alto contenido social como Energía Prepago que permite el acceso al servicio a miles de desconectados, Antioquia Iluminada que continuará conectando a la energía eléctrica a miles de familias de los sectores rurales más apartados del departamento, Habilitación Viviendas con créditos blandos de largo plazo para facilitar el acceso a los servicios públicos domiciliarios, Financiación Social, Aldeas, Contratación Social y becas para los estudiantes de educación superior, entre muchos otros.

El compromiso que asumimos tiene la dimensión misma de una ciudad que reconoce a EPM como una obra suya, el orgulloso resultado del esfuerzo de muchas generaciones de trabajadores, de ingenieros y directivos.

Nuestra responsabilidad es potenciar esos resultados y hacer que EPM siga caminando en la senda de la internacionalización. Tenemos el enorme reto de posicionar a EPM como una empresa multilatina de alto reconocimiento.

Para lograrlo, empezaremos por renovar nuestra relación con las personas. Queremos ser y proyectar que EPM es cada vez más humana, más cercana a sus grupos de interés, más cálida, más incluyente y, así mismo, la más responsable con el medio ambiente.

Nuestra gestión estará orientada a contribuir, desde la gestión de los servicios públicos, a la exaltación de la vida como germen de la sociedad que entre todos estamos construyendo. Por eso, seguiremos profundizando en la responsabilidad social con programas que promueven la educación, el empleo y la innovación.

El talento humano de EPM, que desde hace mucho ha interiorizado esta visión como parte de la cultura empresarial, está listo para emprender una nueva etapa en esta tarea que es de largo aliento.

A estos servidores, a la comunidad, a los clientes y a todas las personas e instituciones de Colombia y del mundo que se identifican con la dinámica de EPM, el mensaje es que vamos a seguir siendo un motor, el motor de desarrollo, un motor de movilidad social para la gente.



## Somos Grupo EPM

Somos un grupo empresarial colombiano conformado por 44 empresas, 24 de ellas en Centroamérica, Estados Unidos y España, y el resto en Colombia.

Actuamos unidos por el desarrollo de las regiones donde hacemos presencia en los sectores de energía eléctrica, gas natural, agua potable, saneamiento básico, recolección, aprovechamiento y disposición final de basuras, y tecnologías de información y comunicación.

Nuestra sede principal es la ciudad de Medellín, capital del departamento de Antioquia en la república de Colombia.

Con nuestros servicios mejoramos la vida de más de 13 millones 500 mil personas.

Nuestra estrategia es crecer con la gente, hablando el lenguaje de la sostenibilidad. La responsabilidad social empresarial, el buen gobierno corporativo, la planeación de largo plazo y el rigor técnico, jurídico, financiero y gerencial, son pilares de nuestra estrategia.

Aportamos a la construcción de un entorno próspero en las regiones donde estamos, mediante un desempeño

empresarial respetuoso en el que importan las consecuencias económicas, ambientales y sociales de nuestras actuaciones frente a los grupos de interés.

### Hechos históricos relevantes del Grupo EPM

**1997:** EPM se transforma en empresa industrial y comercial del Estado para dar cumplimiento a la Ley 142 de 1994.

**2000:** EPM se convierte en la casa matriz de un grupo empresarial.

**2003:** EPM compra a CHEC (Central Hidroeléctrica de Caldas), EDEQ (Empresa de Energía del Quindío) y HET (Hidroecológica del Teribe, Panamá), y crea EPM inversiones S. A.

**2005:** EPM adopta una nueva estrategia y cambia su estructura organizacional.

**2006:** se crea UNE EPM Telecomunicaciones S. A. E.S.P.

**2007:** se integra el mercado regional de energía de Antioquia.

**2007 – 2008:** se empezaron a crear las empresas regionales de aguas.

**2009:** EPM compra a CENS (Centrales Eléctricas del Norte de Santander) y ESSA (Electrificadora de Santander S.A.).

**2010:** EPM invierte en empresas centroamericanas de energía que ya tienen un posicionamiento en la región, adquiere la empresa holding DECA II y sus empresas filiales.

**2011:** EPM adquiere, mediante DECA II, la empresa EL Salvador Holdings Ltd., que a su vez es dueña de las empresas DELSUR (Electricidad Del Sur) en EL Salvador y mediante la compra de la empresa Panamá Distribution Group S.A. adquiere la empresa ENSA (Elektra Noreste S.A.) en Panamá. Asume formalmente la financiación, construcción, mantenimiento, operación y explotación comercial de Hidroituango, que será la central de generación de energía más grande de Colombia, con 2 mil 400 megavatios de capacidad. Capitaliza hasta un 85% la empresa pública Aguas de Malambo S.A. E.S.P.

## MEGA Grupo EPM

El horizonte avizorado por el Grupo EPM para 2015, se cumplió en 2011 y actualmente la Meta Grande y Ambiciosa o Mega, se encuentra en redefinición. “En el año 2015 el Grupo Empresarial EPM será una corporación con ingresos por ventas equivalentes a USD 5,000 millones, de los cuales el 60% se originará en Colombia y el 40% fuera de Colombia”.

Su GEN Aguas será un jugador relevante en el mundo del agua en Latinoamérica.

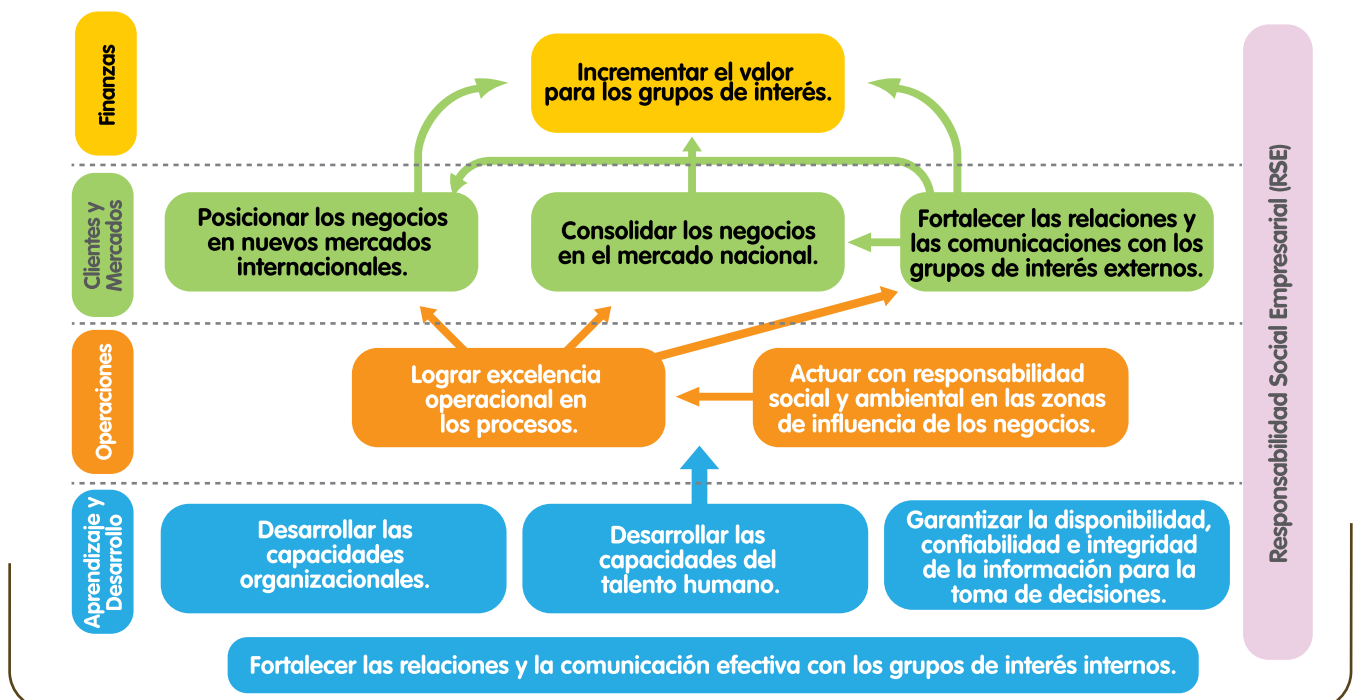
Su GEN Energía será un jugador importante en energía en el ámbito de Latinoamérica, sin descartar Estados Unidos.

Telecomunicaciones será el inversionista individual más importante de la empresa integrada de telecomunicaciones más competitiva de Colombia, y emergentemente sirviendo la comunidad de la diáspora latinoamericana en Estados Unidos y España.



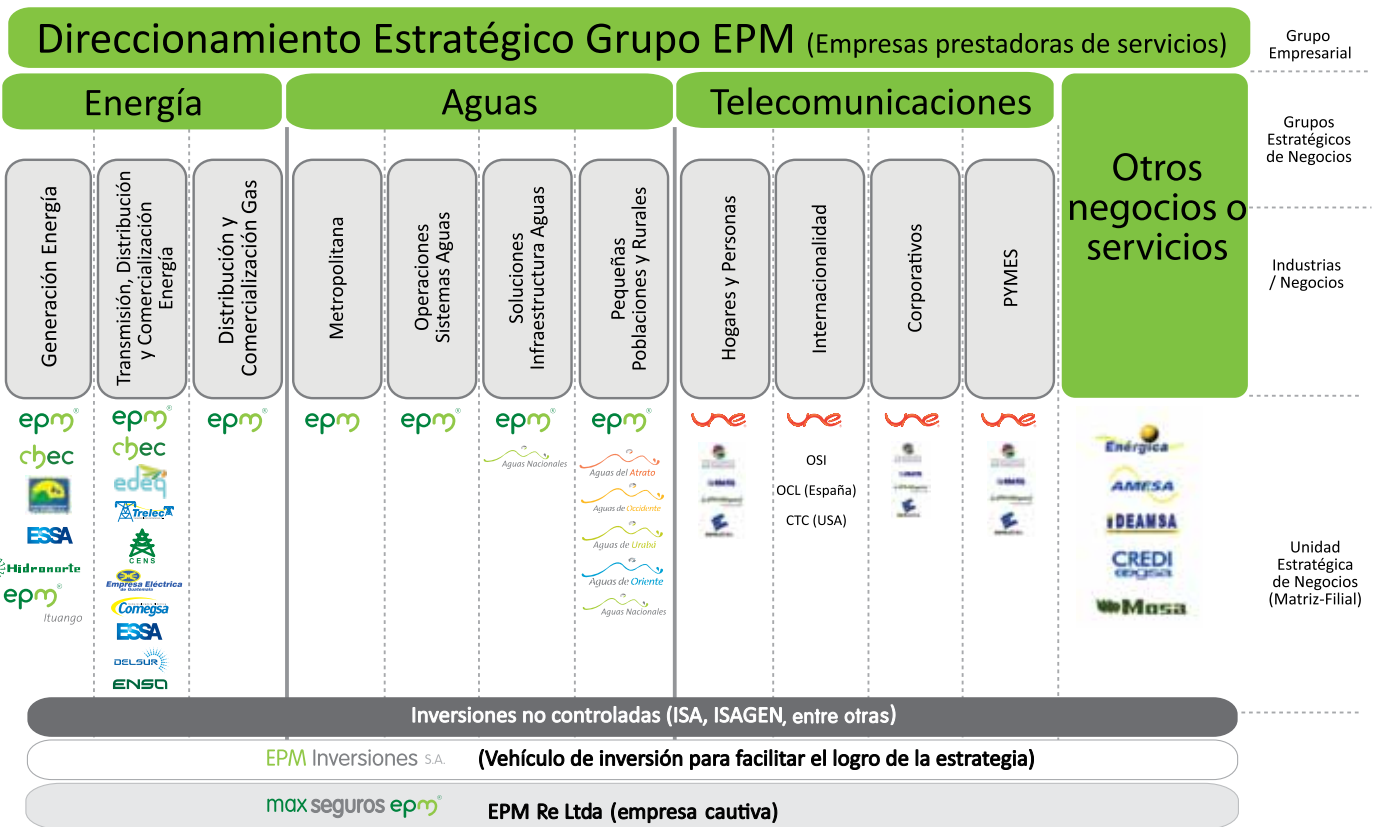
## Mapa de objetivos estratégicos para el Grupo EPM

**PROPÓSITO EMPRESARIAL: Sostenibilidad - ESTRATEGIA: Crecimiento**





## Estructura del Grupo EPM por negocios





## Cobertura del Grupo EPM



## Grupo EPM en Colombia

- Segundo grupo por activos con USD 17,653 millones
- Segundo grupo por ventas con USD 6,014 millones
- Generamos más de 15,900 empleos directos y 20,000 indirectos
- Prestamos nuestros servicios a más de 12 millones de personas
- Desde 2009 tenemos calificación de riesgo grado de inversión (BBB)

## Empresas del Grupo EPM

### EPM (casa matriz)

EPM presta servicios de energía eléctrica, aguas y gas natural por red.

### Servicios de energía eléctrica

EPM participa en la cadena de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía en Colombia.

### Generación energía

Es el principal generador de energía eléctrica del país, con una capacidad efectiva neta en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de 3,257.6 megavatios (hidráulica, térmica y eólica), que equivalen al 22.8% del total de ese Sistema. También es el principal inversionista en la expansión de generación en Colombia.

Con este servicio atendemos a cerca de 12 millones de colombianos, y la calidad de la energía que suministramos cuenta con gran reconocimiento en Latinoamérica.

#### Plantas de generación:

- 26 centrales hidroeléctricas
- 1 central térmica con una capacidad de 460 MW
- 1 parque eólico con una capacidad 19.5 MW

## Proyecto en desarrollo

### EPM Ituango

Será la central con mayor capacidad de generación de energía en el país.

- Potencia nominal de la central (MW): 2,400
- Unidades de generación: 8
- Potencia por unidad (MW): 300
- Salto neto de diseño (m): 197.3
- Caudal de diseño (m<sup>3</sup>/s): 1,350
- Caudal por unidad (m<sup>3</sup>/s): 169
- Generación media anual (GWh): 13,930
- Generación firme anual (GWh): 8,360
- Entrada en operación: 2019

## Transmisión y distribución de energía

EPM distribuye energía eléctrica a 123 municipios del Departamento de Antioquia y al Carmen de Atrato, Chocó, mediante redes del Sistema de Distribución Local, SDL, y del Sistema de Transmisión Regional, STR.

La energía se transporta utilizando 134 subestaciones eléctricas con una capacidad instalada de 4,447 MVA. Se emplean 63,309 km de líneas de transmisión y redes de distribución y se tienen instalados en el sistema 104,055 transformadores, 123,638 puntos luminosos en Medellín y 58,425 en el resto de los municipios del Valle de Aburrá.

El total de clientes es de 1,895,923.

## Servicios de aguas

EPM brinda bienestar a los habitantes de Medellín y su área Metropolitana mediante el manejo integral del ciclo del agua: suministro de agua de excelente calidad y recolección y tratamiento de aguas residuales.

Forman parte de los servicios de acueducto y alcantarillado de EPM, actividades complementarias como captación de agua, procesamiento, tratamiento, almacenamiento, conducción y transporte, tratamiento de aguas servidas y disposición final; así como el mantenimiento de la infraestructura y su optimización. Todos estos procesos cuentan con certificación de calidad.



## Agua potable

El servicio de acueducto se presta actualmente en Medellín y en las demás poblaciones del Valle de Aburrá, utilizando 295,1 kilómetros de redes de conducción, 88 circuitos de distribución, 34 estaciones de bombeo, 110 tanques de almacenamiento, con una capacidad de 432,054m<sup>3</sup>, y 3,293 kilómetros de redes secundarias. El total de clientes asciende a 971,755.

EPM cuenta con un sistema interconectado de acueducto que abarca los municipios de La Estrella, Sabaneta, Itagüí, Envigado, Medellín, Bello, Copacabana y Girardota, pertenecientes al área metropolitana del Valle de Aburrá. Como sistemas Independientes figuran los municipios de Caldas y Barbosa.

## Saneamiento

Para la disposición final de las aguas residuales se cuenta con 4,317 kilómetros de redes de saneamiento, conformadas por 1,169 kilómetros de redes de aguas lluvias, 1,523 kilómetros de redes de aguas residuales y 1,627.4 kilómetros de aguas combinadas.

Se tienen en servicio 319 kilómetros de colectores y 33,5 kilómetros de interceptores, los cuales recogen las aguas residuales para transportarlas a las plantas de tratamiento. Para el tratamiento de las aguas residuales se tiene en operación la planta de San Fernando, cuya capacidad instalada es de 1.8 m<sup>3</sup>/segundo. El total de clientes asciende a 943,103.

## Planta Bello

La planta de Bello, en el norte del área metropolitana) será la segunda planta construida por EPM para tratar las aguas residuales del Valle de Aburrá, en desarrollo del Programa de Saneamiento del Río Medellín y sus quebradas afluentes.

Durante 2011 se inició el contrato de diseño y construcción del Interceptor Norte por \$119,806 millones; y el contrato de supervisión técnica y administrativa del diseño y construcción del Interceptor, por \$4,085 millones. Asimismo, se publicó la licitación para la construcción de las obras civiles y el montaje de los equipos de la planta de tratamiento. Capacidad 5 m<sup>3</sup>/s. Inicia operación en 2015.

## Servicio de gas natural

Mediante contrato de concesión firmado entre EPM y el Ministerio de Minas y Energía, en el año 1993, se autorizó a la empresa la construcción, operación y mantenimiento del gasoducto de distribución en el Valle de Aburrá, comprendiendo los municipios de: Barbosa, Girardota, Copacabana, Bello, Medellín, Envigado, Sabaneta, Itagüí, La Estrella y Caldas.

Para atender a estos 10 municipios EPM tiene más de 82.6 kilómetros de redes de acero, 3,836 kilómetros de redes de polietileno y 17 estaciones de regulación, infraestructura a través de la cual llega a cerca de 600,000 clientes.

## Gas natural comprimido

Consiste en el transporte de gas hasta el centro de consumo mediante el uso de camiones y recipientes para luego distribuirlo a los usuarios a través de redes de distribución.

Mediante este sistema, EPM atiende hoy a clientes de los municipios de La Ceja, La Unión, El Retiro, Guatapé, Sonsón y El Peñol en el Oriente Antioqueño; Donmatías, Entreríos, San Pedro de los Milagros, Santa Rosa de Osos y Yarumal, en el Norte de Antioquia.

## Gas natural vehicular

Es un servicio que se refleja en una mejor calidad del aire para el Área Metropolitana

- Vehículos convertidos a GNV en el Valle de Aburrá: más de 35 mil.
- Estaciones de Servicio: 56

## EPM Inversiones S. A.

Es el “vehículo de inversiones” creado en el Grupo EPM, porque es la empresa autorizada para hacer inversiones a nivel nacional e internacional donde haya necesidad de complementar la participación de EPM en dichas empresas.

EPM Inversiones S. A. apoya el crecimiento del Grupo a través de las inversiones en CHEC, EDEQ, CENS y ESSA, al tiempo que facilita la constitución de otras empresas del Grupo. Es así como tiene participación en: Emtelco, Orbitel Servicios Internacionales, Aguas de Urabá, Aguas del Oriente y Aguas de Occidente.

## Max Seguros EPM

Se encarga de la negociación, contratación y manejo de los reaseguros de las pólizas que amparan el patrimonio de EPM. Su razón social es EEPPM Re Ltd.

La posibilidad que tiene Max Seguros EPM de acceder directamente al mercado del reaseguro -que asume el riesgo y establece el precio y las condiciones de cobertura de las pólizas de seguro-, le representa a EPM, entre otros, un beneficio económico porque recibe mejores coberturas adaptadas a sus necesidades y se agiliza el proceso de reclamaciones, lo cual permite disminuir los tiempos para el pago de los siniestros.

Max Seguros EPM es una empresa cautiva que permite controlar y hacer más eficientes los costos de sus seguros y, en el futuro, el de las filiales que deseen acogerse a estos beneficios.

## Empresas de energía en Colombia

### CHEC

La Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. E.S.P. nació el 26 de febrero de 1944 en la ciudad de Manizales.

#### Servicios que presta

Generación, distribución y comercialización de energía.

#### Población atendida

Cerca de 400,000 clientes.

#### Cobertura geográfica

40 municipios, 27 del departamento de Caldas y 13 de Risaralda; incluye 15 corregimientos de Caldas, 4 de Risaralda y 1 de Antioquia.

### EDEQ

La Empresa de Energía del Quindío, EDEQ S. A. E.S.P. fue constituida en diciembre de 1988 para prestar el servicio de energía en el departamento del Quindío.

#### Servicios que presta

Comercialización y distribución de energía.

#### Población atendida

Hoy llega a más de 155,000 clientes, de los cuales la mayoría pertenecen al sector residencial, estratos 1, 2 y 3.

#### Cobertura geográfica

Con su servicio de energía cubre 12 municipios (Armenia, Calarcá, Circasia, Salento, Filandia, Montenegro, Quimbaya, Génova, Buenavista, Córdoba, Pijao y La Tebaida).

### CENS

Fue fundada en Cúcuta en octubre de 1952, e inició operaciones en enero de 1953. En principio se llamó Centrales Eléctricas de Cúcuta S. A., nombre que cambió en 1955 a Centrales Eléctricas del Norte de Santander S. A., al realizar nuevas adquisiciones de infraestructura y ampliar su servicio, con la misión de prestarlo en todo el Departamento.

#### Servicios que presta

Distribución y comercialización de energía.

#### Población atendida

Más de 2 millones de personas, con una cobertura urbana del 99.85% y rural del 87.34%.

#### Cobertura geográfica

48 municipios.



## ESSA

La Electrificadora de Santander S. A. E.S.P., ESSA, cuenta con 119 años de experiencia en el sector eléctrico colombiano.

### Servicios que presta

Generación, transmisión, distribución y comercialización de energía.

### Población atendida

607,870 clientes

### Cobertura geográfica

92 municipios de Santander, Norte de Santander, Cesar y Bolívar, con una cobertura del 96.20% (99% urbana y 83% rural).

## Empresas de energía en Centroamérica

Luego de la adquisición de Hidroecológica del Teribe, en el año 2003, el Grupo Empresarial EPM inició en 2010 su expansión y consolidación en el mercado centroamericano con la adquisición de la sociedad DECA II, holding de inversión que gestiona los negocios de distribución, transmisión y comercialización de energía eléctrica. Es el mayor accionista de la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. -EEGSA-, la distribuidora eléctrica más grande de Centroamérica, y de COMEGSA, la principal comercializadora de energía de la región.

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

Adicionalmente, a través de DECA II, EPM adquirió en febrero de 2011 la Distribuidora Eléctrica del Sur –DELSUR– en El Salvador, y en la misma fecha, mediante la compra de la holding Panamá Distribution Group, EPM adquirió la mayoría accionaria de Elektra Noreste ENSA, una empresa distribuidora y comercializadora de energía con sede en Panamá.

## Panamá

### Hidroecológica del Teribe S.A. –HET–

Es una sociedad anónima que adelanta la construcción del proyecto hidroeléctrico Bonyic, con 31.3 megavatios de capacidad, para satisfacer el crecimiento de la demanda de energía limpia y renovable de Panamá y facilitar su presencia en el sistema centroamericano en vía de interconexión (proyecto SIEPAC).

Los recursos renovables de bajo costo de la quebrada del Bonyic, afluente del río Teribe serán utilizados de forma social y ambientalmente sostenible para el país. La fase de preconstrucción comprende todos los procesos y actividades necesarios para la implantación de la organización para gerenciar el proyecto, la obtención de los permisos requeridos para su construcción, la búsqueda y obtención de los recursos financieros para su ejecución y la contratación de la ingeniería, adquisiciones, construcción y puesta en operación del proyecto

### Servicios que presta

Generación energía.

### Cobertura geográfica

Zona noroccidental de la República de Panamá en la provincia de Bocas del Toro, en el Distrito de Changuinola.

### Elektra Noreste S. A., ENSA

Inició operaciones en Panamá en 1998. Su capital accionario lo constituye el Grupo EPM con un 51%, mientras que el Estado panameño es acreedor del 48.3% y el 0.7% pertenece a empleados y ex trabajadores de la empresa. Actualmente es la segunda distribuidora eléctrica de Panamá.

### Servicios que presta

Distribución y comercialización de energía.

### Población atendida

Más de 360,000 clientes que comprenden una población cercana a los 1.4 millones de habitantes.

### Cobertura geográfica

29,200 kilómetros cuadrados en las provincias de Colón, Darién, la Comarca Kuna Yala, Islas del Pacífico y el sector oriental de la provincia de Panamá.

## Guatemala

### Empresa de Electricidad de Guatemala, EEGSA.

La historia del grupo DECA II está asociada a EEGSA, fundada como una compañía privada en 1894 para generar y distribuir electricidad en los departamentos de Guatemala y Sacatepéquez. En octubre 2010 EPM y EPM Inversiones S. A. adquirieron el 100% de las acciones de DECA II.

**Servicios que presta**  
Distribución de energía.

**Población atendida**  
940,000 clientes.

**Cobertura geográfica**  
Las operaciones de distribución de EEGSA sirven un territorio de 6,975 kilómetros cuadrados, incluyendo los departamentos de Guatemala (que incluye la capital del país, Ciudad de Guatemala) Sacatepéquez y Escuintla, que son las regiones de Guatemala más pobladas y económicamente activas.

### Generadores Eléctricos S. A, Genhidro

Es una empresa guatemalteca fundada el 1º de octubre de 2007, que tiene como objetivo desarrollar y administrar proyectos hidroeléctricos, contribuyendo al desarrollo energético sostenible del país por medio de energía limpia y renovable.

**Capacidad instalada**  
Genhidro es propietaria de Hidronorte, empresa que opera la Central Río Bobos de 10 MW de capacidad instalada y tiene en desarrollo el proyecto hidroeléctrico Hidrosalá de 15 MW. A su vez, Hidronorte es dueña de Mano de Obra S. A, MO S. A., una empresa reforestadora que tiene bajo su responsabilidad las plantaciones de hule en la central hidroeléctrica Río Bobos, de ella dependen 36 familias asentadas en la cuenca del río. El Salvador

### DELSUR

Inició sus operaciones en enero de 1996. Hoy, la participación mayoritaria (86.4%) es del Grupo EPM. Actualmente es la segunda empresa de este sector en El Salvador.

**Servicios que presta**  
Distribución y comercialización de energía.



### Población atendida

323,000 clientes, lo que representa alrededor de 1.3 millones de personas con acceso al servicio de energía. Del total de clientes, el 93% lo constituyen usuarios residenciales, 6% son comercios y 1% representa a los clientes industriales.

### Cobertura geográfica

Departamentos de La Libertad, San Salvador, La Paz, San Vicente y Cusclatán en El Salvador.

## Empresas de aguas

La formulación de planes departamentales de agua potable y saneamiento básico para el manejo empresarial de los servicios de acueducto, alcantarillado y aseo en Colombia, permitió la creación de alianzas estratégicas que hoy le dan vida a diferentes empresas de carácter subregional, a través de las cuales estamos mejorando y haciendo más digna la vida de muchos colombianos.

### Empresas Públicas de Oriente

Fue creada el 12 de noviembre de 2009 con el propósito de prestar los servicios de acueducto y saneamiento en las zonas rurales y suburbanas del Valle de San Nicolás, en el Oriente antioqueño.

Tiene como objetivos primordiales apoyar el desarrollo ordenado del Oriente cercano de Antioquia, contribuir a la conservación del recurso hídrico y preparar a esta región para los retos relacionados con el crecimiento proyectado de vivienda y comercio.

### Composición accionaria

Sus socios son: EPM con un 56%, Departamento de Antioquia (22%), Municipio de Envigado (7.33%), Municipio de El Retiro (5%), Aguas del Oriente S. A. E.S.P. (2.33%), Municipio de Rionegro (5.33%) y Aguas de Rionegro S. A. E.S.P. (2%).

### Población atendida

Proyectada la atención de 120 mil habitantes. 30 mil en su primera etapa.

### Cobertura geográfica

Habitantes de las zonas rurales y suburbanas de Rionegro, El Retiro y Envigado.

## Aguas de Oriente

Nació el 22 de noviembre de 1999, con el objetivo de prestar los servicios de acueducto y alcantarillado en el Municipio de El Retiro (Antioquia).

### Composición accionaria

Está dividida entre cinco socios: EPM con el 56%, Municipio de El Retiro con 43% y un 1% dividido en tres socios facilitadores: el Hospital San Juan de Dios, EPM Inversiones y la Asociación de Juntas de Acción Comunal del Municipio de El Retiro.

### Servicios que presta

Acueducto y alcantarillado

### Población atendida

3,304 clientes en Acueducto y 3,492 en alcantarillado.

### Cobertura geográfica

Municipio de El Retiro (Oriente de Antioquia)

## Aguas de Occidente

Aguas de Occidente S. A. E.S.P. nació el 26 de diciembre de 2006 Sus accionistas son los municipios de Santa Fe de Antioquia, San Jerónimo, Sopetrán, Olaya, el Departamento de Antioquia y EPM.

### Servicios que presta

Acueducto y alcantarillado

### Población atendida

Acueducto: 12,060; Alcantarillado: 9,024

### Cobertura geográfica

Municipios de Santa Fe de Antioquia, San Jerónimo, Sopetrán, Olaya y su corregimiento Sucre en Antioquia. Aguas de Urabá

Fue creada el 18 de enero de 2006. Su composición accionaria está dividida entre el Departamento de Antioquia, EPM y los municipios de Apartadó, Chigorodó, Mutatá, Turbo y Carepa.

### Servicios que presta

Acueducto y alcantarillado

### Población atendida

Acueducto: 49,754; Alcantarillado: 36,780

### Cobertura geográfica

Municipios de Apartadó, Carepa, Chigorodó y Turbo, e igualmente los corregimientos El Reposo (Apartadó) y Belén de Bajirá (Mutatá).

## Aguas Nacionales (Proyecto Aguas del Atrato)

El 31 de marzo de 2008 se formalizó un convenio interadministrativo de colaboración para la gestión de inversiones, interventoría, mantenimiento y operación de los sistemas de acueducto, alcantarillado y aseo, en la zona urbana del municipio de Quibdó, en el departamento de Chocó. El convenio es ejecutado por la filial Aguas Nacionales EPM, a través de la marca Aguas del Atrato, en un plazo de 7 años que se iniciaron el 1 de julio de 2008. El plan de obras e inversiones para la capital chochoana demandará una inversión de \$53 mil millones hasta el año 2015.

### Servicios que presta

Gestión de inversiones, interventoría, mantenimiento y operación de los sistemas de acueducto, alcantarillado y aseo en la zona urbana del municipio de Quibdó.



### **Población atendida**

**Acueducto:** 7,953; alcantarillado: 3,636 y Aseo: 24,476

### **Cobertura geográfica**

Municipio de Quibdó, departamento del Chocó

## **Aguas Nacionales**

Aguas Nacionales EPM, conocida antes como EPM Bogotá Aguas, se constituyó en 2002 como filial de EPM. Desde 2009 su nueva razón social es Aguas Nacionales EPM S.A. E.S.P., con domicilio en Medellín.

### **Servicios que presta**

Acueducto, alcantarillado y aseo, así como el tratamiento y aprovechamiento de las basuras, actividades complementarias y servicios de ingeniería propios de estos servicios públicos.

Tiene a su cargo la construcción de la planta de tratamiento de aguas residuales Bello, que tendrá una capacidad de tratamiento de 5 metros cúbicos por segundo y procesará más del 70% de las aguas residuales, para un cubrimiento global (con la planta San Fernando), del 95%.

Como parte de este mismo proyecto, la empresa también tiene a cargo la construcción del Interceptor Norte, con longitud de 8 kilómetros y diámetro de 2.4 metros. Por su tamaño y características -6 metros por debajo del cauce del río Medellín-, es una obra sin precedentes en la historia de la ingeniería antioqueña.

## **Aguas de Malambo**

EPM adquirió en 2011 el 85% de esta empresa. El plan contempla inversiones por \$80,500 millones durante los próximos años.

### **Servicios que presta**

Acueducto y alcantarillado

### **Población atendida**

Acueducto: 17,701; Alcantarillado: 12,398.

### **Cobertura geográfica**

Municipio de Malambo, departamento del Atlántico.

## **Empresas de Telecomunicaciones**

Nuestros servicios de tecnologías de información y comunicación son suministrados por UNE EPM Telecomunicaciones S. A. E.S.P., segundo operador de telecomunicaciones en Colombia con cerca de 2 millones de clientes en el país y con presencia internacional en España y Estados Unidos.

### **UNE EPM Telecomunicaciones**

En julio de 2006, tras un proceso de escisión, nació EPM Telecomunicaciones S. A. E.S.P. con su marca UNE. Así quedó constituida como una empresa 100% pública, propiedad de EPM.

### **Servicios que presta**

UNE presta servicios de tecnologías de información y comunicaciones a sus clientes en todo el país. Cuenta con un amplio portafolio que incluye los más avanzados servicios de Telefonía fija + Telefonía móvil, T.V, Internet Banda Ancha, Internet Móvil y Larga Distancia, entre otros.

Es la primera empresa en el país en Banda Ancha, la segunda en TV por suscripción y la primera con IPTV, entre otros resultados.

UNE recibió de manos de la firma Bureau Veritas las certificaciones de su sistema de gestión de calidad bajo los estándares NTCGP 1000:2004 e ISO 9001:2008, y la certificación del sistema de gestión de seguridad de la información acorde con el estándar internacional ISO/IEC 27001:2005. Es la primera compañía de telecomunicaciones en Colombia que recibe una certificación de esta magnitud en seguridad.

### **Cobertura geográfica y población atendida**

Teniendo en cuenta todas sus filiales, UNE está presente en 325 municipios de 22 departamentos colombianos.



## ***Informe de los Auditores Independientes***

A la Junta Directiva de Empresas Públicas de Medellín E. S. P.

6 de marzo de 2012

Hemos auditado los balances generales consolidados de Empresas Públicas de Medellín E. S. P. al 31 de diciembre de 2011 y 2010 y los correspondientes estados consolidados de actividad financiera, económica, social y ambiental, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y el resumen de las principales políticas contables indicadas en la Nota 5 y otras notas explicativas.

La administración es responsable por la adecuada preparación y presentación de estos estados financieros de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia para instituciones vigiladas por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Esta responsabilidad incluye diseñar, implementar y mantener el control interno relevante para que estos estados financieros estén libres de errores de importancia relativa debido a fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas, así como establecer los estimados contables que sean razonables en las circunstancias.

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre dichos estados financieros con base en nuestras auditorías. Llevamos a cabo nuestro trabajo de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia. Estas normas requieren que planeemos y efectuemos la auditoría para obtener una seguridad razonable de si los estados financieros están libres de errores de importancia relativa.

Una auditoría de estados financieros comprende, entre otras cosas, realizar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los valores y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación del riesgo de errores de importancia relativa en los estados financieros. En la evaluación de esos riesgos, el auditor externo considera el control interno relevante de la entidad para la preparación y razonable presentación de los estados financieros, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias. Una auditoría también incluye evaluar lo apropiado de las políticas contables usadas y de las estimaciones contables realizadas por la administración de la entidad, así como evaluar la presentación de los estados financieros en conjunto. Consideramos que la evidencia de auditoría que obtuvimos proporciona una base razonable para fundamentar la opinión que expresamos a continuación.



***A la Junta Directiva de Empresas Públicas de Medellín E. S. P.***

*6 de marzo de 2012*

En nuestra opinión, los citados estados financieros auditados por nosotros, que fueron fielmente tomados de los libros, presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera consolidada de Empresas Públicas de Medellín E. S. P. al 31 de diciembre de 2011 y 2010 y los resultados consolidados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia para instituciones vigiladas por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, los cuales fueron aplicados de manera uniforme.

*Prüfungskolleg*

A large, stylized handwritten signature in black ink, written over the typed name and title of the auditor.

Juber Ernesto Carrión  
Contador Público  
Tarjeta Profesional No. 86122-T





## Informe especial del Grupo Económico (cifras en millones de pesos)

A continuación se relacionan las principales operaciones realizadas con las subordinadas del Grupo Empresarial EPM en los términos de la Ley 222 de 1995:

Durante el año 2011, el Grupo estuvo integrado por EPM como matriz y 44 empresas subordinadas (23 del exterior y 21 nacionales), cuyos ingresos operacionales consolidados al cierre del periodo ascendieron a \$11,595,433, la utilidad operacional fue de \$2,411,965, al tiempo que el Ebitda ascendió a \$3,609,366.

### Principales operaciones con la subordinada EPM Ituango S.A. E.S.P.

EPM Ituango S.A. E.S.P. es una sociedad por acciones, organizada como sociedad anónima de tipo comercial, bajo la forma jurídica de una empresa de servicios públicos mixta, que se constituyó con motivo de la escisión de la Sociedad Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P. Su objeto social es la 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.

El 30 de marzo de 2011 EPM Ituango S.A. E.S.P. suscribió con Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P. el contrato tipo BOOMT (build, own, operate, maintain, transfer), por medio del cual se asumió el compromiso de financiar, construir, mantener, operar, explotar comercialmente y devolver, en un lapso de 50 años la que será la central hidroeléctrica más grande e importante de Colombia, con 2,400 megavatios de capacidad.

El 30 de abril de 2011 EPM y EPM Ituango S.A. E.S.P. firmaron, un contrato cuyo objeto es: Determinar el marco dentro del cual EPM ejecutará en calidad de contratista todas las actividades necesarias para el funcionamiento y cumplimiento de las obligaciones como sociedad de EPM Ituango S.A. E.S.P. en calidad de contratante y para la gerencia del proyecto hidroeléctrico Ituango, que comprende la gestión para la contratación, construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento por el mismo plazo del contrato BOOMT.

La participación de EPM es del 99.41% y durante el año 2011 se capitalizó por \$687,091.



## Principales operaciones con la subordinada Panama Distribution Group (PDG)

EPM adquirió directamente en Panamá a la empresa Elektra Noreste S.A. (ENSA) por \$254,905 (USD \$136 millones) a través de Panama Distribution Group (PDG), la cual tiene una participación accionaria del 51%. ENSA es la segunda distribuidora eléctrica de Panamá y atiende a más de 360,000 clientes.

## Principales operaciones con la subordinada Distribución Eléctrica Centroamericana II S.A. (DECA II)

En el periodo, EPM realizó inversión en El Salvador en la sociedad AEI El Salvador Holdings Ltd., a través de la subordinada de Guatemala DECA II por USD \$62.8 millones. Aquella tiene una participación del 86.41% en el capital de Distribuidora de Electricidad del Sur (DELSUR), que cuenta con 320,000 clientes.

## Otras operaciones

En el 2011 se adquirió el 47.7% de la sociedad Aguas de Malambo S.A. E.S.P. por \$4,213 y se capitalizó a las siguientes empresas: Hidroecológica del Teribe S.A. por \$13,057, Aguas Nacionales EPM S.A. E.S.P. por \$115,273 y Regional de Occidente S.A. E.S.P. por \$212.

Las demás operaciones con las empresas subordinadas se revelan en las notas 15 Deudores netos, 18 Inversiones patrimoniales, neto, 38 Ingresos no operacionales, neto y 40 y 41 Operaciones con vinculados económicos y con partes relacionadas respectivamente, con el detalle de las operaciones celebradas con las empresas vinculadas y partes relacionadas que impactaron el balance y los resultados de EPM.

Adicionalmente, durante el periodo no se realizaron operaciones con otras entidades o se tomaron o dejaron de tomar decisiones de importancia, por influencia e interés de las compañías subordinadas, que tuvieran una materialidad para ser reveladas en el presente informe de gestión.

## Artículo 446 de Código de Comercio

En cumplimiento del numeral 3 del artículo 446 del Código de Comercio, se presenta la siguiente información:

Durante el 2011 EPM pagó a su grupo directivo, \$31,693 por concepto de salarios y demás prestaciones sociales, \$501 por cesantías e intereses a las cesantías y \$469 por ayudas escolares.

En el grupo directivo se consideran los niveles administrativos identificados internamente como 0, 1, 2, 3 y 4, e incluye los pagos de quienes no son titulares de puestos directivos pero los ejercieron en calidad de encargo. No incluye los dineros consignados a los fondos de cesantías a nombre de los directivos.

La demás información se revela en las notas 32 Excedentes, 37 Gastos de administración, 12 Conversión de los valores en moneda extranjera y la nota 18 Inversiones patrimoniales, neto.



## Certificación del Representante Legal y del Contador de EPM

06 de marzo de 2012

A la Junta Directiva de  
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

Los suscritos, Representante Legal y Contador de la Matriz Empresas Públicas de Medellín E.S.P., certificamos que los saldos de los estados contables consolidados de Empresas Públicas de Medellín E.S.P. y sus empresas vinculadas a 31 de diciembre de 2011 se elaboraron conforme a la normativa señalada en el Régimen de Contabilidad Pública, que la información revelada refleja en forma fidedigna la situación financiera, económica, social y ambiental consolidada de Empresas Públicas de Medellín E.S.P. y sus empresas vinculadas y que se verificaron las afirmaciones contenidas en los estados contables básicos consolidados, principalmente las referidas a:

- a. Que los hechos, transacciones y operaciones se reconocieron y realizaron por Empresas Públicas de Medellín E.S.P. y sus empresas vinculadas durante el período contable terminado el 31 de diciembre de 2011.
- b. Que los hechos económicos se revelaron conforme a lo establecido en el Régimen de Contabilidad Pública.
- c. Que el valor total de activos, pasivos, patrimonio, ingresos, gastos, costos y cuentas de orden se reveló en los estados contables básicos consolidados de Empresas Públicas de Medellín E.S.P. y sus empresas vinculadas hasta la fecha de corte, 31 de diciembre de 2011.
- d. Que los activos representan un potencial de servicios o beneficios económicos futuros y los pasivos representan hechos pasados que implican un flujo de salida de recursos, en desarrollo de las funciones de cometido estatal de Empresas Públicas de Medellín E.S.P. y sus empresas vinculadas a 31 de diciembre de 2011.

**Juan Esteban Calle Restrepo**  
Gerente General

**Carlos Mario Tobón Osorio**  
Subdirector Contaduría  
Tarjeta Profesional No. 62449-T



## Certificación para la Superintendencia Financiera de Colombia

JUAN ESTEBAN CALLE RESTREPO, en su calidad de representante legal del establecimiento público denominado EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P., y en cumplimiento del artículo 46 de la Ley 964 del 8 de julio de 2005.

### **CERTIFICA:**

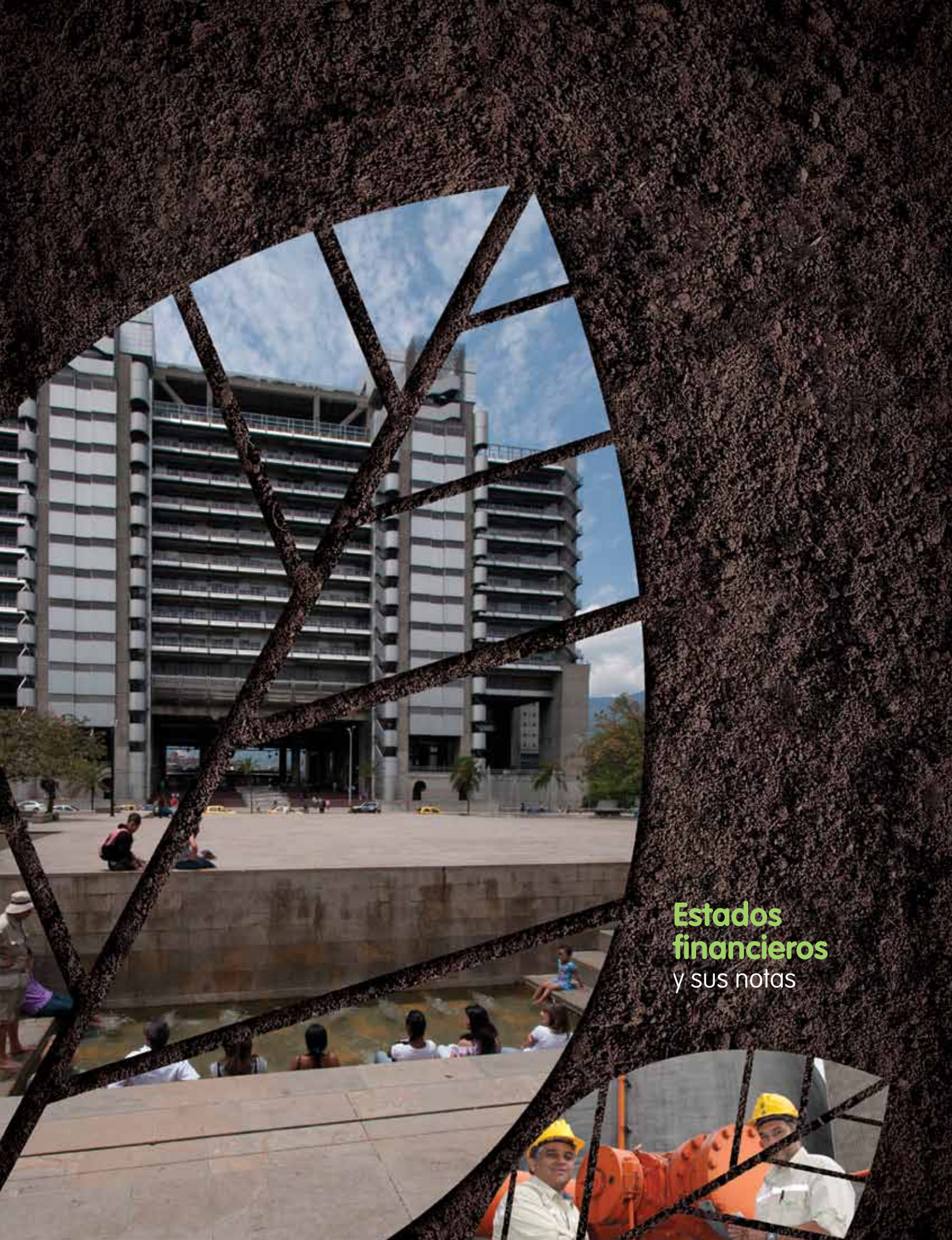
Que los estados financieros consolidados, y otros informes relevantes para el público, no contienen vicios, imprecisiones o errores que impidan conocer la verdadera situación patrimonial o las operaciones de Empresas Públicas de Medellín E.S.P. y sus empresas vinculadas a 31 de diciembre de 2011.

**JUAN ESTEBAN CALLE RESTREPO**

Gerente General

CC 70,566,038

Se expide esta certificación en Medellín, a los seis (6) días de marzo de dos mil doce (2012) para cumplir con los requisitos exigidos por la Superintendencia Financiera de Colombia a los emisores de valores.



**Estados  
financieros**  
y sus notas





**Empresas Públicas de Medellín E.S.P.**  
**Balance general consolidado**  
**A 31 de diciembre de 2011 y 2010**  
 (Cifras en millones de pesos colombiano)

	Notas	2011	2010
<b>Activo</b>			
<b>Corriente</b>			
Efectivo	10	961,755	1,096,541
Inversiones para administración de liquidez	11	2,218,248	1,512,894
Deudores, neto	12	2,525,247	2,045,553
Inventarios, neto	13	205,824	148,193
Gastos pagados por anticipado	14	32,394	32,837
Otros activos	18	1,651	-
<b>No corriente</b>			
Inversiones para administración de liquidez	11	66,516	61,347
Inversiones patrimoniales, neto	15	505,917	613,249
Deudores	12	727,129	824,367
Propiedad, planta y equipo, neto	16	13,489,367	12,035,592
Reserva financiera actuarial	17	716,148	703,705
Otros activos, neto	18	2,329,945	1,763,890
Valorizaciones	19	10,255,752	9,571,652
<b>Total activos</b>		<b>34,035,893</b>	<b>30,409,820</b>
Cuentas de orden deudoras	30	8,546,660	8,187,943

	Notas	2011	2010
<b>Pasivo</b>			
<b>Corriente</b>			
Operaciones de crédito público	20	452,508	739,950
Operaciones de cobertura	21	58,930	62,925
Cuentas por pagar	22	1,865,739	1,871,591
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar	23	677,399	276,153
Obligaciones laborales	24	125,950	104,444
Obligaciones pensionales y conmutación pensional	25	68,940	60,152
Otros pasivos	26	180,325	140,872
Pasivos estimados	27	8,954	6,361
<b>No corriente</b>			
Operaciones de crédito público	20	6,522,385	5,229,793
Operaciones de cobertura	21	124,768	192,655
Cuentas por pagar	22	200,731	227,612
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar	23	323,604	34,531
Obligaciones laborales	24	67,379	56,490
Obligaciones pensionales y conmutación pensional	25	1,225,010	1,202,901
Otros pasivos	26	806,236	696,270
Pasivos estimados	27	325,999	242,899
<b>Total pasivo</b>		<b>13,034,857</b>	<b>11,145,599</b>
<b>Interés minoritario</b>	<b>37</b>	<b>1,107,612</b>	<b>888,862</b>
<b>Patrimonio (ver estados financieros adjuntos)</b>		<b>19,893,424</b>	<b>18,375,359</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>		<b>34,035,893</b>	<b>30,409,820</b>
Cuentas de orden acreedoras	30	6,028,541	5,697,803

**JUAN ESTEBAN CALLE RESTREPO**  
 Gerente General  
 Adjunto certificación

**OSCAR HERRERA RESTREPO**  
 Director Finanzas Institucionales

**CARLOS MARIO TOBÓN OSORIO**  
 Subdirector Contaduría  
 T.P. 62449-T  
 Adjunto certificación





## Empresas Públicas de Medellín E.S.P. Estado consolidado de actividad financiera, económica, social y ambiental.

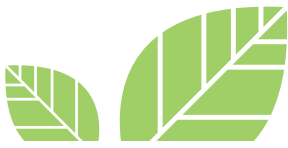
Por el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2011 y 2010  
(Cifras en millones de pesos colombianos)

	Notas	2011	2010
Ingresos operacionales, netos	31	11,595,433	8,426,165
Costo por prestación de servicios	32	(7,037,643)	(4,667,678)
Costo por depreciaciones, provisiones y amortizaciones	33	(854,526)	(723,722)
<b>Excedente bruto</b>		<b>3,703,264</b>	<b>3,034,765</b>
Gastos de administración	34	(908,410)	(864,253)
Gasto por depreciaciones, provisiones y amortizaciones	33	(382,889)	(432,354)
<b>Excedente operacional</b>		<b>2,411,965</b>	<b>1,738,158</b>
Ingresos no operacionales	35	610,718	590,530
Gastos no operacionales	36	(824,209)	(572,585)
<b>Excedente no operacional</b>		<b>(213,491)</b>	<b>17,945</b>
<b>Excedente del ejercicio antes de impuestos</b>		<b>2,198,474</b>	<b>1,756,103</b>
Provisión de impuesto sobre la renta	23	(592,403)	(320,562)
<b>Excedente del ejercicio antes de interés minoritario</b>		<b>1,606,071</b>	<b>1,435,541</b>
Interés minoritario		(87,392)	(18,936)
<b>Excedente del ejercicio</b>		<b>1,518,679</b>	<b>1,416,605</b>

JUAN ESTEBAN CALLE RESTREPO  
Gerente General  
Adjunto certificación

OSCAR HERRERA RESTREPO  
Director Finanzas Institucionales

CARLOS MARIO TOBÓN OSORIO  
Subdirector Contaduría  
T.P. 62449-T  
Adjunto certificación



**Empresas Públicas de Medellín E.S.P.**  
**Estado consolidado de cambios en el patrimonio**  
**A 31 de diciembre de 2011 y 2010**  
**(Cifras en millones de pesos colombianos)**

	Capital	Superávit por donaciones	Reservas (Nota 28)	Utilidades retenidas no apropiadas (Nota 29).	Revalorización del patrimonio	Ajuste por conversión	Superávit por valorizaciones	Total
<b>Saldo a 31 de diciembre, 2009</b>	<b>67</b>	<b>112,272</b>	<b>2,948,227</b>	<b>4,009,218</b>	<b>2,963,843</b>	<b>(9,640)</b>	<b>7,662,256</b>	<b>17,686,243</b>
Apropiación de reservas	-	-	244,801	(244,801)	-	-	-	-
Aumento de valorizaciones	-	-	-	-	-	-	789,810	789,810
Excedentes entregados al Municipio	-	-	-	(509,343)	-	-	-	(509,343)
Excedentes extraordinarios pagados	-	-	-	(847,500)	-	-	-	(847,500)
Movimiento del año	-	1,120	-	-	-	(161,576)	-	(160,456)
Excedente neto del año	-	-	-	1,416,605	-	-	-	1,416,605
<b>Saldo a 31 de diciembre, 2010</b>	<b>67</b>	<b>113,392</b>	<b>3,193,028</b>	<b>3,824,179</b>	<b>2,963,843</b>	<b>(171,216)</b>	<b>8,452,066</b>	<b>18,375,359</b>
Apropiación de reservas	-	-	376,986	(376,986)	-	-	-	-
Aumento de valorizaciones	-	-	-	-	-	-	347,381	347,381
Excedentes entregados al Municipio	-	-	-	(50,000)	-	-	-	(50,000)
Movimiento del año	-	927	-	-	(526,046)	227,124	-	(297,995)
Excedente neto del año	-	-	-	1,518,679	-	-	-	1,518,679
<b>Saldo a 31 de diciembre, 2011</b>	<b>67</b>	<b>114,319</b>	<b>3,570,014</b>	<b>4,915,872</b>	<b>2,437,797</b>	<b>55,908</b>	<b>8,799,447</b>	<b>19,893,424</b>

**JUAN ESTEBAN CALLE RESTREPO**  
 Gerente General  
 Adjunto certificación

**OSCAR HERRERA RESTREPO**  
 Director Finanzas Institucionales

**CARLOS MARIO TOBÓN OSORIO**  
 Subdirector Contaduría  
 T.P. 62449-T  
 Adjunto certificación







**Empresas Públicas de Medellín E.S.P.**  
**Estado consolidado de flujos de efectivo**  
**Por el período comprendido entre el 1 de enero y el**  
**31 de diciembre de 2011 y 2010**  
**(Cifras en millones de pesos colombianos)**

	2011	2010
<b>Flujos de efectivo de las actividades de operación</b>		
<b>Excedentes del período</b>	<b>1,518,679</b>	<b>1,416,605</b>
<b>Movimiento de partidas que no involucran efectivo</b>		
Impuesto de renta diferido	54,682	85,635
Depreciación, amortizaciones y provisiones	1,160,498	1,018,682
Cálculo actuarial	129,178	214,686
Ajustes por conversión	227,124	(161,576)
Interés minoritario	87,392	18,936
Otros ingresos y gastos no efectivos, neto	(13,641)	(168,333)
<b>Cambios en partidas operacionales</b>		
Variación en deudores	(456,052)	(254,224)
Variación en inventarios	(37,197)	(2,519)
Variación en otros activos	(2,252)	(438,845)
Variación en cuentas por pagar	814,048	488,871
Variación en recaudos de terceros y otros pasivos	49,381	76,846
Variación en obligaciones laborales	(71,404)	(93,332)
<b>Flujo neto de efectivo en actividades de operación</b>	<b>3,460,436</b>	<b>2,201,432</b>
<b>Flujos de efectivo de las actividades de inversión</b>		
Inversiones en activos e infraestructura	(1,795,251)	(1,798,093)
Inversiones en filiales y asociadas	(344,880)	(989,673)
Inversiones netas en otros activos	(678,907)	(349,585)
<b>Flujo neto de efectivo en actividades de inversión</b>	<b>(2,819,038)</b>	<b>(3,137,351)</b>
<b>Flujos de efectivo de las actividades de financiación</b>		
Desembolsos crédito público y tesorería	2,282,140	2,729,331
Amortizaciones de capital	(1,555,470)	(793,921)
Pagos de excedentes al Municipio de Medellín	(797,500)	(846,843)
<b>Flujo neto de efectivo en actividades de financiación</b>	<b>(70,830)</b>	<b>1,088,567</b>
<b>Incremento neto de efectivo y equivalentes a efectivo</b>	<b>570,568</b>	<b>152,648</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	2,609,435	2,456,787
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del período</b>	<b>3,180,003</b>	<b>2,609,435</b>

**JUAN ESTEBAN CALLE RESTREPO**  
 Gerente General  
 Adjunto certificación

**OSCAR HERRERA RESTREPO**  
 Director Finanzas Institucionales

**CARLOS MARIO TOBÓN OSORIO**  
 Subdirector Contaduría  
 T.P. 62449-T  
 Adjunto certificación

Grupo·epm<sup>®</sup>



# Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

## Notas a los estados financieros consolidados

### A 31 de diciembre de 2011 y 2010

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

## Notas de carácter general

### Nota 1 Naturaleza jurídica, función social y actividades que desarrolla

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

EPM es una entidad descentralizada del orden municipal, creada en Colombia mediante el Acuerdo 58 del 6 de agosto de 1955 del Consejo Administrativo de Medellín, como un Establecimiento Público Autónomo. Se transformó en empresa industrial y comercial del Estado del orden municipal, por Acuerdo 069 del 10 de diciembre de 1997 expedido por el Concejo de Medellín. En razón de su naturaleza jurídica, EPM está dotada de autonomía administrativa, financiera y patrimonio propio, de acuerdo con el Artículo 85 de la Ley 489

de 1998. El capital con el que se constituyó y funciona, al igual que su patrimonio, es de naturaleza pública, siendo su único propietario el Municipio de Medellín. Su domicilio principal está en la carrera 58 No. 42-125 de Medellín, Colombia. No tiene establecido un término de duración.

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



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

También podrá:

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

El Grupo EPM ofrece sus servicios a través de tres grupos estratégicos de negocios:

- Grupo Estratégico de Negocios de Aguas
  - Servicio de acueducto
  - Servicios de aguas residuales
- Grupo Estratégico de Negocios de Energía
  - Generación de electricidad
  - Distribución y comercialización de electricidad a los usuarios finales (incluyendo la propiedad de una parte del sistema colombiano de electricidad alta tensión)
  - Distribución y comercialización de gas natural
- Grupo Estratégico de Negocios de Telecomunicaciones
  - Voz
  - Datos
  - Internet
  - Servicios profesionales
  - Data center
  - Páginas de servidores activos (–ASP– por sus siglas en inglés Active Service Pages)
  - Servicios de contenido
  - Soluciones para gobierno

## Estructura del Grupo EPM

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



Empresa	Domicilio	Objeto social	Porcentaje de participación		Fecha de creación
			2011	2010	
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
UNE EPM Bogotá S.A.	Bogotá	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias.	99.88%	99.88%	Junio 11, 1997
Emtelco S.A.	Medellín	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias.	99.93%	99.93%	Julio 21, 1994
EdateL S.A. E.S.P.	Medellín	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias.	56.00%	56.00%	Diciembre 17, 1969
Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S.A. (ETP)	Pereira	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias.	56.14%	56.14%	Mayo 16, 1997

Empresa	Domicilio	Objeto social	Porcentaje de participación		Fecha de creación
			2011	2010	
Cinco Telecom Corporation (CTC)	Miami	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias	100.00%	100.00%	Diciembre 24, 2001
Orbitel Comunicaciones Latinoamericanas S.A.U. (OCL)	Madrid	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias	100.00%	100.00%	Julio 22, 2003
Orbitel Servicios Internacionales S.A. (OSI)	Rionegro	Prestación de servicios de telecomunicaciones, tecnologías de la información y las comunicaciones, servicios de información y las actividades complementarias	99.99%	99.99%	Junio 27, 2003
Aguas Nacionales EPM S.A. E.S.P.	Medellín	Prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado y aseo, tratamiento y aprovechamiento de basuras, actividades complementarias y servicios de ingeniería propios de estos servicios públicos.	99.99%	99.99%	Noviembre 29, 2002
Aguas de Urabá S.A. E.S.P.	Apartadó	Garantizar la prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado y aseo y compensar el rezago de la infraestructura de estos servicios en los municipios socios.	63.42%	66.55%	Enero 18, 2006
Empresas Públicas de Oriente S.A. E.S.P.	Rionegro	Prestación de los servicios de acueducto y alcantarillado a las zonas rurales y suburbanas de los municipios de Envigado, Rionegro y El Retiro, en el denominado Valle de San Nicolás.	58.33%	58.33%	Noviembre 12, 2009

Empresa	Domicilio	Objeto social	Porcentaje de participación		Fecha de creación
			2011	2010	
Empresa de Aguas del Oriente Antioqueño S.A. E.S.P.	El Retiro	Prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto y alcantarillado, así como otras actividades complementarias propias de cada uno de estos servicios públicos.	56.01%	56.00%	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.	62.11%	62.01%	Diciembre 26, 2006
Aguas de Malambo S.A. E.S.P. (e)	Malambo	Garantizar la prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado y aseo en la jurisdicción del municipio de Malambo, Departamento del Atlántico.	47.77%	-	Noviembre 20, 2010
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. (EDEQ)	Armenia	Prestación de servicios públicos de energía eléctrica, compra, venta y distribución de energía eléctrica, actividades que se desarrollarán mediante la ejecución de políticas, planes, programas y proyectos relativos a la distribución y comercialización de energía, su administración, manejo y aprovechamiento, conforme a las regulaciones, pautas y directrices expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, cumpliendo ante todo la función social que enmarca tal actividad.	92.85%	92.85%	Diciembre 22, 1988



Empresa	Domicilio	Objeto social	Porcentaje de participación		Fecha de creación
			2011	2010	
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. (CHEC)	Manizales	Prestación de servicios públicos esenciales de energía, principalmente la explotación de plantas generadoras de energía eléctrica, líneas de transmisión y subtransmisión y redes de distribución; la compra, venta y distribución de energía eléctrica, la construcción o adquisición de centrales generadoras de energía eléctrica, subestaciones, líneas de transmisión, redes de distribución y, en general, toda clase de instalaciones relacionadas con la producción, compra y venta de energía eléctrica, así como la comercialización, importación, distribución y venta de energía eléctrica.	80.10%	80.10%	Septiembre 9, 1950
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (ESSA)	Bucaramanga	Prestación de servicios públicos de energía eléctrica, compra, venta y distribución de energía eléctrica, actividades que se desarrollarán mediante la ejecución de políticas, planes, programas y proyectos relativos a la distribución y comercialización de energía, su administración, manejo y aprovechamiento, conforme a las regulaciones, pautas y directrices expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, cumpliendo ante todo la función social que enmarca tal actividad.	73.77%	73.77%	Septiembre 16, 1950



Empresa	Domicilio	Objeto social	Porcentaje de participación		Fecha de creación
			2011		
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. (CENS)	Cúcuta	Prestación del servicio público de energía eléctrica, para lo cual realiza, entre otras, las siguientes operaciones: compra, exportación, importación, distribución y venta de energía eléctrica y otras fuentes de energía, así como la construcción y explotación de centrales, plantas generadoras y subestaciones de energía y la construcción y explotación de líneas de transmisión, subtransmisión y redes de distribución.	91.52%	91.52%	Octubre 16, 1952
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.	99.56%	-	Marzo 31, 2011
Comercializadora Energética Nacional Colombiana S.A. E.S.P. en Liquidación (CENCOL) (a)	Bucaramanga	Comercialización del servicio de energía eléctrica	95.00%	95.00%	Noviembre 26, 2004
Hidroecológica del Teribe S.A. (HET)	Ciudad de Panamá	Financiar la construcción del proyecto hidroeléctrico Bonyic, requerido para satisfacer el crecimiento de la demanda de energía del istmo de Panamá.	96,63%	96.63%	Noviembre 11, 1994
Maxseguros EPM Ltd. (antes EPPM RE ltd)	Bermudas	Negociación, contratación y manejo de los reaseguros para las pólizas que amparan el patrimonio.	100.00%	100.00%	Abril 23, 2008
Panama Distribution Group S.A. (PDG) (d)	Ciudad de Panamá	Inversión de capital en sociedades.	100.00%	-	Octubre 30, 1998

Empresa	Domicilio	Objeto social	Porcentaje de participación		Fecha de creación
			2011	2010	
Elektra Noreste S.A. (ENSA) (d)	Ciudad de Panamá	Adquisición de energía en bloques y su transporte por las redes de distribución a los clientes, transformación de tensión vinculada, entrega de energía a los consumidores, instalar, operar y mantener el alumbrado público en la zona de concesión. En adición, la compañía está autorizada para realizar actividades de generación de energía hasta un límite del 15% de la demanda máxima y energía en la zona de concesión.	51.00%	-	Enero 19, 1998
Gestión de Empresas Eléctricas S.A. (GESA) (b)	Ciudad de Guatemala	Proporcionar asesorías y consultorías a compañías de distribución, generación y transporte de energía eléctrica.	100.00%	100.00%	Diciembre 17, 2004
Distribución Eléctrica Centroamericana DOS S.A. (DECA II) (b)	Ciudad de Guatemala	Inversión de capital en compañías que se dedican a la distribución y comercialización de energía eléctrica y proporcionar servicios de telecomunicaciones.	100.00%	100.00%	Marzo 12, 1999
Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (EEGSA) (b)	Ciudad de Guatemala	Distribución de energía eléctrica.	80.90%	80.90%	Octubre 5, 1939
Almacenaje y Manejo de Materiales Eléctricos S.A. (AMESA) (b)	Ciudad de Guatemala	Servicios de outsourcing en el área de administración de materiales.	100.00%	100.00%	Marzo 23, 2000
Inmobiliaria y Desarrolladora Empresarial de América S.A. (IDEAMSA) (b)	Ciudad de Guatemala	Inversión en bienes inmobiliarios.	80.90%	80.90%	Junio 15, 2006

Empresa	Domicilio	Objeto social	Porcentaje de participación		Fecha de creación
			2011	2010	
Comercializadora Eléctrica de Guatemala S.A. (COMEGSA) (b)	Ciudad de Guatemala	Comercialización de energía eléctrica.	80.90%	80.90%	Noviembre 5, 1998
Transportista Eléctrica Centroamericana S.A. (TRELEC) (b)	Ciudad de Guatemala	Transmisión de energía eléctrica.	80.90%	80.90%	Octubre 6, 1999
Enérgica S.A. (ENÉRGICA) (b)	Ciudad de Guatemala	Construcción y mantenimiento de proyectos y bienes del sector eléctrico.	80.90%	80.90%	Agosto 31, 1999
Crediegsa S.A. (CREDIEGSA) (b)	Ciudad de Guatemala	Servicios de contratación de personal y otros servicios administrativos.	80.88%	80.88%	Diciembre 1, 1992
Generadores Hidroeléctricos S.A. (Genhidro) (c)	Ciudad de Guatemala	Desarrollo, diseño, construcción, operación y mantenimiento de proyectos hidroeléctricos.	51.00%	51.00%	Noviembre 20, 2006
Hidronorte S.A. (c)	Ciudad de Guatemala	Generación y transmisión de energía eléctrica.	97.00%	97.00%	Octubre 2, 1992
Mano de Obra S.A. (MOSA) (c)	Ciudad de Guatemala	Servicios de contratación de personal y otros servicios administrativos.	100.00%	100.00%	Junio 8, 1992
Hidroeléctrica del Río Salá (HIDROSALA) (c)	San Pablo	Proyecto hidroeléctrico en desarrollo.	100.00%	100.00%	Junio 24, 2008
AEI Holding (d)	Caimán	Inversión de capital en sociedades.	100.00%	-	Mayo 17, 2007
Distribuidora de Electricidad del Sur (Delsur) (d)	El Salvador	Empresa dedicada a la transformación, distribución y comercialización de electricidad, que suministra energía a la zona centro-sur de El Salvador, en Centroamérica.	86.41%	-	Noviembre 16, 1995
Electricidad de Centroamérica Ltda. de C.V. (ELCA) (d)	Santa Tecla	Inversión en acciones y otros títulos valores y asesoría a la empresa Delsur.	100.00%	-	Diciembre 9, 1997
PPLG El Salvador II (d)	Caimán	Inversión de capital en sociedades.	100.00%	-	Abril 9, 1999
Innova Tecnología y Negocios S.A. de C.V. (d)	El Salvador	Prestación de servicios especializados en ingeniería eléctrica y venta de electrodomésticos a los usuarios de energía eléctrica de la compañía Delsur.	100.00%	-	Octubre 19, 2010



- (a) Empresa en liquidación a partir de octubre de 2010, por lo que no se consolida a partir de esta fecha.
- (b) Empresas adquiridas en octubre de 2010, ver Nota 8 sección 8.1.1.
- (c) Empresas adquiridas en diciembre de 2010, ver Nota 8 sección 8.1.1.
- (d) Empresas adquiridas en febrero de 2011, ver Nota 8 sección 8.1.2.
- (e) Empresa sobre la cual se realizó un acuerdo de accionistas para capitalizar el 84.99%, ver Nota 8 sección 8.1.3.

## Nota 2 Marco legal y regulatorio

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

### 2.1 Normatividad para Colombia

#### 2.1.1 Aspectos generales

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

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

En la Ley 142 de 1994, Ley de Servicios Públicos, se definen los criterios generales y las políticas que deberán 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, creó ambiente de mercado y competencia, fortaleció el sector y delimitó la intervención del Estado.

Los servicios públicos se rigen 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 las 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.

Las empresas de telecomunicaciones se rigen por la Constitución Política y la Ley 1341 del 30 de julio de 2009, por la cual se definen principios y conceptos sobre la Sociedad de la Información y la Organización de las Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (TIC), además se creó la Agencia Nacional de Espectro y dictó otras disposiciones.

Asimismo, la Ley 489 de 1998 incluyó a las empresas oficiales de servicios públicos como entidades descentralizadas y señaló que estas se sujetaban a dicha ley y en lo pertinente la Ley 142 de 1994 y las normas que la complementen, sustituyan o adicionen.

De conformidad con el Artículo 55 de la Ley 1341 de 2009, el régimen de los actos y contratos de los proveedores de TIC, incluidos los relativos a su régimen laboral y las operaciones de crédito, cualquiera que sea su naturaleza y sin importar la composición del capital, se regirán por las normas del derecho privado.

Lo anterior, sin perjuicio de la obligación de cumplir los principios generales de la función pública señalados en el Artículo 209 de la Constitución Política, así como los principios generales que rigen el presupuesto y demás principios que rigen y orientan la prestación de los servicios públicos y en particular los de TIC.

### 2.1.2 Comisiones de regulación

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

En Colombia las comisiones de regulación tienen la función de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos cuando la competencia no sea posible. En los demás casos su función es promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante y produzcan servicios de calidad. Estas entidades son las siguientes:

- La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), organismo técnico adscrito al Ministerio de Minas y Energía (MME), regula las tarifas de venta de energía y aspectos relacionados con el funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista (MEM) y con la prestación de los servicios de energía eléctrica y gas.
- La Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico (CRA), regula las tarifas de acueducto y alcantarillado, organismo técnico adscrito al Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.
- La Comisión de Regulación de Comunicaciones (CRC), unidad administrativa especial de carácter técnico adscrita al Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones, es la encargada de promover la competencia, evitar el abuso de posición dominante y regular los mercados de las redes y servicios de telecomunicaciones.

### 2.1.3 Régimen tarifario

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



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

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

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

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

## 2.1.4 Regulación por sector

### 2.1.4.1 Sector de agua potable y saneamiento básico

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

Para estos servicios, la CRA adoptó el régimen de libertad regulada, por medio del cual los precios son fijados por la entidad tarifaria local, de conformidad con la metodología definida en la Resolución CRA 287 de 2004 y sus normas complementarias. Para el caso de los prestadores diferentes al Municipio, la entidad tarifaria local corresponde a la junta directiva de la empresa prestadora.

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

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

#### 2.1.4.1.1 Servicio de acueducto

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

El cargo fijo representa los costos en que incurren empresas para garantizar la disponibilidad permanente del servicio. En este cargo se incluyen los costos contables asociados a la actividad administrativa de la prestación del servicio, afectados por el puntaje de eficiencia comparativa calculado a partir de la técnica de Análisis Envoltante de Datos (DEA por sus siglas en inglés).

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

#### 2.1.4.1.2 Servicio de saneamiento básico

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

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



### 2.1.4.1.3 Subsidios y contribuciones

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

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

### 2.1.4.2 Sector eléctrico

#### 2.1.4.2.1 Generalidades

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

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

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

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



#### 2.1.4.2.1.1 Actividades del sector eléctrico

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

**Generación:** consiste en la producción de energía eléctrica mediante una planta hidráulica o una unidad térmica conectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN), bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.

**Transmisión:** la actividad de transmisión nacional es el transporte de energía en el Sistema de Transmisión Nacional (STN); está compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes equipos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV. El Transmisor Nacional (TN) es la persona jurídica que opera y transporta energía eléctrica en el STN o ha constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dicha actividad.

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

**Comercialización:** actividad consistente en la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a otros agentes del mercado o a los usuarios finales regulados y no regulados, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o combinada con otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.

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

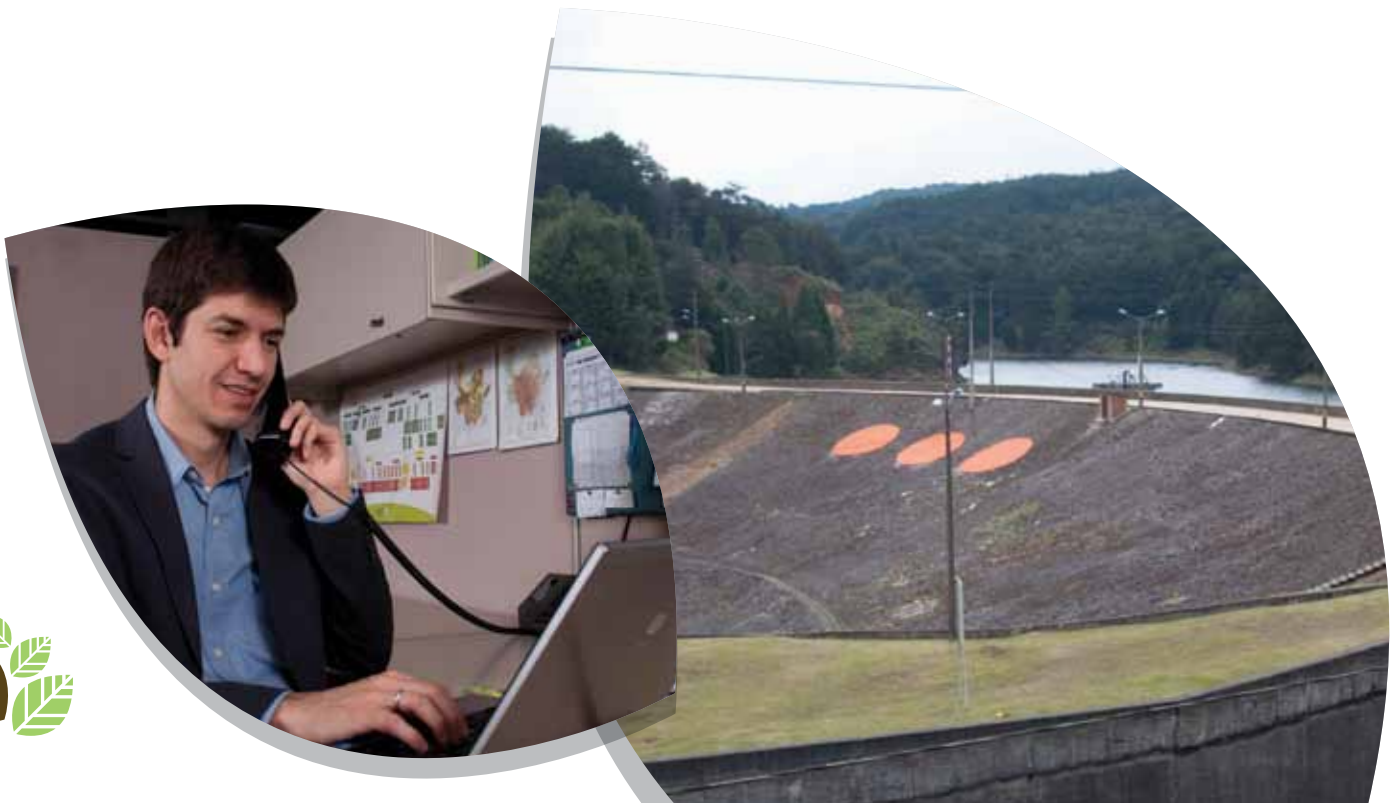
Mediante las resoluciones 001 de 2006 y sus modificaciones, y la Resolución 060 de 2007, la CREG estableció los límites de participación de las empresas en cada una de las actividades del sector, definiendo también las metodologías de cálculo de tal participación.

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

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

#### 2.1.4.2.1.2 Mercado de Energía Mayorista

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





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

**1. Contratos bilaterales:** las compras de energía con destino al mercado regulado que den origen a contratos bilaterales, deben hacerse a través de mecanismos que estimulen la libre competencia. Las empresas integradas verticalmente con la actividad de generación sólo pueden 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.

**2. Bolsa de energía:** es un sistema mediante el cual se vende y compra energía en el corto plazo (hora a hora), basado en un modelo de libre competencia entre oferta y demanda. Los recursos de generación ofrecidos para cubrir la demanda se despachan de menor a mayor precio, siendo el último despachado el que define el costo marginal de las transacciones y fija el precio de bolsa.

#### 2.1.4.2.2 Actividad de generación energía

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

Además, forman parte del sistema los siguientes:

**1. Plantas menores:** aquellas con capacidad instalada inferior a los 20 MW. La reglamentación aplicable a las transacciones comerciales que efectúan estos agentes está contenida en la Resolución CREG 086 de 1996.

**2. Autogenerador:** aquella persona natural o jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Usa la red pública sólo para obtener respaldo del SIN (Resolución CREG 085 de 1996).

**3. Cogenerador:** aquella persona natural o jurídica que produce energía utilizando un proceso de cogeneración (Resolución CREG 05 de 2010).

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

Mediante la Resolución CREG 071 de 2006 se aprobó la metodología vigente para la remuneración del cargo por confiabilidad a los generadores del MEM. Este cargo pretende promover la expansión del parque de generación eléctrico en el país y asegurar que los recursos de generación estén disponibles para abastecer la demanda en situaciones de 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 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 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 será 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 del 1 de diciembre de 2015, el cargo por confiabilidad tendrá un valor de 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.

## 2.1.4.2.3 Actividad de transmisión energía

### 2.1.4.2.3.1 Aspectos generales de la regulación vigente

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

La metodología de remuneración de la actividad de transmisión nacional se conoce como “Ingreso regulado”, mediante la cual se establecen los ingresos máximos anuales que remuneran a cada transmisor nacional, de acuerdo con los activos que efectivamente posea en el STN. Para lo anterior, se establecieron unas “unidades constructivas típicas” valoradas a costos de reposición a nuevo, unas vidas útiles, unos gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) y una tasa de descuento aplicable a los activos.

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

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

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

### 2.1.4.2.3.2 Expansión del STN

Con respecto a la expansión del STN, la CREG adoptó un conjunto de disposiciones, contenidas en la Resolución CREG 022 de 2001 y sus modificaciones, que buscan introducir elementos de eficiencia en la ejecución del plan de expansión del STN.

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

### 2.1.4.2.4 Actividad de distribución

La actividad de distribución es el transporte de energía eléctrica a través del Sistema de Distribución Local (SDL) o Sistema de Transmisión Regional (STR). Esta actividad la desarrollan los operadores de red (OR), que se encargan de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros, aunque la prelación en la expansión del sistema la tienen los OR.

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

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

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



Los elementos básicos de la remuneración están contenidos en la Resolución CREG 097 de 2008, por medio de la cual se definió la metodología general para la determinación de los cargos de distribución:

- La metodología de remuneración para el nivel de tensión 4 es de ingreso regulado y para los niveles 3, 2 y 1 de precio máximo. En el primer caso le garantizan un ingreso al OR, independientemente del comportamiento de la demanda, y en el segundo le garantizan un cargo máximo pero con el riesgo de la demanda asociado.
- Los cargos de distribución de cada uno de los niveles de tensión se calculan como el cociente entre la anualidad de los activos y los AOM y la energía transportada del año base (para el período tarifario actual corresponde al año 2007). En activos, el regulador define unidades constructivas (cantidad física) y las valora a costos ponderados entre precios de reposición a nuevo y el costo reconocido en el período regulatorio anterior; los AOM se determinan considerando los AOM reales de la empresa y la evolución de la calidad del servicio del año inmediatamente anterior. El regulador también define el valor del Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC por sus siglas en inglés), que es la tasa de descuento con la cual se determina la anualidad de los activos. La energía transportada considera unas pérdidas eficientes de energía, las cuales también son definidas por el regulador.

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

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

#### 2.1.4.2.4.1 Expansión del STR y del SDL

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

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

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



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

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

#### 2.1.4.2.4.2 Calidad del servicio de energía eléctrica

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

Respecto a la calidad del servicio prestado, la metodología definida en la Resolución CREG 097 de 2008 introdujo

modificaciones importantes, donde el esquema de calidad definió un sistema de incentivos con compensaciones a los usuarios “peor servidos”.

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

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

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

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





### 2.1.4.2.5 Actividad de comercialización

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

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

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

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

#### 2.1.4.2.5.1 Estructura tarifaria:

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

Para el mercado regulado dicho costo se calcula de acuerdo con la fórmula tarifaria definida por la CREG. En la actualidad se aplica la fórmula establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, que entró en vigencia desde el mes de febrero de 2008.

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

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



Adicionalmente se aplica un régimen de subsidios y contribuciones, en concordancia con el principio de solidaridad y redistribución de ingresos, que obliga a que a los estratos 1, 2 y 3 se les cobre un valor inferior al costo de prestación del servicio y a los estratos 5 y 6 y a los sectores industrial y comercial se les cobre un valor superior a dicho costo, con el fin de cubrir los subsidios otorgados a los primeros. Al estrato 4 se le cobra el costo de referencia, es decir, no cubre contribución ni recibe subsidio.

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

- Tarifas para los usuarios de los estratos 1 y 2: de acuerdo con lo estipulado por la Ley 1117 de 2006, prorrogada mediante la Ley 1428 de 2010, para los consumos de subsistencia, consumos inferiores a 131 kWh/mes, las tarifas sólo pueden subir mensualmente como máximo la inflación. Esto implica que cuando el costo de prestación del servicio crece por encima de la inflación la diferencia se constituye en un mayor subsidio para los usuarios. El porcentaje de subsidio tiene un límite del 60% y 50% para los estratos 1 y 2 respectivamente.
- Tarifas para los usuarios de estrato 3: recibe un subsidio equivalente al 15% del costo de prestación del servicio.

- Tarifas estratos 5 y 6, industria y comercio: pagan una contribución del 20% sobre el costo de prestación del servicio, con destino a cubrir los subsidios otorgados a los usuarios de los estratos 1, 2 y 3.

La Ley 1430 de 2011, por la cual se dictan normas tributarias de control y para la competitividad, estableció en su artículo 2 la “Contribución sector eléctrico usuarios industriales”, dictaminando a partir del 2012 que los usuarios industriales no serán sujetos del cobro de la contribución de solidaridad. Así mismo, el Gobierno establecerá quién es el usuario industrial beneficiario del descuento y sujeto de dicha sobretasa. Tal reglamentación se hizo efectiva mediante los decretos 2915 de 2011 y 4955 de 2011 del 30 de diciembre de 2011.

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

### 2.1.4.3 Sector de gas natural

#### 2.1.4.3.1 Generalidades

La Ley 142 de 1994 definió el marco legal para la prestación de los servicios públicos domiciliarios, ámbito en el cual se define el gas natural como un servicio público y creó la CREG como entidad encargada de desarrollar el marco regulatorio y normativo para las actividades asociadas a este servicio: comercialización desde la producción, transporte, distribución y comercialización a usuario final. No obstante, la normatividad y competencias expresadas en el Código de Petróleos y en el Contrato de Asociación siguen rigiendo para las actividades de exploración, explotación y producción del gas natural y, por lo tanto, se encuentran por fuera del alcance de la regulación de la CREG. La regulación de la producción de gas natural la hace el MME y la administración de los recursos de gas la realiza, mediante contratos, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).



A partir de la promulgación de la Ley 142 de 1994, se presentaron cambios importantes en materia institucional y regulatoria, que han consolidado el desarrollo de la industria del gas natural en el país, logrando la incorporación de nuevas y cuantiosas inversiones en las diferentes actividades de la industria, a través de diferentes agentes públicos y privados.

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



### 2.1.4.3.2 Actividades del sector

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

#### 2.1.4.3.2.1 Comercialización desde la producción (Suministro de gas natural)

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

En Colombia la comercialización de gas natural desde la producción se maneja bajo dos modalidades:

1. Precios máximos para la producción proveniente de los campos de Ballena en La Guajira y Opón en Santander, Resolución 119 de 2005.
2. Para la producción de campos existentes o futuros que se incorporen a la oferta nacional, diferentes a los establecidos en dicha Resolución, los precios se determinarán libremente, sin sujeción a topes máximos, bajo el régimen de libertad vigilada que consagra la Ley 142 de 1994.

Los contratos de suministro se rigen bajo diferentes modalidades contractuales: pague lo contratado “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 y 2013, el cual está contenido en la Resolución CREG 118 de 2011.



La Comercialización de gas durante el período de transición, para los años 2012 y 2013, se realiza mediante dos mecanismos de asignación: subastas y negociación bilateral para el gas proveniente de campos con precio libre, según la relación entre la oferta y la demanda. Para el caso del gas proveniente de campos con precio máximo regulado la asignación se realiza siguiendo el orden de prioridad establecido en el Decreto MME 2100 de 2011.

### 2.1.4.3.2 Transporte de gas natural

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

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

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

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

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

Los contratos de transporte de gas natural se rigen bajo diferentes modalidades contractuales como contratos firmes (take or pay), interrumpibles y ocasionales. El mercado de transporte de gas natural es un mercado bilateral que

se caracteriza por la negociación directa entre las partes, transportador y remitente, y el cierre de las transacciones de manera autónoma.

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

Los cargos de transporte aplicados para transportar el gas hasta el Valle de Aburrá están establecidos en las resoluciones CREG 114 de 2011, para el gasoducto de Transmetano E.S.P. S.A., y CREG 125 de 2003 para los gasoductos de TGI S.A. E.S.P. Esta última se espera que cambie en el corto plazo, una vez sean aprobados por parte de la Comisión los cargos de transporte de acuerdo con lo estipulado en la Resolución CREG 126 de 2010.

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.







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

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

En Colombia la distribución de gas natural está regulada según la modalidad de prestación del servicio en “áreas de servicio exclusivo” (menor precio obtenido) y “áreas de servicio no exclusivo” (fórmulas tarifarias). Esta última aplicable a EPM.

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

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

La actividad de distribución de gas natural por redes de tubería se considera un monopolio natural regulado en precio, calidad y acceso. La metodología corresponde a un precio máximo que se remunera utilizando una canasta de tarifas aplicada con base en los cargos aprobados a partir de cálculos de costos medios de mediano plazo, que consideran: la inversión base, la expansión proyectada a cinco años, los gastos eficientes de AOM y la demanda asociada, así como el reconocimiento de una tasa de costo del capital invertido.

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

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

- Resolución CREG 087 de 2004, para el mercado relevante conformado por los 10 municipios ubicados en el Valle de Aburrá.
- Resolución CREG 126 de 2008, para el mercado relevante conformado por el municipio de La Ceja del Tambo.
- Resolución CREG 055 y 080 de 2009, para el mercado relevante conformado por el municipio de El Retiro.
- Resoluciones CREG 054 y 079 de 2009, para el mercado relevante conformado por el municipio de La Unión.
- Resolución CREG 055 y 080 de 2010, para el mercado relevante conformado por los municipios de El Peñol y Guatapé.
- 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, Donmatias, Entrerrios y San Pedro de los Milagros.



- A la fecha está pendiente de publicación la resolución CREG que aprobó 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 y la depreciación de los activos asociados a la actividad de comercialización, determinados a partir del uso de la metodología de eficiencia relativa DEA, un margen de comercialización del 1.67% aplicado sobre los ingresos anuales brutos del comercializador en el mercado regulado y el número de facturas del año para el cual se toman los parámetros de cálculo de los AOM y la depreciación de los activos inherentes a la actividad de comercialización.

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.

En la actualidad, la actividad de comercialización minorista a usuarios regulados, en un mercado relevante de comercialización, sólo puede ser desarrollada por el comercializador establecido, que se entiende como el distribuidor de gas natural que desarrolla simultáneamente la actividad de comercialización de gas natural a usuarios regulados en un mismo mercado de comercialización.

### 2.1.4.3.3 Estructura tarifaria

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

Para el mercado no regulado no se aprueba una fórmula tarifaria debido a que opera bajo un régimen de libertad vigilada. 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 de acuerdo con los precios resultantes de la negociación entre usuarios y comercializadores.

### 2.1.4.3.4 Régimen de subsidios y contribuciones

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

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

- Las tarifas para los usuarios de los estratos 1 y 2 en el rango del consumo de subsistencia (consumos inferiores a 20 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 a la inflación. Esto implica que cuando el costo de prestación del servicio crece por encima de la inflación, esta diferencia se constituye en un mayor subsidio para los usuarios. La Ley definió el porcentaje máximo de subsidio otorgable para los estratos 1 y 2 en 60% y 50%, respectivamente.

- Es importante resaltar que los usuarios de gas combustible pertenecientes a los estratos 3 y 4 no son sujetos de subsidio, a la vez que quedan exentos por ley del pago de contribución.
- Los estratos 5 y 6 contribuyen con un 20% sobre el valor del servicio.
- El comercio y la industria contribuyen con un 8.9% sobre el valor del servicio con excepción de la generación de electricidad a base de gas, la industria petroquímica y de Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV), cuya contribución es de 0%.
- La Ley 1450 de 2011, Ley del Plan Nacional de Desarrollo 2010 - 2014, estableció, en su Artículo 102 que a partir del 2012 los usuarios industriales de gas natural domiciliario no serán objeto del cobro de la contribución de que trata el Numeral 89.5 del Artículo 89 de la Ley 142 de 1994, y que para efectos de lo previsto en este Artículo el Gobierno Nacional reglamentará las condiciones necesarias para que los prestadores del servicio de gas natural domiciliario realicen un adecuado control entre las distintas clases de usuarios. Tal reglamentación se hizo efectiva mediante el Decreto 4956 del 30 de diciembre de 2011.
- La Ley 142 de 1994 estableció la obligatoriedad de crear en el MME el 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 son insuficientes para cubrir el monto total de subsidios aplicados por las empresas, inicialmente el Gobierno Nacional cubre el déficit mediante traslados presupuestales a la cuenta del Ministerio destinada para tal fin. En caso tal de que esto no sea posible, las empresas de servicios públicos pueden tomar las medidas necesarias para que los usuarios cubran la totalidad del costo de prestación.





### 2.1.4.3.5 Integración del sector de gas natural

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

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

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

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

### 2.1.4.3.6 Calidad del servicio de gas natural

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

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

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

### 2.1.4.4 Sector de las telecomunicaciones

El Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones es el encargado de definir las políticas, planes y proyectos del sector, así como regir las funciones de vigilancia y control sobre los proveedores de redes y servicios de Tecnología, Información y Comunicaciones (TIC).

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

En lo relacionado con la protección de usuarios, la Superintendencia de Industria y Comercio es la entidad competente para conocer los recursos de apelación en materia de peticiones, quejas y reclamos y adelantar las investigaciones por prácticas violatorias al régimen fijado por la CRT.





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

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

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

Mediante la Resolución 1250 de 2005, la CRT cambió el sistema de tasas para la TPBC, aplicable a partir del 1 de enero 2006. Los cambios más importantes para el servicio local de telefonía básica son los siguientes:

- Cambios en la medición de la unidad de medida: hasta diciembre de 2005, hubo cargos por impulso y desde enero de 2006, el cargo se hace por minutos.
- Se crearon diferentes planes de minutos y se eliminó el cargo fijo para todos los estratos; el monto del plan será siempre consumible y el cliente tiene la opción de seleccionar el plan más adaptable a sus necesidades.
- El servicio de telefonía pública local básica conmutada tiene un sistema de subsidios y contribuciones; existe un consumo subsidiado para los estratos 1 y 2 de 200 minutos mensuales; la contribución es del 20% y se cobra a los estratos 5 y 6, a las empresas y al sector industrial. A los estratos 3 y 4 se les cobra el costo de referencia, es decir, no cubre contribución ni recibe subsidio.

## 2.2 Normatividad para Guatemala

### 2.2.1 Aspectos generales

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

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

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



Los principios de la Ley General de Electricidad son:

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

### 2.2.2 Entidades regulatorias

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

#### Ministerio de Energía y Minas

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

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

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

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

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

#### **Administrador del Mercado Mayorista (AMM)**

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

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

El AMM es responsable de:

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

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



## 2.2.3 Régimen tarifario

### 2.2.3.1 Tarifas de distribución

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

### 2.2.3.2 Tarifa regulada

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

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

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

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

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

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

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

### 2.2.3.3 Ajustes de tarifa

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

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



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

El VAD recolectado por EEGSA hasta el 1 de agosto del año 2003 se estableció en el momento de su privatización cuando también se fijaron cargos VAD nuevos, programados para establecerse en mayo 2008. Para el proceso de establecer los cargos VAD es necesario que la compañía de distribución cuente con un consultor aprobado por CNEE para calcular los componentes de VAD (incluyendo el valor de reposición neto) que aplican para el sistema de distribución de la compañía. La CNEE también puede contratar un consultor para calcular VAD con aplicación al sistema de distribución de la compañía. Después de la presentación del VAD, calculado por los consultores a la CNEE, esta misma instancia decide si aprueba el VAD calculado por los consultores. En caso que no los apruebe la controversia es remitida a un panel de arbitraje compuesto por tres individuos, uno nombrado por la compañía de distribución, otro nombrado por la CNEE y otro más nombrado por los primeros dos árbitros. El panel de arbitraje debe dictaminar dentro de los siguientes sesenta días.

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

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



#### 2.2.3.4 La tarifa social

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

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

Según las regulaciones revisadas, a partir del 1 de mayo 2004 los clientes elegibles para la tarifa social podrían recibir hasta 100 kWh por mes según la tarifa social, pero se definió que debían pagar la tarifa simple por la electricidad consumida en exceso de 100kWh por mes. Las compañías de distribución

solicitaron nuevas ofertas para los contratos de compra de energía, para proveer la electricidad que sería vendida como tarifa social a los clientes que fueran elegibles para la misma. El INDE fue el único oferente para estos contratos de compra de energía.

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

### 2.2.3.5 Peajes de transmisión

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

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

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

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

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

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

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

### 2.2.3.6 Mercado mayorista de electricidad y de capacidad

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

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

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

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

### 2.2.3.7 Operación del sistema de electricidad nacional

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

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

## 2.3 Normatividad para El Salvador

### 2.3.1 Aspectos generales

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

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



### 2.3.2 Marco regulatorio

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## 2.3.3 Entidades regulatorias

### 2.3.3.1 Mercado eléctrico nacional

#### Ministerio de Economía (MINEC)

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

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

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

#### Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)

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

#### Unidad de Transacciones (UT)

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

#### Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN)

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

#### Mercado de Contratos (MC)

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

#### Mercado Regulador del Sistema (MRS)

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

#### Consejo Nacional de Energía (CNE)

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

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



### 2.3.3.2 Mercado Eléctrico Regional (MER)

#### Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)

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

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

#### Ente Operador Regional (EOR)

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

### 2.3.4 Régimen tarifario

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

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

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

- Las distribuidoras deberán tener cubierto un porcentaje mínimo de contratación de largo plazo de 70% a más tardar el 1 de febrero de 2012, con contratos de duración menor o igual a cinco años.
- Las distribuidoras deberán tener cubierto un porcentaje mínimo de contratación de largo plazo de 80% a más tardar el 1 de julio de 2016:
  - No más de un 50% en contratos de menos de cinco años.
  - Al menos un 30% en contratos de más de cinco años.

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

### 2.3.5 Régimen de subvenciones y contribuciones

Para los usuarios residenciales con un consumo de hasta 99 kWh por mes, se subsidia el 89,5% del diferencial de la tarifa plena con respecto a los precios máximos establecidos en noviembre de 1999, los cuales son los siguientes:

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

De acuerdo con la información proporcionada por las empresas distribuidoras, a diciembre de 2010 se subsidió un total de 963,450 clientes, que representan el 65,3% de los clientes conectados a la red de distribución y que corresponden a los usuarios que consumen hasta 99 kWh. En términos de consumo de energía, estos usuarios subsidiados demandaron durante el año 2010 un volumen de 574,003.1 MWh, el equivalente al 12,7% de la demanda de energía a nivel de distribución.

### 2.3.6 Normatividad específica

- Ley de creación de la Superintendencia de Electricidad y Telecomunicaciones.
- Reglamento de ley de creación de la Superintendencia de Electricidad y Telecomunicaciones.
- Ley General de Electricidad.
- Reglamento de la Ley General de Electricidad.
- Normas para la determinación de los cargos por el uso de las redes de distribución: metodología para el cálculo de los cargos de distribución de las empresas distribuidoras que actúan como comercializadoras en el área geográfica donde ubican sus redes.
- Metodología para el cálculo de atención al cliente: metodología para el cálculo de los cargos de comercialización.
- Normas de calidad del servicio de los sistemas de distribución: tienen por objeto regular los índices e indicadores de referencia de calidad con que las empresas distribuidoras de energía eléctrica suministran los servicios de energía eléctrica a los usuarios de la red de distribución.

- Reglamento de operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista: normas y procedimientos para la operación del sistema de transmisión y para la administración de las transacciones del mercado mayorista de energía eléctrica en El Salvador.
- Reglamento de operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista basado en costos de producción: contiene las normas y procedimientos para la operación del sistema de transmisión y para la administración de las transacciones del mercado mayorista de energía eléctrica de El Salvador.
- Reglamento aplicable a las actividades de comercialización: tiene por objeto desarrollar las normas tendientes a promover la competencia en materia de comercialización de energía eléctrica.

## 2.4 Normatividad para Panamá

### 2.4.1 Aspectos generales

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

#### Distribución:

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

#### Generación:

- Participar directa o indirectamente en el control de empresas de distribución.



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

#### Transmisión:

- Controlado 100% por el Estado.

### 2.4.2 Marco regulatorio

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

De acuerdo con la Ley Eléctrica, las tarifas de electricidad tienen una vigencia de 4 años (Artículo 100) y durante este período pueden ser actualizadas con base en las variaciones en el índice de precios al consumidor y para reflejar el costo real de las compras de energía. Para ello, el regulador debe definir el régimen tarifario (Artículo 96) que debe contener los procedimientos de cálculo, actualización y aplicación de las tarifas eléctricas. El régimen tarifario debe seguir los siguientes criterios en orden de importancia: i) suficiencia financiera, ii) eficiencia económica, iii) equidad, iv) simplicidad y v) transparencia.

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

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

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

#### 2.4.2.1 Régimen regulatorio

- Ley 6 de 3 de febrero de 1997. Dicta el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad. Establece el régimen al que se sujetarán las actividades de distribución, generación, transmisión y comercialización de energía eléctrica.
- Decreto Ley 10 del 26 de febrero de 1998. Modifica la Ley 6 de 1997, en lo relativo a las funciones del regulador, las modalidades de las empresas para participar en el sector eléctrico, las restricciones en distribución y generación, la actualización de las tarifas y el costo reconocido por compras en bloque.
- Decreto Ejecutivo 22 del 19 de junio de 1998. Reglamentó la Ley 6 de 1997.
- Ley 57 de 13 de octubre de 2009. Se efectúan varias modificaciones a la Ley 6 de 1997, entre las cuales figuran: la obligación de las empresas generadoras a participar en los procesos de compra de energía o potencia, la obligatoriedad a la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A (ETESA). de comprar energía en representación de las distribuidoras, el aumento en las multas que puede imponer el regulador hasta \$20 millones de balboas y se establece el derecho de los clientes de abstenerse de pagar por la porción que reclamen, al tiempo que se le otorga un plazo de 30 días para reclamar ante el regulador en caso de no estar satisfechos con la respuesta dada por la distribuidora.
- Ley 51 de 29 de septiembre de 2010, mediante la cual se crea la autoridad de aseo urbano y domiciliario y se modifican ciertos artículos de la Ley 6 de 1997, a fin de hacer obligatorio el cobro de la tasa de aseo a través de las facturas de electricidad.



- Ley 65 del 26 de octubre de 2010. A través de esta Ley se adicionan dos artículos, el 140-A y el 140-B, a la Ley 6 de 1997, a través de los cuales se establece que si el Estado requiere la remoción o reubicación de infraestructura eléctrica, las empresas deberán proceder con la solicitud dentro del plazo que se establezca en la reglamentación de dicho artículo. Por su parte, el artículo 140-B indica que si la empresa no cumple con la reubicación en el plazo estipulado, se podrá remover libremente la infraestructura a costo de la empresa.
- Ley 58 de 30 de mayo de 2011. Se modifican los artículos relativos a electrificación rural, entre los cuales podemos mencionar la modificación del cálculo del subsidio que debe pagar la Oficina de Electrificación Rural (OER) a las distribuidoras por un período de 4 años (antes se pagaba a 20 años) y la creación de un fondo de electrificación rural por 4 años que estará conformado por los aportes de los agentes del mercado que vendan energía eléctrica, el cual no excederá del 1% de su utilidad neta antes de impuestos.
- Ley 68 de 1 de septiembre de 2011. A través de esta Ley se establece la obligación de las distribuidoras de contestar los reclamos en 15 días calendario. De igual forma se establece, como una función de la ASEP, elaborar y aprobar una tabla de indemnizaciones aplicable a casos de daños ocasionados a los clientes. También se establece a la ASEP un plazo de 30 días calendario para resolver los reclamos de los clientes y de 15 días para resolver los recursos de reconsideración y apelación. Por otro lado, se agrega un párrafo al Artículo 95 de la Ley 6 sobre electrificación rural, que define “área no concesionada” como la distancia que exceda de un kilómetro, en línea recta, desde el último poste del área de concesión.

### 2.4.2.2 Regulación del sector de distribución

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

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

- Las concesiones de distribución son otorgadas por la ASEP con un plazo de 15 años. Antes de vencerse este término la ASEP convocará a un proceso competitivo por el 51% de las acciones, en el cual participa con su oferta el actual titular. Si su oferta fuere mayor al precio más alto ofrecido por otros participantes, conservará la propiedad del bloque accionario. Por el contrario, si hubiere otro precio mayor, el bloque de acciones será adjudicado al mejor oferente y la ASEP entregará el importe por la venta a quien sea el titular hasta ese momento. En cualquiera de los dos casos se otorgará una nueva concesión por otros 15 años.
- Existe exclusividad zonal durante la duración de la concesión con garantía del Estado.
- El distribuidor tiene la obligación de prestar el servicio (expandir líneas) a todo usuario que lo requiera, ubicado dentro de una franja de 100 metros en torno a las instalaciones del distribuidor.
- Más allá de los 100 metros referidos, el distribuidor también estará obligado a conectar a todo el que lo solicite pero podrá exigir, además del pago en concepto de conexión que el pliego tarifario contenga, una contribución para la inversión necesaria para la conexión.
- En el contrato de concesión se establece una zona de concesión de entre 500 y 3,000 metros de la red de distribución y una zona de influencia de entre 5,000 y 10,000 metros. En la zona de influencia el operador tendrá la primera opción de brindar el servicio de distribución.
- Los adjudicatarios del servicio de distribución están obligados a permitir la utilización de sus sistemas de distribución a terceros, mediante el pago de peajes.

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

### 2.4.3 Régimen de subvenciones y contribuciones

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

- **Subsidios jubilados, actividades agropecuarias y partidos políticos:** el consumo de los primeros 600kWh de los jubilados (hombres de 62 años de edad o mayores y mujeres de 57 años o mayores) tienen derecho a un descuento de 25%. La diferencia entre el consumo y dicha cantidad paga la tarifa completa. Descuentos de 5% y 50% también son aplicables al consumo en actividades agrícolas y a las oficinas provinciales de los partidos políticos respectivamente. Los descuentos a jubilados, actividades agrícolas y partidos políticos son subsidios cruzados que se incluyen en el resto del consumo de clientes en la revisión tarifaria de cada cuatro años.

- **Subsidios por consumo básico (Ley 15):** los clientes con niveles de consumo por debajo de 100kWh al mes tienen un descuento hasta de 20% en sus cuentas. Los fondos para este descuento provienen de un cargo a los clientes con consumo superior a 500 kWh al mes de hasta 0.6% del valor de su factura. Aproximadamente 70.000 de los clientes reciben este beneficio.

- **Fondo de Estabilización Tarifaria:** desde el año 2004 el Gobierno aprobó un subsidio directo para los clientes residenciales con un consumo menor a 500 kWh al mes. En la factura de cada cliente aparece un descuento que hace que estos clientes no perciban aumento en la tarifa. Los fondos para este subsidio provienen del Gobierno. Al final de cada semestre se hace un balance para verificar que los fondos recibidos coincidan con los subsidios aplicados. El Gobierno ha anunciado un proceso de reducción progresiva del rango de subsidio para llegar sólo hasta los clientes con consumo menor a 300 kWh.

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



## 2.4.4 Entidades regulatorias

### La Secretaría de Energía

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

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

Establecido de acuerdo con la ley del ente regulador de los servicios públicos de 1996. Es una entidad autónoma del Gobierno con responsabilidad de regular el agua, las telecomunicaciones, la electricidad y el gas natural.

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

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

Las responsabilidades de la ASEP incluyen:

- Asegurar el cumplimiento de las leyes y reglamentaciones sectoriales y aplicar sanciones por incumplimientos.
- Otorgar concesiones y licencias.
- Monitorear las normas de calidad del servicio.



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

Los costos de operación de la ASEP son cubiertos con varias fuentes, incluyendo una tasa de control y vigilancia que se cobra a todos los participantes del sector eléctrico. Esta tasa no puede exceder el 1% de los ingresos brutos que se generan en el sector durante el año anterior y la misma no puede ser transferida a los consumidores. El cobro de esta tasa se



hace de forma mensual y cada empresa paga el porcentaje definido por la ASEP sobre los ingresos de clientes regulados y no regulados, menos los montos pagados por la compañía a otros proveedores de servicios para cubrir costos de energía y transmisión. En el año 2011 este porcentaje fue fijado en 0.59% y para el 2012 es de 0.73% (2010 - 0.47%).

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

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

#### **El Centro Nacional de Despacho (CND)**

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

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

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

## **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 a la Corporación Financiera Internacional (IFC).



## Nota 5 Prácticas contables

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

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

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

- Resolución 354 de 2007: adoptó el RCP, estableció su conformación y definió el ámbito de aplicación.
- Resolución 355 de 2007: adoptó el Plan General de Contabilidad Pública (PGCP), que contiene la regulación contable pública de tipo general y los fundamentos para reconocer y revelar las transacciones, los hechos y las 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 entregar a la CGN.

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

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

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



las inversiones en el exterior en compañías controladas, las cuales se registran en el patrimonio.

**b) Estimaciones y juicios contables:** en la preparación de los estados financieros consolidados 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 del mes de diciembre, pero cuyas facturas se emiten en los meses de 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 ciertas 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 consolidados 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 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 y 4686 de 2010, 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 máxima 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+) y Fitch Ratings (F1+) y contar como mínimo con "AA", la tercera mejor calificación vigente para el largo plazo 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. Las tasas de referencia y los márgenes que se utilizan para las diferentes categorías de valores son: para moneda local los publicados por la Bolsa de Valores de Colombia en su página de Información para valoración (Infoval) y para moneda extranjera los publicados en Bloomberg.

La compra de inversiones, administración de liquidez renta fija, se registra al costo de compra, que es el mismo valor razonable. Los costos de estas transacciones se reconocen como gastos cuando se incurre en ellos. Con posterioridad a su reconocimiento inicial, se valoran a valor razonable tomando en consideración el valor de mercado establecido en la bolsa de valores donde tal título se cotea. 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:** comprenden las inversiones en entidades no controladas, las cuales corresponden principalmente a 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, subsidios para los servicios de acueducto y alcantarillado, energía y gas. 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 gasodomésticos, prestación de otros servicios informáticos, asistencia técnica y arrendamientos, entre otros.



Para su reconocimiento deberán cumplirse 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 deudores 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%

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

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



- Para el servicio de larga distancia se provisiona el 100% de los deudores una vez supere los 120 días, o sea devuelta por los operadores y terceros.

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

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

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

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

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

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

**i) Inventarios:** se clasifican como inventarios los bienes adquiridos con la intención de venderlos o de consumirlos en el proceso de prestación de servicios públicos.

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

Para su valoración se utiliza el método de promedio ponderado.

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

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

**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 de 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 compañía actualiza el valor de las propiedades, planta y equipo mediante avalúos técnicos con la aplicación de metodologías de reconocido valor técnico, los cuales considera entre otros criterios su vida útil, vida económica y 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 la propiedad, planta y equipo experimenta cambios significativos con respecto al costo de reposición o al valor de realización, se hace una nueva actualización registrando su efecto en el período contable respectivo.

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

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

Vidas útiles generales por tipo de activo:



Tipo de activo	Vida útil en años
<b>Edificaciones</b>	
Presas, estaciones repetidoras	50
Edificios, casas, oficinas, almacenes, casetas, campamentos, parqueaderos, garajes, bodegas, instalaciones deportivas	30 - 50
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

Tipo de activo	Vida útil en años
Acueducto y canalización	30
Estaciones de bombeo	20
Plantas de telecomunicaciones	15
<b>Redes, líneas y cables</b>	
Redes de distribución	25
Redes de recolección de aguas	30
Líneas y cables de transmisión	40
Líneas y cables de telecomunicaciones	25
<b>Maquinaria y equipo</b>	
Equipo de construcción, maquinaria industrial, equipo de música, de recreación y deporte	7
Herramientas y accesorios	7 - 10
Equipo para estaciones de bombeo	7
Equipo de centros de control, maquinaria , equipo de dragado y equipo de aseo	5 - 10
<b>Equipo médico y científico</b>	
Equipo de investigación	5
Equipo de laboratorio, médico y científico	7 - 10
<b>Muebles, enseres y equipos de oficina</b>	7 - 10
<b>Equipos de comunicación y computación</b>	5 - 10
<b>Equipo de transporte, tracción y elevación</b>	5
<b>Equipos de comedor, cocina, despensa y hotelería</b>	7 - 10

Entre las clasificaciones se encuentran:

- **Construcciones en curso:** representa todas las erogaciones incurridas por la compañía 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 y reposición de redes, plantas, 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, así como 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, así como para

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 y 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.

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

- **Edificaciones:** representa el valor de las edificaciones y casas, oficinas, casetas, parqueaderos y garajes, bodegas, instalaciones deportivas y recreacionales, presas y tanques





de almacenamiento, entre otros, adquiridos por la compañía 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 compañía 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 aguas residuales 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, 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. En términos generales se utilizan como base las vidas útiles sugeridas por la CGN y para algunos activos con base en la vida útil probable determinada por los técnicos de la Compañía, la cual se calcula según criterios 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 descutable 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 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, 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:

• **El 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.

• **Las 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 generen 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.

- **Las 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 de su 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.

En las empresas del Grupo EPM las valorizaciones están relacionadas con:

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

En la selección y aplicación de las metodologías para hacer los avalúos técnicos se tiene en cuenta la relación costo-beneficio para las empresas del Grupo EPM.

La actualización de las propiedades, planta y equipo se realiza cada tres años.

- **Inversiones en entidades controladas:** las inversiones patrimoniales 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. 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 en entidades no controladas:** 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.

**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 las empresas 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 o parte de ella se vence en el término de un año
  - Largo plazo. Su vencimiento es superior a un (1) año

Las operaciones de crédito público pactadas en moneda extranjera deben reconocerse a la tasa representativa del mercado en la fecha de transacción. Este valor debe reexpresarse mensualmente aplicando la Tasa Representativa del Mercado (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, debe reconocerse en el período 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 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:

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

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

Se reconocen como valor a pagar los derechos a favor de la Nación, de los departamentos, de los entes municipales y demás sujetos activos, una vez se cumplan las condiciones previstas en las correspondientes normas expedidas. Los principales tributos que recaen sobre las operaciones de las compañías son los siguientes:

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

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

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

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

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

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

- **Impuesto al patrimonio:** las empresas colombianas, conforme a lo establecido en la Ley 1370 de 2009, deben pagar el impuesto al patrimonio al Gobierno Nacional en





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

Este impuesto se contabilizó con la metodología establecida por la CGN, reduciendo la revalorización del patrimonio o causando un activo diferido que se amortiza en los años en que se deben realizar los pagos de dicho impuesto, contra el pasivo total del impuesto a pagar por los años 2011 a 2014, de acuerdo con lo señalado en el Concepto 20119-158027.

- **Impuesto sobre las ventas:** son responsables del régimen común de este impuesto aquellas compañías que realicen venta de bienes y servicios gravados, así como aquellas que reciban ingresos exentos 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 será 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 \$20.93/kWh (fijada en la Resolución CREG 060 de 1995), la cual se incrementará 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 kilovatio-hora 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 y 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.

**t) Obligaciones laborales y de seguridad social:** son los compromisos que las empresas han adquirido con sus trabajadores por los servicios prestados mediante un vínculo laboral establecido de acuerdo con la legislación laboral, pacto o convención colectiva.

**u) Pasivos estimados:** se reconocen cuando se cumplan las siguientes condiciones:



- EPM ha obtenido un beneficio del bien o servicio (pero no se ha recibido la factura por parte del proveedor para ser reconocido como real).
- De acuerdo a lo estipulado en la ley, EPM está obligada 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 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 con 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.

**v) Obligaciones pensionales:** su cálculo tiene como base jurídica las normas legales vigentes sobre pensiones y, para efectos de la evaluación actuarial se siguieron los parámetros establecidos en el Decreto 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 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 en el año 2011 fue de 3,53% (en 2010 fue de 4,51%) 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, los cuales en el año 2009 formaban parte de los bonos tipo B, que corresponden al régimen de prima media y 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, en cumplimiento del literal b), Artículo 2 del Decreto 1517 del 4 de agosto de 1998.

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

• **Patrimonio autónomo:** de conformidad con lo establecido en el Decreto 810 de 1998, en abril de 2003 se constituyó el contrato de fiducia 090416150, para la administración de un patrimonio autónomo con el fin de garantizar el pago de las obligaciones derivadas de los bonos pensionales y de las cuotas partes de bonos que le correspondan a cada una de las empresas que conforman el Grupo 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 cada empresa (año 2065). Con la constitución de este patrimonio se garantiza a futuro la disponibilidad de recursos para atender el pago del pasivo pensional de bonos de las empresas y se independiza el manejo financiero de los mismos.

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

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 el Grupo EPM.

**w) 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, por medio del cual se adoptaron los estatutos de la empresa industrial y comercial del estado EPM, 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 Consejo Municipal de Política Económica y Social (COMPES) determina la cuantía o el porcentaje de los excedentes financieros que harán parte de los recursos de capital del presupuesto municipal.

Adicionalmente, el Acuerdo Municipal 69 de 1997, (Por medio del cual se transforma EPM y se dictan otras disposiciones), estableció en su Artículo 13: 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 este 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 año 2000. De acuerdo con normas vigentes, este saldo no podrá distribuirse como utilidad hasta que se liquide la empresa o se descapitalice.

**x) 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.

**y) Ingresos operacionales:** son los flujos recibidos por las empresas del Grupo 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
- Que el valor del servicio se pueda cuantificar en forma razonable
- Que se espere recibir el producto del servicio prestado
- Que el ingreso sea susceptible de incrementar el patrimonio neto

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

**z) 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.

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

Así mismo, si existen derechos a reclamos por parte de terceros que afecten el valor del ingreso, estos deberán estimarse y reconocerse en los estados financieros consolidados.



**aa) Costos de prestación de servicios:** son aquellas 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

**bb) 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 han recibido los riesgos y beneficios del bien o servicio
- El valor del gasto 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

**cc) Reclasificaciones:** con el fin de presentar las cifras de ambos períodos de forma que se propicie su comparabilidad, se hicieron algunas reclasificaciones, en presentación, de las cifras del año anterior.

## Nota 6 Efectos y cambios significativos en la información contable

### Impuesto al patrimonio

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

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

Este impuesto se contabilizó con la metodología establecida por la CGN en el Concepto 20119-158027 de 2011, donde se determinó causar a 31 de diciembre de 2011 el 100% del pasivo del impuesto por pagar, valor correspondiente a los pagos de los años 2011, 2012, 2013 y 2014, contra la revalorización del patrimonio en aquellas empresas del grupo donde existía saldo en dicha cuenta o como un cargo diferido amortizable en los períodos de pago del mismo, en aquellas donde no existía saldo o era insuficiente para cubrir el monto total.

## Nota 7 Hechos posteriores de impacto para el 2012

### Fallo sobre proceso mina Versalles embalse Riogrande II

El 17 de enero de 2012 se notificó a EPM del fallo desfavorable en segunda instancia del Tribunal Superior de Medellín respecto a la afectación de la explotación minera de la mina Versalles con el embalse Riogrande II. El fallo condena a EPM a pagar \$8,050, que indexados desde el 2006 equivalen a \$10,065. Este hecho fue reconocido como provisión para procesos judiciales.

### Resolución CREG sobre Porce IV

El 19 de enero de 2012 se notificó a EPM de la Resolución CREG 184 de 2011, por la cual se decidió desfavorablemente el recurso de reposición interpuesto por EPM en contra de la Resolución CREG 104 de 2011.

En la Resolución CREG 104 de 2011, la CREG consideró la suspensión indefinida del proyecto Porce IV como un incumplimiento grave e insalvable por lo cual hará efectiva la garantía establecida en la subasta de asignación de obligaciones de energía en firme por valor de USD 13,919,819. Este hecho fue registrado en cuentas de orden acreedoras ya que sólo existe una obligación real para EPM cuando el acto administrativo quede en firme, es decir, una vez agotados los recursos y notificaciones a la Compañía.

## Nota 8 Otros aspectos relevantes

### 8.1 Combinación de negocios

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

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

### 8.1.1 Adquisiciones de DECA II, GESA y Genhidro de Guatemala en 2010

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

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

Igualmente, DECA II posee participaciones mayoritarias en TRELEC S.A., la segunda empresa de transmisión de energía de Guatemala, y en otras cuatro sociedades constituidas para prestar servicios a las empresas del grupo DECA II: IDEAMSA (inmobiliaria), AMESA (administración de materiales), Enérgica (construcción y mantenimiento eléctrico) y CREDIEGSA (servicios de personal y administrativos).

La transacción también incluyó la compra del 100% de GESA, empresa de Iberdrola Energía S.A. dedicada a la exploración y desarrollo de nuevos negocios eléctricos. El valor de esta negociación fue de USD 11.5 millones.

Adicionalmente, EPM firmó un acuerdo con Iberdrola Energía S.A. para adquirir el 51% de Genhidro y el 3.12% de Hidronorte, operación que fue concretada en el mes de diciembre por un valor de USD 18.5 millones.

Genhidro es una sociedad holding que agrupa activos de generación, entre ellos la hidroeléctrica Río Bobos de 10 megavatios (MW), operada por Hidronorte S.A. desde 1995; la participación en el proyecto hidroeléctrico El Salá de 15 megavatios (MW), actualmente en desarrollo y el 3.12% de la sociedad Hidronorte.

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



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

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

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

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

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

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

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



Concepto	Valor pagado	Patrimonio neto adquirido
PDG	254,905	162,936
AEI El Salvador Holdings Ltd.	117,479	86,413
<b>Total</b>	<b>372,384</b>	<b>249,349</b>
Caja adquirida	(29,690)	-
<b>Pago por compra de compañías, neto de caja adquirida</b>	<b>342,694</b>	<b>-</b>

### 8.1.3 Adquisición de Aguas de Malambo S.A. E.S.P. en julio de 2011

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

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

La operación de adquisición de esta compañía se detalla a continuación:



Concepto	Valor pagado	Patrimonio neto adquirido
Aguas de Malambo S.A. E.S.P.	4,213	4,213
<b>Total</b>	<b>4,213</b>	<b>4,213</b>
Caja adquirida	(2,027)	-
<b>Pago por compra de compañías, neto de caja adquirida</b>	<b>2,186</b>	<b>-</b>

## 8.2 Programa NIIF

Las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) (IFRS por sus siglas en inglés), son un conjunto de disposiciones y lineamientos contables, que le dan una estructura razonable a la información financiera y a la estructura contable de la empresa.

Estas reglas se están convirtiendo en el lenguaje contable universal para asegurar que en todos los países se hable el mismo idioma financiero, homogenizando los marcos de información y facilitando la interacción de los mercados, lo que se constituye en un paso más hacia la globalización.

Recientemente, en Colombia ha cobrado una gran importancia con la aprobación de la Ley 1314 de 2009, que establece la directriz del Gobierno de avanzar hacia los estándares internacionales de contabilidad y auditoría.

El Grupo Empresarial EPM está adelantando el “Programa NIIF” para presentar la información financiera bajo estos estándares.

## 8.3 Proceso de consolidación de la información contable

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

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

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





## Notas de carácter específico

### Notas relativas a valuación

#### Nota 9 Conversión de los valores en moneda extranjera

Los saldos en bancos, inversiones, cuentas por cobrar, obligaciones financieras y cuentas por pagar en moneda extranjera, se expresaron en pesos colombianos con base en la TRM certificada por la Superintendencia Financiera de Colombia. A 31 de diciembre los valores fueron:



Moneda	2011	2010	Var. %
Dólar americano (USD)	1,942.70	1,913.98	1.50%
Libra esterlina (GBP)	3,019.15	2,996.62	0.75%
Yen (JPY)	25.26	23.60	7.02%
Euro (EUR)	2,521.92	2,567.70	(1.78%)
Franco suizo (CHF)	2,077.52	2,053.41	1.17%
Quetzal (GQT)	7.81	8.01	(2.50%)

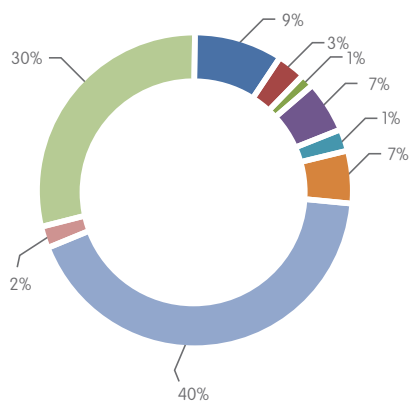




# Balance general consolidado

## Activos

La composición de los activos del Grupo EPM a 31 de diciembre de 2011 fue:



- Deudores, neto
- Efectivo
- Inventarios, neto
- Inversiones para administración de liquidez
- Inversiones patrimoniales, neto
- Otros activos
- Propiedades, planta y equipos neto
- Reserva financiera actual
- Valorizaciones



## Nota 10 Efectivo

El saldo del efectivo a 31 de diciembre fue:



		2011	2010
Caja		3,472	1,704
Bancos		944,038	1,089,633
Otros recursos disponibles	1	14,245	5,204
<b>Total efectivo</b>		<b>961,755</b>	<b>1,096,541</b>
Incluye efectivo restringido	2	50,678	52,199

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

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

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



Convenio	Nota	2011	2010
Municipio de Medellín – Moravia	2.1	4,354	8,837
Municipio de Medellín – Aguas	2.2	6,298	10,530
Municipio de Medellín - Miguel de Aguinaga	2.3	642	1,055
Municipio de Medellín - Terrenos	2.4	3,020	2,703
Departamento de Antioquia e IDEA – Programa Antioquia Iluminada	2.5	9,339	5,708
Fondo Nacional de Regalías - Gas	2.6	11	225
Programa Aldeas	2.7	4,723	-
Depósitos Ley 820	2.8	34	34



Convenio	Nota	2011	2010
Convenio 10000083 Rendimiento	2.9	16	-
Convenio 10000083 Sopetrán	2.9	405	-
Convenio 5847	2.9	143	1,571
Convenio- Santafé	2.9	2	-
Convenio-San Jerónimo	2.9	12	-
Audiencias públicas	2.10	87	87
Convenio ESSA-Gobernación Fase I	2.10	779	7,393
Convenio Gobernación	2.10	851	822
Convenio Gobernación ESSA Fase III	2.10	1,619	3,527
Convenio Gobernación ESSA Fase IV	2.10	4,710	-
Convenio Gobernación ESSA Fase V	2.10	7,793	-
Prone 05	2.10	905	1,839
Faer 030	2.11	689	664
Faer 014	2.12	315	314
Alumbrado Público San Gil	2.13	253	196
Fondo Nacional Regalías Macaravita	2.13	-	188
Fondo Regalías Jesús María	2.13	-	156
Convenio ESSA - Municipio Charalá	2.14	327	-
Apoyo Financiero 10003713-49 Apartadó	2.15	176	176
Apoyo Financiero 10003713-49 Chigorodó	2.15	58	59
Apoyo Financiero 10005141-153	2.15	2,891	2,890
Apoyo Financiero 10005431-CF-12-4842	2.15	3	3,180
Línea Puerto Wilches Barranca		36	34
Fondo de Calamidad Doméstica		12	10
Fondo de Vivienda		175	1
<b>Total convenios</b>		<b>50,678</b>	<b>52,199</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos



**(2.1)** Recursos destinados para la 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, el cual tiene una población principalmente desplazada de estratos 1 y 2. La ejecución de este proyecto se inició en septiembre de 2010.

**(2.2)** Este proyecto tiene como objetivo el manejo integral del agua para el consumo humano. Su ejecución se inició en el 2008. A 2011 el proyecto tiene una ejecución del 96%.

**(2.3)** Estos recursos fueron aportados conjuntamente por el Municipio de Medellín y EPM para el mantenimiento del edificio Miguel de Aguinaga. Se realizará el finiquito de este convenio en el año 2012.

**(2.4)** Los recursos de este proyecto son destinados a la adquisición de predios de las zonas de protección de cuencas hidrográficas abastecedoras del sistema de acueducto del Municipio de Medellín.

**(2.5)** Tiene como objetivo llevar el servicio de energía eléctrica a viviendas rurales en los municipios que comprenden el Departamento de Antioquia, en un período de tres años que comenzó en 2009.

**(2.6)** Tiene como objetivo la 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 en el año 2010.

**(2.7)** El objeto del programa es 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 aquellas que se encuentran en situación de desplazamiento forzado o voluntario.

**(2.8)** Los depósitos recibidos, en cumplimiento del Artículo 15 de la Ley 820 de 2003 y el Decreto Reglamentario 3130 del 4 de noviembre de 2003, correspondieron a una garantía exigida por el arrendador (propietario) al inquilino, equivalente a dos meses de facturación del cargo fijo y los cargos por aportes de conexión y por unidad de consumo, con el fin de que la vivienda no se afectara ante un eventual incumplimiento por parte del inquilino en el pago oportuno de los servicios públicos.

**(2.9)** Recursos administrados por Regional de Occidente y corresponde a los recursos recibidos en el año 2011 del convenio interadministrativo 08-CF-124850 pactado entre el Departamento de Antioquia y los municipios de Santafé de Antioquia y San Jerónimo, así como recursos recibidos en el año 2011 bajo el convenio interadministrativo de apoyo financiero, pactado entre el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, el Departamento de Antioquia y Regional de Occidente cuyo objeto es el apoyo financiero de los esquemas regionales para la prestación de servicios de acueducto y alcantarillado.

**(2.10)** Corresponde a construcción de redes de media y baja tensión, montaje de transformadores e instalaciones internas para la electrificación rural de veredas en el Departamento de Santander, a cargo de ESSA.

**(2.11)** Corresponde a convenio de asistencia técnica entre la Nación, Ministerio de Minas y ESSA para la administración y la ejecución de los recursos del Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas (FAER).

**(2.12)** Corresponde a administración y ejecución de los recursos del Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas (FAER), asignados a los proyectos de electrificación rural y a la normalización de redes eléctricas que atiende ESSA.

**(2.13)** Corresponde a la construcción de redes de media y baja tensión para electrificación rural de usuario de ESSA.

**(2.14)** Corresponde a la construcción de redes de media y baja tensión, montaje de transformadores e instalaciones internas para la electrificación rural de veredas del municipio de Charalá que atiende ESSA.

**(2.15)** Corresponde a los recursos financieros que Aguas de Urabá ha generado por operación propia. Estos recursos se encuentran en entidades bancarias como Bancolombia, BBVA y Banco Popular.

## Nota 11 Inversiones para administración de liquidez

El saldo de las inversiones para administración de liquidez a 31 de diciembre fue:



		2011		2010	
		Valor	Rentabilidad promedio	Valor	Rentabilidad promedio
Derechos en fondos de valores y fiducias de inversión	1	197,661	3.73% E.A.	172,480	2.76% E.A.
Títulos de tesorería (TES)	2	938,438	4.8% E.A.	891,341	6.86% E.A.
Certificados de depósito a término	3	888,548	5.67% E.A.	394,537	3.73% E.A.
Bonos y títulos emitidos por entidades financieras	4	107,702	2.19% E.A. en USD	989	1.27% Prime rate
Bonos y títulos emitidos por el Gobierno Nacional	5	26,219	3.89% E.A. en USD	44	1.73% Prime rate
Bonos y títulos emitidos por el sector privado		46,811	5.28% E.A.	45,041	3.62% E.A.
Otras inversiones para administración de liquidez		12,869		8,462	
<b>Inversiones para administración de liquidez corrientes</b>		<b>2,218,248</b>		<b>1,512,894</b>	
Depósitos de operaciones de endeudamiento externo		2,807		-	
Bonos y títulos emitidos por entidades financieras		63,709	8,63% E.A. en GTQ	-	
Otras inversiones para administración de liquidez		-		61,347	
<b>Inversiones para administración de liquidez no corrientes</b>		<b>66,516</b>		<b>61,347</b>	
<b>Total inversiones para administración de liquidez</b>		<b>2,284,764</b>		<b>1,574,241</b>	

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(1) Inversiones a corto plazo efectuadas con dineros propios en carteras colectivas. Se tratan como una cuenta corriente y son inversiones que se realizan para obtener un rendimiento de los excedentes de efectivo.

(2) Títulos de deuda pública interna emitidos por el Gobierno Nacional y administrados por el Banco de la República. Estos instrumentos se valoran por precio. El total de los TES incluye \$48,135 (2010 - \$40,686) del fondo Autoseguros y \$8,997 (2010 - \$14,460) de la Empresa Adaptada de Salud de EPM y UNE.

(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 \$4,211 (2010 - \$2,675) del Fondo Autoseguros y en 2010 \$625 de la Empresa Adaptada de Salud; al cierre de 2011 este último 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. En el año 2010 se tuvieron inversiones en depósitos a plazo hasta mediados de octubre, y por esto el saldo a 31 de diciembre de 2010 fue cero; en el año 2011 se adquirieron nuevamente.

(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. En el año 2010 se tuvieron inversiones en yankees hasta mediados de octubre; en el año 2011 se volvieron a tomar de estos títulos.



## Nota 12 Deudores, neto

El saldo de deudores a 31 de diciembre fue:



		2011	2010
<b>Prestación de servicios públicos</b>			
Servicio de energía		1,230,003	814,585
Servicio de gas combustible		53,999	53,771
Servicio de alcantarillado		41,792	38,024
Servicio de acueducto		41,917	36,494
Servicio de telecomunicaciones		421,284	371,075
Servicio de aseo		187	199
Subsidio servicio de acueducto		4,124	5,237
Subsidio servicio de alcantarillado		168	2,033
Subsidio servicio de energía		74,564	53,427
Subsidio servicio de telecomunicaciones		49,689	57,980
Depósitos y anticipos entregados	1	88,295	337,554
Anticipos o saldos a favor por impuestos y contribuciones		157,858	129,243
Administración recursos sistema de salud		11,452	-
Recursos entregados en administración		10,875	7,296
<b>Otros deudores</b>			
Arrendamientos		5,214	18,953
Cuotas partes pensionales		18,219	16,512
Esquemas de cobro		27,703	3,851
Dividendos y participaciones por cobrar		5,012	4,505
Honorarios y comisiones		2,149	406
Ventas de activos		4,571	707
Créditos a empleados		37,029	6,839
Pagos por cuenta de terceros		18,955	14,309
Intereses		36,456	1,383
Otros deudores menores		97,715	(9,150)

[◀ Volver al índice](#)

		2011	2010
<b>Deudas de difícil cobro</b>			
Servicio de energía		156,154	154,852
Servicio de acueducto		75,650	82,767
Servicio de alcantarillado		51,383	56,320
Servicio de gas combustible		8,720	9,249
Servicio de telecomunicaciones		80,195	79,285
Otras deudas de difícil cobro	2	87,658	80,407
Venta de bienes		21,997	21,483
Prestación de servicios diferentes a servicios públicos		216,637	144,767
<b>Deudores corrientes</b>		<b>3,137,624</b>	<b>2,594,363</b>
<b>Provisión corriente</b>	3	<b>(612,377)</b>	<b>(548,810)</b>
<b>Deudores corrientes, neto</b>		<b>2,525,247</b>	<b>2,045,553</b>
<b>Prestación de servicios públicos</b>			
Servicio de energía		64,867	58,703
Servicio de gas combustible		170,270	161,649
Servicio de alcantarillado		25,995	24,847
Servicio de acueducto		42,642	36,463
Servicio de telecomunicaciones		(209)	-
Depósitos y anticipos entregados		75,072	8,522
<b>Otros deudores</b>			
Créditos a empleados		80,517	105,048
Esquemas de cobro		-	19,722
Intereses		41,975	100,046
Pagos por cuenta de terceros	4	14,283	3,180
Otros	5	200,957	227,786
Venta de bienes		8,983	2,271
Prestación de servicios		1,777	14,409
Recursos entregados en administración		-	61,721
<b>Deudores no corrientes</b>		<b>727,129</b>	<b>824,367</b>
<b>Total deudores, neto</b>		<b>3,252,376</b>	<b>2,869,920</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos



(1) La disminución de este rubro con respecto al año anterior corresponde al anticipo por \$290,028 realizado en el año 2010 al IDEA, para la compra futura de las acciones de la nueva empresa EPM Ituango S.A. E.S.P. por parte de EPM.

(2) En el año 2010 este rubro incluyó \$60,045 de recursos entregados por EPM a la fiducia de garantía, conforme al acuerdo económico firmado con el IDEA, el cual fue pagado

en el año 2011. Además, General Electric Company pagó factura por valor de \$5,700 millones por repuestos, mientras que Ecopetrol pagó \$3,620 por concepto de penalización por incumplimiento de un contrato de suministro de gas para la termoeléctrica La Sierra.

(3) Movimiento neto de la provisión para deudores:



	2011	2010
Saldo inicial:	548,810	509,904
Incremento del año	113,862	131,706
Gasto de ejercicios anteriores	(5,635)	923
Combinación de negocios	24,004	(5,489)
Recuperación provisión	(16,105)	(39,315)
Utilización de la provisión	(52,599)	(48,919)
<b>Total provisión para deudores</b>	<b>612,377</b>	<b>548,810</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(4) Como parte de los convenios de cofinanciación firmados con el MME (Fondo especial cuota de fomento de gas) y EPM, se han ejecutado los siguientes recursos:



	2011	2010
Convenio 105 - Norte de Antioquia - infraestructura	7,086	-
Convenio 105 - Norte de Antioquia - subsidios	293	-
Convenio 105 - Valle de Aburrá y Oriente – subsidios	1,841	-
<b>Saldo del Fondo especial cuota de fomento</b>	<b>9,220</b>	<b>-</b>
Financiación instalaciones servicios públicos	5,063	3,180
<b>Total pagos por cuenta de terceros</b>	<b>14,283</b>	<b>3,180</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(5) La disminución de este rubro se explica en el pago de intereses por cobrar causados en el año 2010 por el proceso ejecutivo a favor de EPM y a cargo del Municipio de Rionegro; además se amortizó deuda de la Universidad de Antioquia y el Fondo de Empleados de EPM (Fepep), entre otros, en EPM.

## Nota 13 Inventarios, neto

El saldo de inventarios a 31 de diciembre fue:



		2011	2010
Materiales para la prestación de servicios		189,819	133,206
Mercancía en existencia	1	13,793	11,163
Mercancía en poder de terceros		5,273	4,209
Mercancía en tránsito		2,628	3,989
Productos en proceso		595	18
<b>Subtotal inventarios</b>		<b>212,108</b>	<b>152,585</b>
Materiales para la prestación de servicios		(4,750)	(2,242)
Mercancías en existencia		(1,534)	(1,481)
Mercancía en poder de terceros		-	(669)
<b>Total provisión</b>	2	<b>(6,284)</b>	<b>(4,392)</b>
<b>Total inventarios</b>		<b>205,824</b>	<b>148,193</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

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

(2) El movimiento de la provisión para la protección de inventarios fue:



	2011	2010
Saldo inicial	4,392	3,092
Incremento del período	1,796	4,535
Utilización de provisión	(620)	(2,288)
Recuperación de provisiones	(192)	(947)
Combinación de negocios	908	-
<b>Saldo final</b>	<b>6,284</b>	<b>4,392</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

## Nota 14 Gastos pagados por anticipado

El saldo de gastos pagados por anticipado a 31 de diciembre fue:



		2011	2010
Seguros	1	25,492	30,822
Arrendamientos		489	205
Otros gastos pagados por anticipado		6,413	1,810
<b>Gastos pagados por anticipado corrientes</b>		<b>32,394</b>	<b>32,837</b>
Seguros		5,575	10,300
Arrendamientos		45,096	169,349
Otros gastos pagados por anticipado		122,804	-
<b>Gastos pagados por anticipado no corrientes (ver nota 18)</b>		<b>173,475</b>	<b>179,649</b>
<b>Total gastos pagados por anticipado no corrientes</b>		<b>205,869</b>	<b>212,486</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(1) Incluye \$13,197 (2010 \$26,494) correspondientes a la póliza “Todo riesgo” con vigencia hasta el 4 de junio de 2012, la cual cubre los principales riesgos a los que están expuestos los activos de EPM.

## Nota 15 Inversiones patrimoniales, neto

El saldo de las inversiones patrimoniales a 31 de diciembre fue:



		2011	2010
En entidades no controladas		604,358	713,275
En entidades en liquidación		1,049	1,049
<b>Inversiones patrimoniales</b>	1	<b>605,407</b>	<b>714,324</b>
<b>Provisión</b>	2	<b>(99,490)</b>	<b>(101,075)</b>
<b>Total inversiones patrimoniales, neto</b>		<b>505,917</b>	<b>613,249</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos



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



Empresa	Domicilio	Objeto social	Porcentaje de participación		Fecha de creación
			2011	2010	
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.	14.15%	12.95%	Abril 4, 1995
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	Medellín	Operación y mantenimiento de su propia red de transmisión, la expansión de la red nacional de interconexión, la planeación y coordinación de la operación de los recursos del SIN	10.17%	10.17%	Septiembre 14, 1967
Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P.	Medellín	Operación y mantenimiento de su propia red de transmisión, la expansión de la red nacional de interconexión, la planeación y coordinación de la operación de los recursos del SIN	46.33%	46.32%	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.	1.38%	0.25%	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	7.34%	8.14%	Febrero 28, 2003
Electrificadora del Caribe S.A.	Barranquilla	Distribución y comercialización de energía eléctrica en el Caribe colombiano	0.05%	0.05%	Junio 6, 1998



Empresa	Domicilio	Objeto social	Porcentaje de participación		Fecha de creación
			2011	2010	
Colombia Móvil S.A. E.S.P.	Bogotá	Prestación y comercialización de servicios de comunicación personal (PCS) dentro del territorio nacional y en el exterior, y la prestación y comercialización de servicios de telefonía pública básica conmutada en las localidades definidas por el Ministerio de Comunicaciones	25.04%	25.00%	Enero 24, 2003
Transoriente S.A. E.S.P.	Bucaramanga	Transporte de gas combustible mediante la construcción, operación y mantenimiento de gasoductos troncales y ramales	6.73%	20.00%	Marzo 24, 1994
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	Bucaramanga	Prestación del servicio público esencial de distribución de gas combustible domiciliario en cualquier parte del país.	10.00%	10.00%	Agosto 30, 1997

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



### 2011

Entidad	Costo	Provisión	Neto	Valorización	Dividendos
Isagen S.A. E.S.P.	194,311	-	194,311	546,417	10,987
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	187,035	-	187,035	1,074,148	9,684
Colombia Móvil S.A. E.S.P.	152,073	(81,622)	70,451	-	-
Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P.	28,025	-	28,025	6,202	-
Gestión Energética S.A. E.S.P.	12,700	(11,977)	723	-	1,625
Transoriente S.A. E.S.P.	8,633	-	8,633	2,404	-
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	7,651	-	7,651	9,199	7,103
Reforestadora Industrial de Antioquia (RIA)	5,076	(339)	4,737	-	-
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	1,398	(345)	1,053	-	-
Otros	8,505	(5,207)	3,298	1,137	-
<b>Total</b>	<b>605,407</b>	<b>(99,490)</b>	<b>505,917</b>	<b>1,639,507</b>	<b>29.399</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

### 2010

Entidad	Costo	Provisión	Neto	Valorización	Dividendos
Isagen S.A. E.S.P.	191,214	-	191,214	726,482	19,772
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	187,035	-	187,035	1,394,845	18,017
Colombia Móvil S.A. E.S.P.	152,063	(83,259)	68,804	-	-
Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P.	137,014	-	137,014	-	-
Gestión Energética S.A. E.S.P.	12,686	(12,229)	457	-	-
Transoriente S.A.	8,633	-	8,633	8,159	-
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	7,661	-	7,661	12,751	-
Otros	16,969	(5,587)	11,382	10,752	162
<b>Total</b>	<b>713,275</b>	<b>(101,075)</b>	<b>612,200</b>	<b>2,152,989</b>	<b>37,951</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

La información financiera principal de las inversiones registradas bajo el método del costo fue:



### 2011

Empresa	Resultado neto	Activos	Pasivos	Patrimonio
ISA S.A. E.S.P.	336,776	9,384,833	2,988,490	6,396,343
Interconexión Eléctrica S.A. ESP	479,112	5,882,447	2,507,569	3,374,878
Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P.	1,481	92,672	18,848	73,824
Reforestadora Industrial de Antioquia (RIA)	(186)	69,591	3,847	65,744
Gestión Energética S.A. E.S.P. (GENSA)	24,131	564,076	183,880	380,196
Transoriente S.A. E.S.P.	4,267	488,489	316,404	172,085
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	12,966	245,044	76,483	168,561

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

### 2010

Empresa	Resultado neto	Activos	Pasivos	Patrimonio
ISA S.A. E.S.P.	343,896	9,035,923	2,596,226	6,439,697
Interconexión Eléctrica S.A. ESP	409,776	5,495,325	2,314,403	3,180,922
Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P.	3,898	336,284	25,289	310,995
Reforestadora Industrial de Antioquia (RIA)	(783)	62,063	511	61,552
Gestión Energética S.A. E.S.P. (GENSA)	(47,613)	541,005	295,118	245,887
Transoriente S.A. E.S.P.	6,075	458,029	373,516	84,513
Gas Natural del Oriente S.A. E.S.P.	4,450	163,778	37,896	125,882

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos



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



	2011	2010
Hidroeléctrica Ituango S.A. E.S.P. (*)	(42)	25,709
Concentra Inteligencia de Mercados	84	-
<b>Total capitalizaciones</b>	<b>42</b>	<b>25,709</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(\*) Corresponde a reintegro de mayor capitalización realizada en exceso.

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



	2011	2010
Saldo inicial	101,075	96,966
Incremento del año	11,226	4,578
Gasto provisión años anteriores	-	(417)
Reclasificación de provisión	(230)	(52)
Recuperación de provisiones	(12,581)	-
<b>Saldo final</b>	<b>99,490</b>	<b>101,075</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos



## Nota 16 Propiedades, planta y equipo, neto

El saldo de la propiedad, planta y equipo a 31 de diciembre fue:



		2011	2010
Construcciones en curso	1	992,357	3,410,888
Plantas, ductos y túneles	2	7,918,380	5,238,216
Redes, líneas y cables	2	6,916,110	5,842,770
Edificaciones	2	2,865,541	2,219,454
Equipos de comunicación y computación		1,109,765	952,750
Maquinaria y equipo		460,579	533,924
Terrenos		219,859	182,114
Equipo de transporte, tracción y elevación		138,812	117,069
Maquinaria, planta y equipo en montaje		134,948	124,303
Muebles, enseres y equipos de oficina		118,911	118,336
Propiedades, planta y equipo no explotados		98,591	68,536
Bienes muebles en bodega		95,612	81,503
Propiedades, planta y equipo en tránsito		64,087	27,112
Equipo médico y científico		26,825	18,632
Propiedades, planta y equipo en mantenimiento		16,207	10,090
Otros		6,663	1,238
<b>Subtotal propiedades, planta y equipo</b>		<b>21,183,247</b>	<b>18,946,935</b>
<b>Depreciación acumulada</b>			
Plantas, ductos y túneles		(5,069,011)	(4,614,179)
Redes, líneas y cables		(2,829,927)	(2,213,204)
Equipos de comunicación y computación		(664,636)	(585,363)
Edificaciones		(604,250)	(714,238)
Maquinaria y equipo		(249,412)	(395,453)

		2011	2010
Equipos de transporte, tracción y elevación		(99,067)	(83,259)
Muebles, enseres y equipo de oficina		(83,815)	(91,249)
Equipo médico y científico		(15,191)	(11,036)
Otros		(1,632)	(673)
<b>Depreciación acumulada</b>	<b>3</b>	<b>(9,616,941)</b>	<b>(8,708,654)</b>
Depreciación diferida		2,025,290	1,868,339
<b>Total depreciación</b>		<b>(7,591,651)</b>	<b>(6,840,315)</b>
Provisiones para protección de propiedades, planta y equipo	4	(102,229)	(71,028)
<b>Total propiedades, planta y equipo, neto</b>		<b>13,489,367</b>	<b>12,035,592</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(1) A 31 de diciembre de 2011 presentaron disminución del 71%, con respecto al año 2010, explicado por la capitalización de proyectos de inversión en infraestructura por valor de \$3,557,381, de los cuales el 93%, \$3,138,251, corresponde al proyecto hidroeléctrico Porce III, cuya última unidad entró en operación en septiembre de 2011, con cargos a la infraestructura operativa en las cuentas de edificaciones, campamentos, presas, plantas, ductos y túneles, redes, líneas y cables, maquinaria y equipo, entre otros.

El valor restante corresponde a la ejecución de obras de modernización de subestaciones de energía, así como a la expansión y reposición de redes de transmisión y distribución de energía y el desarrollo de los planes de infraestructura de acueducto y saneamiento del río Medellín.

(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 incrementaron respecto al saldo a diciembre de 2010 en \$2,680,164, 51% (2010 – \$1,980,268), en redes líneas y cables se refleja un incremento de \$1,073,340 que corresponde a un 18% (2010 – \$839,392) y en el grupo de cuentas de edificaciones un incremento de \$646,087, que equivale al 29% (2010 - \$1,113,676).

La principal variación corresponde al negocio de generación energía por la capitalización del Proyecto Hidroeléctrico Porce III, con cargos de \$2,202,386 en plantas, ductos y túneles, \$13,034 en redes, líneas y cables y \$855,808 en edificaciones; todo esto relacionado con obras de desviación, túnel descarga de fondo, obras de desviación, presa, vertedero, túneles de conducción, caverna de la casa de máquinas, turbinas, generadores, transformadores de potencia, equipos auxiliares mecánicos y eléctricos de la casa de máquinas, equipos de subestación, línea de transmisión de 44 kV, vía sustitutiva, campamentos, oficinas, taller y bodega entre otros.



(3) El movimiento de la depreciación durante el 2011 se detalla a continuación:



	2011	2010
Saldo inicial	8,708,654	7,842,539
Incremento del período	714,193	605,909
Combinación de negocios	407,624	231,284
Depreciación diferida, neta	156,951	200,693
Retiros y traslados de propiedad, planta y equipo	(370,479)	(171,771)
<b>Saldo final</b>	<b>9,616,941</b>	<b>8,708,654</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

Del total de las construcciones en curso, se trasladaron a operación comercial proyectos de inversión por valor de \$3,557,381 con cargos a la infraestructura operativa, especialmente en plantas, ductos y túneles, edificaciones y redes líneas y cables.

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



	2011	2010
Saldo inicial	71,028	88,613
Incremento del período	26,162	6,647
Gasto provisión años anteriores	(2,248)	-
Reclasificación de la provisión	12,793	(6,991)
Retiro de propiedad, planta y equipo	(5,506)	(17,241)
<b>Saldo final</b>	<b>102,229</b>	<b>71,028</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos



## Nota 17 Reserva financiera actuarial

El saldo de la reserva financiera actuarial a 31 de diciembre fue:



		2011	2010
Encargos fiduciarios	1	716,148	703,705
<b>Total encargos fiduciarios</b>		<b>716,148</b>	<b>703,705</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos



(1) Está conformado principalmente por las pensiones a cargo de EPM, quien acordó con la Fiduciaria Corficolombiana S.A., mediante contrato de fiducia CT-2010-1045, la administración de un patrimonio autónomo conformado con los recursos que destinará EPM para el pago de las mesadas pensionales tanto de EPM como las derivadas de la conmutación pensional de EADE.

El fondo está proyectado de manera que se extinga al momento del pago de la última pensión a cargo de las empresas del Grupo EPM. Con la constitución de este patrimonio se garantiza a futuro la disponibilidad de recursos para atender el pago del pasivo pensional de pensiones de las empresas y se independiza el manejo financiero de los mismos.

## Nota 18 Otros activos

El saldo de otros activos a 31 de diciembre fue:



		2011	2010
Cargos diferidos	1	1,405	-
Bienes entregados a terceros	2	246	-
<b>Otros activos corrientes</b>		<b>1,651</b>	<b>-</b>
Bienes y servicios pagados por anticipado (ver nota 14)		173,475	179,649
Cargos diferidos	1	432,221	347,454
Obras y mejoras en propiedad ajena	4	145,701	49,946
Bienes entregados a terceros	2	348,337	265,315
Derechos en fideicomisos	3	149,934	128,043
Bienes recibidos en dación de pago		678	27
Bienes adquiridos en leasing financiero		3,483	3,800
Bienes de arte y cultura		77	77
Intangibles	5	2,117,518	1,686,759
<b>Subtotal otros activos no corrientes</b>		<b>3,371,424</b>	<b>2,661,070</b>
Amortización bienes entregados a terceros	2	(211,475)	(128,366)
Amortización intangibles	5	(826,844)	(765,583)
Depreciación bienes adquiridos en leasing		(2,951)	(3,022)
Provisión sobre bienes entregados a terceros	2	(209)	(209)
<b>Otros activos no corrientes</b>		<b>2,329,945</b>	<b>1,763,890</b>
<b>Total otros activos, neto</b>		<b>2,331,596</b>	<b>1,763,890</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(1) A 31 de diciembre el detalle del saldo de cargos diferidos fue:



		2011	2010
Impuesto diferido		228,467	201,639
Estudios y proyectos	1.1	94,376	76,979
Impuesto para preservar la seguridad democrática		42,640	-
Descuento en bonos y títulos de deuda pública externa de largo plazo	1.2	25,412	15,810
Otros cargos diferidos		20,518	12,186
Gastos de desarrollo		12,792	25,584
Prima en contratos de estabilidad jurídica	1.3	8,039	8,533
Gastos de organización y puesta en marcha		1,382	6,723
<b>Total cargos diferidos</b>		<b>433,626</b>	<b>347,454</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

El detalle de este rubro es el siguiente:

**1.1** Hacen parte los estudios asociados al proyecto Porce IV por \$35,695 (2010 \$35,132) y \$18,139 (2010 - \$13,053) que corresponde a la filial UNE EPM Telecomunicaciones. S.A.

Se destaca una venta a la filial Aguas Nacionales por valor de \$23,375 de los estudios y diseños de las obras y equipos de la planta y del interceptor principal para la planta de tratamiento de aguas residuales de Bello.

**1.2** 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.

**1.3** 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) Los bienes entregados a terceros corresponden a:



		2011	2010
Bienes entregados en administración	2.1	245,949	186,355
Bienes entregados en comodato		79,772	59,591
Otros bienes entregados en comodato		22,862	19,369
<b>Bienes entregados a terceros</b>		<b>348,583</b>	<b>265,315</b>
Amortización	2.2	(211,475)	(128,366)
Provisión		(209)	(209)
<b>Total bienes entregados a terceros</b>		<b>136,899</b>	<b>136,740</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

**2.1** Presentó un incremento de \$59,594 (2010 - \$17,399) que corresponde a bienes entregados a los clientes de telecomunicaciones por parte de UNE EPM Telecomunicaciones.

Incluye \$17,451 (2010 - \$10,337) de los medidores de energía prepago entregados a los usuarios vinculados al programa de energía prepago.

**2.2** El movimiento de la amortización acumulada de otros activos diferentes de intangibles fue:



	2011	2010
Saldo inicial	128,366	37,266
Incremento del período costo	92,041	62,943
Incremento del período gasto	661	1,475
Gasto ejercicios anteriores	(3)	-
Otras (disminuciones) incrementos	(9,590)	26,682
<b>Saldo final</b>	<b>211,475</b>	<b>128,366</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos



(3) Derechos en fideicomiso son los recursos entregados por las empresas del grupo a compañías encargadas de la administración de patrimonios autónomos.

(4) Las obras y mejoras en propiedad ajena incluyen \$79,277 (2010 - \$10,755) de vías de Porce III entregadas al Departamento de Antioquia y a la Nación. También incluye \$5,474 (2010 - \$7,677) de pavimentos por afectación de las vías por trabajos de EPM y \$9,833 (2010 - \$3,047) de UNE EPM Telecomunicaciones S.A.

(5) A 31 de diciembre la composición de los intangibles fue:



		2011	2010
Crédito mercantil	5.1	1,208,842	890,644
Software, licencias, derechos		886,709	774,299
Marcas, concesiones y franquicias, know how		2,068	2,068
Servidumbres		10,750	10,600
Otros intangibles		9,149	9,148
<b>Subtotal intangibles</b>		<b>2,117,518</b>	<b>1,686,759</b>
Menos amortización crédito mercantil		(271,380)	(227,230)
Menos amortización software, licencias, derechos		(539,196)	(523,453)
Menos amortización marcas, concesiones y franquicias, know how		(2,068)	(2,068)
Menos amortización servidumbres y otros		(14,200)	(12,832)
<b>Subtotal amortización</b>	<b>5.2</b>	<b>(826,844)</b>	<b>(765,583)</b>
<b>Total intangibles</b>		<b>1,290,674</b>	<b>921,176</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos



5.1 La composición del crédito mercantil fue la siguiente:



2011

	Costo	Amortización	Valor Neto
Distribución Eléctrica Centroamericana DOS (III) S.A.	336,140	(8,716)	327,424
EPM Ituango S.A. E.S.P.	177,667	-	177,667
Panama Distribution Group	91,969	(5,256)	86,713
Emtelsa S.A. E.S.P.	93,829	(31,243)	62,586
Promisión S.A. E.S.P.	85,513	(12,471)	73,042
Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S.A. E.S.P.	79,081	(79,081)	-
Edatel S.A. E.S.P.	68,786	(45,853)	22,933
Costavisión S.A. E.S.P.	65,453	(9,545)	55,908
Orbitel S.A. E.S.P.	55,869	(21,263)	34,606
Del Sur	49,370	(3,476)	45,894
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. (EDEQ)	23,923	(13,994)	9,929
Emtelco S.A.	20,929	(20,027)	902
Generadores Hidroeléctricos S.A. (Genhidro)	18,726	(3,850)	14,876
Gestión de Empresas Eléctricas S.A.	17,678	(382)	17,296
UNE EPM Bogotá S.A.	6,409	(6,316)	93
EPM Televisión S.A. E.S.P.	9,552	(9,552)	-
Hidroecológica del Teribe S.A.	6,032	-	6,032
Hidronorte S.A.	1,324	-	1,324
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. (CHEC)	592	(355)	237
<b>Total crédito mercantil</b>	<b>1,208,842</b>	<b>(271,380)</b>	<b>937,462</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

**2010**

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

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(\*) De acuerdo con un concepto de la CGN, proferido en diciembre de 2007, el goodwill generado por el mayor precio pagado por un valor representativo de capital con relación a su valor intrínseco, solo se puede registrar cuando las

empresas se fusionan de manera efectiva. Para el caso de Emtelsa, Promisión y Costavisión, la amortización generada comenzó en enero de 2009.



5.2 El movimiento de la amortización se detalla a continuación:



	2011	2010
Saldo inicial	765,583	680,796
Incremento del año - costo	80,439	100,908
Incremento del año - gasto	19,829	17,707
Retiro de intangibles	(659)	(7,563)
Combinación de negocios	17,142	-
Otras disminuciones	(55,490)	(26,265)
<b>Saldo final</b>	<b>826,844</b>	<b>765,583</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

## Nota 19 Valorizaciones

El saldo de valorizaciones a 31 de diciembre fue:



		2011	2010
Inversiones patrimoniales	1	1,639,507	2,152,989
Propiedad, planta y equipo	2	8,537,759	7,349,511
Otros activos		78,486	69,152
<b>Total valorizaciones</b>		<b>10,255,752</b>	<b>9,571,652</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(1) La disminución de la valorización está asociada a la disminución del valor en bolsa de las acciones de ISA S.A. E.S.P. \$11,200/acción (2010 \$14,100/acción) e Isagen S.A. E.S.P. \$2,080/acción (2010 \$2,600/acción).

(2) A 31 de diciembre comprendió lo siguiente:



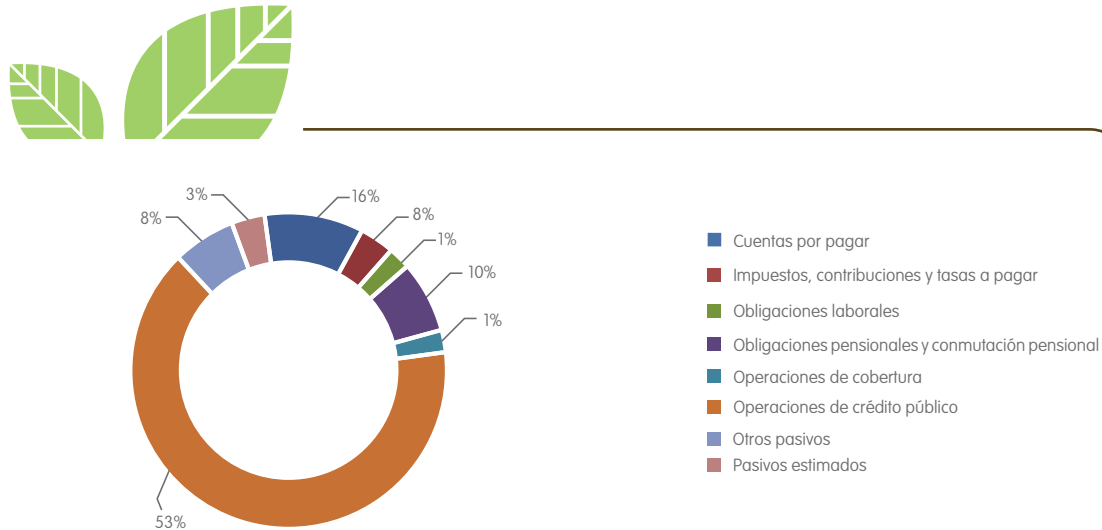
	2011	2010
Plantas, ductos y túneles	3,075,887	2,233,934
Redes, líneas y cables	2,826,820	2,778,708
Edificaciones	1,316,785	1,100,398
Terrenos	1,181,442	1,116,909
Equipos de comunicación y computación	48,890	45,434
Equipos de transporte, tracción y elevación	35,137	33,340
Maquinaria y equipo	34,539	23,109
Muebles enseres y equipo de oficina	17,948	16,376
Equipo médico y científico	270	1292
Equipos de comedor, cocina, despensa y hotelería	41	11
<b>Total valorización propiedad, planta y equipo</b>	<b>8,537,759</b>	<b>7,349,511</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

En esta vigencia presenta un incremento de \$1,197,581 (2010 \$1,074,908) que corresponde básicamente a la valorización de los rubros de plantas, ductos y túneles y edificaciones.

## Pasivos

La composición del Grupo EPM a 31 de diciembre de 2011 fue:



## Nota 20 Operaciones de crédito público

El saldo de operaciones de crédito público a 31 de diciembre fue:

		2011	2010
Operaciones de endeudamiento interno	1	206,778	100,005
Operaciones de endeudamiento externo	2	245,730	639,945
<b>Operaciones de crédito público corrientes</b>		<b>452,508</b>	<b>739,950</b>
Operaciones de endeudamiento interno	1	2,523,519	2,717,561
Operaciones de endeudamiento externo	2	3,998,866	2,512,232
<b>Operaciones de crédito público no corrientes</b>		<b>6,522,385</b>	<b>5,229,793</b>
<b>Total operaciones de crédito público</b>		<b>6,974,893</b>	<b>5,969,743</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

## (1) Operaciones de endeudamiento interno



Entidad		2011		2010	
		Tasa de interés	Pesos (Millones)	Tasa de interés	Pesos (Millones)
EPM	Bonos *	DTF + 1.49% a 2.59%, IPC + 3.25% a 7.12%, fija 10.80% a 13.80%	1,332,410	DTF + 1.49% a 2.59%, IPC + 3.25% a 7.12%, fija 10.80% a 13.80%	1,500,000
UNE	Bonos **	IPC + 3.67% a 5.10%	600,000	IPC + 3.99% a 8.5%	300,000
EPM	Davivienda (Club Deal)	DTF + 3.4%	270,000	DTF + 3.4%	270,000
EPM	BBVA (Club Deal)	DTF + 3.4%	180,000	DTF + 3.4%	180,000
UNE EPM Bogotá	Bonos ***	IPC + 7.25% a 7.75%	120,000	IPC + 7.25% a 7.75%	120,000
ESSA	Bancolombia	-	-	DTF + 3.3%	100,000
EPM	Banco Santander (Club Deal)	DTF + 3.4%	72,000	DTF + 3.4%	72,000
CENS	Banco Santander	DTF + 3.3%	50,000	DTF + 3.3%	50,000
ETP	Banco de Bogotá	-	-	DTF + 3.3%	48,000
ESSA	Banco Santander	6.25% E.A.	40,000	DTF + 3.22%	40,000
EPM	Helm Bank (Club Deal)	DTF + 3.4%	35,000	DTF + 3.4%	35,000
EDEQ, Aguas de Urabá, CHEC, ETP	Otros	DTF + 1.98% a 5.10%, fija 6.5%	30,887	DTF + 1.98% a 3.35%, fija 4.55% a 6.5%	102,566
<b>Total</b>			<b>2,730,297</b>		<b>2,817,566</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(\*) Los bonos EPM a 31 de diciembre 2010 no tienen garantía e incluían: i) \$1,000,000 millones cuya subasta se celebró entre noviembre de 2008 y marzo de 2009, con vencimiento entre los años 2011 y 2024, y ii) \$500,000 millones cuya subasta se llevó a cabo el 14 de diciembre de 2010, con vencimiento en los años 2016, 2022 y 2030.

(\*\*) Este rubro corresponde a bonos sin garantía cuyas subastas se llevaron a cabo así: i) \$300,000 millones en marzo 12 de 2010 con vencimiento en 2015 y 2020 y ii) \$300,000 millones en octubre 20 de 2011 con vencimientos en 2016 y 2023.

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

**(2) Operaciones de endeudamiento externo**

Empresa deudora	Tipo	2011				2010			
		Tasa de interés	Moneda original	Saldo moneda original	Equivalente en Pesos	Tasa de interés	Moneda original	Saldo moneda original	Equivalente en Pesos
EPM	Bonos *	7.63%	USD	500	971,350	7.63%	USD	500	956,990
EPM	Bonos **	8.38%	COP	1,250,000	1,250,000				
EPM	Bank of Tokyo y BBVA Tokyo	Libor + 0,95%	USD	200	388,540	Libor + 0,95%	USD	200	382,796
EPM	BID 1664	Libor + 1.05%	USD	199	387,334	Libor + 1.05%	USD	199	381,073
EPM	BID 2120	Libor	USD	44	86,077				
UNE	Sindicado JPMorgan	Libor + 1,75%	USD	93	181,319	Libor + 1,75%	USD	140	267,957
EPM	Bank of America	-	-	-	-	Libor + 1.35%	USD	125	239,248
EPM	BID 792	Libor + 1.43%	USD	87	168,729	Libor + 1.43%	USD	116	221,646
ENSA	Bonos	7.60%	USD	100	194,270	-	-	-	-
EPM	Banco de Bogotá	-	-	-	-	Libor + 1.20%	USD	100	191,398
EEGSA	Citibank	8.25%	USD	97	188,898	8.25%	USD	100	191,398
EPM	BID 800	Libor + 1.43%	USD	65	125,833	Libor + 1.43%	USD	73	139,469
EEGSA	Banco Industrial	Tasa activa - 5.30%	GTQ	199	49,545	Tasa activa - 5.30%	GTQ	232	55,507
EEGSA	Banco G&T Continental	Tasa activa - 5.50%	GTQ	199	49,545	Tasa activa - 5.50%	GTQ	232	55,507
Delsur	Bonos	Min 5% - Max 8%	USD	21	40,797	-	-	-	-
EPM, HET Y Genhidro	Otros	Libor + 0.4%, Fija de 7% a 9.15%	USD	7	13,739	Libor +1.25% a 2%, Fija 9.46% a 10.28%	USD	14	27,334
EEGSA	Otros	Tasa activa - 5.30% y 5.80%	GTQ	99	24,581	Activa - 5.30% a 5.80%	GTQ	118	28,136
Delsur	Otros	Min 4.5% - Max 6.5%, Fija 6.50%	USD	34	65,760	9%	USD	7	13,718
ENSA	Otros	Libor + 1.25% a 2.375%	USD	30	58,279	-	-	-	-
<b>Total</b>					<b>4,244,596</b>				<b>3,152,177</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos



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

(\*\*) En Enero de 2011, EPM emitió bonos globales en pesos en el mercado internacional de capitales, por un monto de \$1,250,000 millones, destinado al plan de inversiones generales. La emisión, que recibió una calificación de grado de inversión de Baa3 por Moody's y BBB- por Fitch Ratings, fue colocada a un rendimiento de 8,5% con un vencimiento a febrero 1 de 2021 y un cupón de 8,375%.

## Covenants relacionados con préstamos

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

- (Razón deuda contra Ebitda) EPM no debe permitir que la razón de Deuda financiera total contra Ebitda sea superior a 2.9 a 1.

- (Razón deuda contra capital) EPM no debe permitir que la razón de la Deuda financiera de largo plazo total contra Capital sea superior a 1.5 a 1.

### 2. Banco Interamericano de Desarrollo (BID)

- Razón deuda total contra Ebitda del Grupo EPM debe ser menor o igual a 3.5.
- Relación entre deuda de largo plazo y activos del Grupo EPM no debe exceder 1.5 veces sus activos.

### 3. Crédito sindicado UNE EPM Telecomunicaciones S.A. E.S.P.

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

### 4. Crédito de EEGSA con el Citibank

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

Para el 31 de diciembre de 2011, el Grupo EPM estaba en el cumplimiento de estos pactos.

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



Año	Dólares americanos (miles)	Quetzales (miles)	Pesos colombianos (millones)	Equivalente en pesos (millones)
2012	116,583	77,371	206,779	452,508
2013	120,891	77,371	15,355	269,454
2014	171,451	82,086	247,407	600,901
2015	55,410	82,086	243,878	371,939
2016	47,260	82,086	354,493	466,721
2017 en adelante	966,208	96,229	2,912,384	4,813,370
<b>Total</b>	<b>1,477,803</b>	<b>497,229</b>	<b>3,980,296</b>	<b>6,974,893</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos



## Nota 21 Operaciones de cobertura

El saldo de las operaciones de cobertura de crédito a 31 de diciembre fue:



	2011	2010
Obligaciones en contratos derivados	261,316	232,778
Derechos en contratos derivados (Db)	(202,386)	(169,853)
<b>Operaciones de cobertura corrientes</b>	<b>58,930</b>	<b>62,925</b>
Obligaciones en contratos derivados	529,861	789,539
Derechos en contratos derivados (Db)	(405,093)	(596,884)
<b>Operaciones de cobertura no corrientes</b>	<b>124,768</b>	<b>192,655</b>
<b>Total operaciones de cobertura (*)</b>	<b>183,698</b>	<b>255,580</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(\*) El detalle de vencimientos de las operaciones de cobertura fue el siguiente:



Año	Derechos contractuales	Obligaciones contractuales	Neto
2012	202,386	(261,316)	(58,930)
2013	196,862	(254,892)	(58,030)
2014	101,970	(133,940)	(31,970)
2015	49,923	(56,755)	(6,832)
2016	56,338	(84,274)	(27,936)
<b>Total</b>	<b>607,479</b>	<b>(791,177)</b>	<b>(183,698)</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos



## Nota 22 Cuentas por pagar

El saldo de cuentas por pagar a 31 de diciembre fue:



		2011	2010
Adquisición de bienes y servicios nacionales		874,386	533,744
Adquisición de bienes y servicios del exterior		405,834	188,141
Intereses por pagar		194,080	87,789
Acreedores	1	352,207	1,033,436
Otras cuentas por pagar		39,232	28,481
<b>Cuentas por pagar corrientes</b>		<b>1,865,739</b>	<b>1,871,591</b>
Adquisición de bienes y servicios nacionales		15,630	-
Acreedores	1	50,000	100,000
Otras cuentas por pagar		135,101	127,612
<b>Cuentas por pagar no corrientes</b>		<b>200,731</b>	<b>227,612</b>
<b>Total cuentas por pagar</b>		<b>2,066,470</b>	<b>2,099,203</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(1) El Municipio de Medellín, previa autorización del Concejo Municipal, incorporó en el Acuerdo 53 de 2010 (por medio del cual se establece el programa de créditos condonables para matrículas y sostenimiento en educación superior de jóvenes

de estratos 1, 2 y 3) excedentes extraordinarios a recibir de EPM por \$150,000. El Acuerdo estableció que estos recursos se pagarían en tres cuotas de \$50,000 durante los períodos 2011, 2012 y 2013.



## Nota 23 Impuestos, contribuciones y tasas por pagar

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



		2011	2010
Impuesto sobre la renta		330,020	112,119
Retención en la fuente		56,782	28,529
Impuesto al patrimonio	2	161,775	-
Impuesto a las ventas		25,565	23,487
Impuesto de industria y comercio		39,601	35,928
Otros impuestos, contribuciones y tasas		63,656	76,090
<b>Impuestos, contribuciones y tasas por pagar corrientes</b>		<b>677,399</b>	<b>276,153</b>
Impuesto al patrimonio	2	285,365	-
Impuesto a las ventas en importaciones temporales	3	38,239	34,531
<b>Impuestos, contribuciones y tasas por pagar no corrientes</b>		<b>323,604</b>	<b>34,531</b>
<b>Total impuestos, contribuciones y tasas por pagar</b>		<b>1,001,003</b>	<b>310,684</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

Impuesto sobre la renta: las disposiciones fiscales aplicables y vigentes, establecen lo siguiente:

**a.** La tasa nominal del impuesto sobre la renta es del 33% para la matriz y las filiales nacionales a excepción de Orbitel Servicios Internacionales que, por ser una empresa ubicada en zona franca tiene una tasa nominal de impuestos del 15%. Para las filiales de Guatemala la tarifa es del 31% y el 5% respectivamente; el 25% para las filiales de El Salvador y el 30% para las de Panamá.

**b.** Las empresas de servicios públicos domiciliarios no se encuentran sometidas al sistema de renta presuntiva, determinada a partir del patrimonio líquido fiscal del año inmediatamente anterior.

**c.** Durante 2011 EPM presentó operaciones con sus vinculadas en el exterior, lo cual la obliga a cumplir con la normatividad de precios de transferencia; de igual forma UNE y OSI (Orbitel Servicios Internacionales S.A.) celebraron operaciones con sus partes relacionadas en el extranjero. Por tal razón, estas empresas del Grupo EPM se encuentran obligadas a preparar el estudio de precios de transferencia y la declaración informativa individual.

**d.** El Grupo EPM utiliza la deducción fiscal denominada (deducción especial por inversiones en activos fijos productivos), equivalente al 40% de las inversiones realizadas durante el año fiscal. Este beneficio continúa para la casa matriz con ocasión del contrato de estabilidad jurídica firmado con el Gobierno Nacional en el año 2008.

Tal beneficio contempla la condición de aplicar el sistema de depreciación por línea recta sobre los activos sujetos a esta deducción; si los mismos se venden o dejan de ser utilizados en la actividad productora de renta antes del vencimiento del término de su vida económica, será obligatorio para la empresa reembolsar el valor de la deducción realizada en

proporción a la vida útil restante del bien, en la declaración de renta del período fiscal en el que se presenta tal hecho. Este beneficio se trasladada a los accionistas mediante el incremento de los dividendos no gravados.

A 31 de diciembre, la relación de la renta gravable líquida para todo el Grupo Empresarial se muestra a continuación:



		2011	2010
	<b>Ganancia antes de provisión para impuesto sobre la renta</b>	<b>2,198,474</b>	<b>1,756,103</b>
Más	<b>Partidas que incrementan la renta</b>		
	Gasto no deducible por impuesto al patrimonio	15,728	113,534
	Otros gastos no deducibles	140,349	370,301
	Aumento de provisiones no deducibles	224,438	217,691
	Costos y gastos de ejercicios anteriores	8,852	5,949
	Ingresos fiscales GESA base de liquidación	-	1,501
	<b>Total partidas que aumentan la renta líquida gravable</b>	<b>389,367</b>	<b>708,976</b>
Menos	<b>Partidas que disminuyen la renta</b>		
	Deducción especial del 40% de inversión en el año	71,939	728,516
	Exceso depreciación propiedades, planta y equipo (*)	408,033	479,316
	Ingresos no gravables	211,461	11,447
	Ingresos no constitutivos de renta – dividendos	133,404	37,289
	Utilización / recuperación de provisiones	34,537	-
	<b>Total partidas que disminuyen la renta líquida</b>	<b>859,374</b>	<b>1,256,568</b>
	<b>Renta líquida ordinaria del ejercicio</b>	<b>1,728,467</b>	<b>1,208,511</b>
Menos	Renta exenta	42,508	26,597
	Compensación de excesos de renta presuntiva	630	-
	Compensación de pérdidas fiscales	1,435	-
Más	Renta líquida especial	368	-
	<b>Renta líquida gravable</b>	<b>1,684,262</b>	<b>1,181,914</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(\*) El exceso de depreciación fiscal sobre la contable corresponde a: (i) la utilización de vidas útiles diferentes (aceleradas para efectos fiscales), (ii) la aplicación del método de depreciación por reducción de saldos y (iii) al incremento

de la base de depreciación por la adición en el costo de los ajustes por inflación históricos (2001-2006), toda vez que a partir de esa fecha fueron suspendidos por disposición legal.



Considerando las diferentes tasas de impuesto sobre la renta, el detalle de la liquidación de la provisión para este impuesto a 31 de diciembre de 2011 fue el siguiente:

	Tarifa 33%	Tarifa 31%	Tarifa 30%	Tarifa 25%	Tarifa 15%	Total
<b>Renta líquida</b>	<b>1,472,067</b>	<b>144,917</b>	<b>35,940</b>	<b>28,804</b>	<b>2,534</b>	<b>1,684,262</b>
Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	514,530	44,924	10,782	7,549	380	<b>578,165</b>
Descuentos tributarios - acueducto y alcantarillado/ Retención en la fuente exterior(*)	51,562	-	8	-	-	<b>51,570</b>
<b>Provisión para impuesto sobre la renta corriente (1)</b>	<b>462,968</b>	<b>44,924</b>	<b>10,774</b>	<b>7,549</b>	<b>380</b>	<b>526,595</b>
Ingresos por ganancia ocasional	5,851	-	-	-	-	-
Costos y gastos por ganancia ocasional	4,104	-	-	-	-	-
<b>Impuesto sobre la ganancia ocasional (2)</b>	<b>577</b>	-	-	-	-	<b>577</b>
<b>Provisión para impuesto sobre la renta corriente (1+2)</b>	<b>463,545</b>	<b>44,924</b>	<b>10,774</b>	<b>7,549</b>	<b>380</b>	<b>527,172</b>
Cargo a resultados neto por impuesto diferido	43,733	-	13,638	3,613	-	<b>60,984</b>
<b>Provisión impuesto sobre la renta a resultados</b>	<b>507,278</b>	<b>44,924</b>	<b>24,412</b>	<b>11,162</b>	<b>380</b>	<b>588,156</b>
<b>(+) Impuesto sobre la renta 5% sobre renta imponible (**)</b>						<b>4,247</b>
<b>Total impuesto sobre la renta</b>						<b>592,403</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

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



<b>Renta líquida</b>	<b>1,181,914</b>
Tarifa de renta	
33% Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	381,271
31% Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	7,957
5% Provisión para impuesto sobre la renta corriente antes de descuentos	44
Descuentos tributarios - acueducto y alcantarillado (*)	154,359
<b>Provisión para impuesto sobre la renta corriente</b>	<b>234,913</b>
Rentas por ganancias de capital	14
Cargo a resultados neto por impuesto diferido	85,635
<b>Provisión impuesto sobre la renta a resultados</b>	<b>320,562</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

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

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



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



	2011	2010
Saldo inicial del impuesto diferido activo	201,639	131,037
Saldo inicial del impuesto diferido pasivo	(696,270)	(577,016)
	<b>(494,631)</b>	<b>(445,979)</b>
Ajuste neto en resultados del período	(60,983)	(85,635)
Ajuste impuesto diferido con cargo a ejercicios anteriores (2010 combinación de negocios)	(20,045)	36,983
Saldo final del impuesto diferido activo	228,467	201,639
Saldo final del impuesto diferido pasivo	(804,126)	(696,270)
<b>Total impuesto diferido, neto</b>	<b>(575,659)</b>	<b>(494,631)</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(1) Corresponde a la causación del impuesto al patrimonio por pagar, correspondiente a las cuotas de los años 2012, 2013 y 2014.

(2) Corresponde al IVA por pagar sobre prestación de servicios y venta de bienes gravados.

De manera general, las declaraciones del impuesto sobre la renta del Grupo EPM para los años 2010 y 2011 se encuentran abiertas a revisión por parte de las autoridades fiscales. La Administración de EPM y de las filiales, así como sus asesores jurídicos, consideran que los montos registrados son suficientes y no es probable que surjan mayores pasivos de los registrados.

### Contratos de estabilidad jurídica

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

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

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



## Nota 24 Obligaciones laborales

El saldo de las obligaciones laborales a 31 de diciembre fue:



		2011	2010
Cesantías	1	44,519	41,852
Prima de vacaciones	2	29,633	24,537
Vacaciones		20,802	16,378
Intereses sobre cesantías		9,240	8,314
Nómina por pagar		7,813	6,458
Otras primas		7,254	4,833
Otros salarios y prestaciones sociales		6,689	2,072
<b>Obligaciones laborales corrientes</b>		<b>125,950</b>	<b>104,444</b>
Cesantías	1	34,912	31,561
Indemnizaciones		7,179	-
Otras primas	3	25,288	24,929
<b>Obligaciones laborales no corrientes</b>		<b>67,379</b>	<b>56,490</b>
<b>Total obligaciones laborales</b>		<b>193,329</b>	<b>160,934</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(1) La porción corriente corresponde a las cesantías de los empleados que no se acogieron a la Ley 50 de 1990 y que se trasladarán a los fondos de cesantías antes del 14 de febrero de 2012. La porción no corriente corresponde a las cesantías de los empleados del régimen anterior.

(2) Corresponde a la prima que entrega a los empleados de EPM y UNE EPM Telecomunicaciones S.A. que disfrutaban de vacaciones, equivalente 32 días de salario ordinario por cada año de servicio y proporcionalmente por fracción de año. La prima especial de junio se tiene en cuenta, como factor de liquidación, a partir del 1° de enero de 2011.

(3) Corresponde a la estimación, a valor presente, del pago futuro por concepto de prima de antigüedad de los trabajadores oficiales de EPM y UNE EPM Telecomunicaciones S.A., a la cual tienen derecho aquellos con 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40 y 45 años de servicio en la empresa, continuos o discontinuos, donde al trabajador se le pagan 12, 17, 23, 30, 35 y 40 días de salario básico, respectivamente.

## Nota 25 Obligaciones pensionales y conmutación pensional

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



	2011	2010
Pensiones de jubilación	54,752	49,500
Bonos pensionales	4,340	2,429
Conmutación pensional	9,848	8,223
<b>Obligaciones pensionales y conmutación pensional corrientes</b>	<b>68,940</b>	<b>60,152</b>
Pensiones de jubilación	722,439	722,433
Bonos pensionales	416,279	393,572
Conmutación pensional	86,292	86,896
<b>Obligaciones pensionales y conmutación pensional no corrientes</b>	<b>1,225,010</b>	<b>1,202,901</b>
<b>Total obligaciones pensionales y conmutación pensional (*)</b>	<b>1,293,950</b>	<b>1,263,053</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos



(\*) El movimiento del cálculo actuarial fue:



	Cálculo actuarial	Saldo por amortizar	Pasivo neto
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2009</b>	<b>1,217,995</b>	<b>(73,604)</b>	<b>1,144,391</b>
Ajuste por cálculo actuarial	231,787	(231,787)	-
Valores pagados por pasivo pensional	(96,962)	-	(96,962)
Cargo a resultados – amortización	-	214,686	214,686
Movimiento neto de pensiones por pagar	938	-	938
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2010</b>	<b>1,353,758</b>	<b>(90,705)</b>	<b>1,263,053</b>
Ajuste por cálculo actuarial	116,952	(116,952)	-
Valores pagados por pasivo pensional	(98,051)	-	(98,051)
Cargo a resultados – amortización	-	129,178	129,178
Movimiento neto de pensiones por pagar	(230)	-	(230)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2011</b>	<b>1,372,429</b>	<b>(78,479)</b>	<b>1,293,950</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

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



	2011	2010
Número de personas	6,445	6,511
Tasa de interés técnico	4.80%	4.80%
Tasa de reajuste pensional *	3.53%	4.51%

(\*) La tasa corresponde al promedio ponderado de inflación de los años 2008, 2009 y 2010 así: 3 puntos para el 2010, 2 puntos para el 2009 y 1 punto para el 2008, de acuerdo con lo establecido en el Numeral 1 del Artículo 1 del Decreto 2783 de diciembre 20 de 2001.

## Nota 26 Otros pasivos

El saldo de otros pasivos a 31 de diciembre fue:



		2011	2010
<b>Recaudos a favor de terceros</b>	1		
Ventas de servicios públicos y de telecomunicaciones		27,915	27,308
Impuestos		18,314	17,166
Cobro cartera de terceros		15,666	6,284
Alumbrado público		13,374	11,920
Ventas por cuenta de terceros		11,887	4,400
Otros recaudos a favor de terceros		8,249	10,176
<b>Ingresos recibidos por anticipado</b>			
Ventas de servicios públicos y de telecomunicaciones		27,434	8,235
Ventas		22,405	21,467
Arrendamientos		18,311	20,596
Otros ingresos recibidos por anticipado		15,682	13,320
Impuesto diferido	2	1,088	-
<b>Otros pasivos corrientes</b>		<b>180,325</b>	<b>140,872</b>
Impuesto diferido	2	803,038	696,270
Otros		3,198	-
<b>Otros pasivos no corrientes</b>		<b>806,236</b>	<b>696,270</b>
<b>Total otros pasivos</b>		<b>986,561</b>	<b>837,142</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(1) Convenios de recaudo de cartera suscritos con entidades como el Municipio de Medellín, Empresas Varias de Medellín, Publicar S.A., Telmex S.A., Comcel S.A. y Colombia Móvil, entre otras.

(2) El impuesto diferido es de naturaleza crédito si la diferencia que lo originó implicó el pago de un menor impuesto en el año.

## Nota 27 Pasivos estimados

El saldo de pasivos estimados a 31 de diciembre fue:



		2011	2010
Provisión para contingencias	1	2,207	30
Otras provisiones		6,747	6,331
<b>Pasivos estimados corrientes</b>		<b>8,954</b>	<b>6,361</b>
Provisión para contingencias	1	188,800	134,936
Provisión para seguros y reaseguros		270	175
Otras provisiones	2	136,929	107,788
<b>Pasivos estimados no corrientes</b>		<b>325,999</b>	<b>242,899</b>
<b>Total pasivos estimados</b>		<b>334,953</b>	<b>249,260</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(1) Los principales procesos calificados como probables que componen el total de esta cifra son los siguientes:



Tercero	Pretensión	2011	2010
<b>Civiles y administrativos</b>			
Metro de Medellín	Discusión sobre la remuneración de las redes de EPM para el uso del Metro.	17,278	17,023
Manuel Márquez y otros	Proyecto Riogrande II indemnización a la comunidad por no haber adquisición de los yacimientos mineros.	10,065	-
Varios	Otros procesos	13,169	12,874
<b>Total contingencias civiles y administrativos</b>		<b>40,512</b>	<b>29,897</b>



Tercero	Pretensión	2011	2010
<b>Laborales</b>			
Juan Felipe Cardona	Indemnización accidente de trabajo	1,300	-
Varios - empleados Egal	Proceso de solidaridad patronal	850	850
Misael Rivera y otros	Indemnización por solidaridad patronal	600	600
Varios	Otros procesos de cuantía menor a \$500.	8,316	8,612
<b>Total contingencias civiles y administrativos</b>		<b>11,066</b>	<b>10,062</b>
<b>Fiscales</b>			
Municipio de Tuta	Discusión del impuesto de industria y comercio por la actividad de comercialización en el municipio para el generador.	11,928	-
Municipio de Yumbo	Discusión del impuesto de industria y comercio por la actividad de comercialización en el municipio para el generador.	4,942	-
Municipio de Caloto	Discusión del impuesto de industria y comercio por la actividad de comercialización en el municipio para el generador.	2,103	-
Varios	Otros procesos	-	15
<b>Total contingencias fiscales</b>		<b>18,973</b>	<b>15</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(2) Incluye al valor estimado que EPM 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.



## Nota 28 Reservas

El saldo de reservas a 31 de diciembre fue:



Concepto		2011	2010
Reservas de ley		2,439,435	2,062,449
Reservas ocasionales		1,117,368	1,117,368
Fondos patrimoniales	1	9,023	9,023
Otras reservas		4,188	4,188
<b>Total reservas</b>	<b>2</b>	<b>3,570,014</b>	<b>3,193,028</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(1) Los fondos patrimoniales a 31 de diciembre presentaron los siguientes saldos:



	2011	2010
Fondo autoseguros	3,491	3,491
Plan financiación	3,108	3,108
Fondo de vivienda	992	992
Otros fondos	1,432	1,432
<b>Total fondos patrimoniales</b>	<b>9,023</b>	<b>9,023</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(2) La Junta Directiva celebrada el 15 de marzo de 2011, aprobó:

- Constituir una reserva por \$168,000 sobre las utilidades del año 2010, para dar cumplimiento al Artículo 130 del Estatuto Tributario.

- Constituir una reserva por \$228,121 sobre las utilidades del año 2010, para dar cumplimiento al Decreto 2336 de 1995, por las utilidades incorporadas a resultados en la aplicación del método de participación patrimonial.

- Liberar reservas constituidas por \$19,136 por las utilidades realizadas.



## Nota 29 Excedentes

Según Acuerdo 347 del Concejo de Medellín de julio 28 de 2011 se causaron \$50,000 de excedentes extraordinarios. El total de excedentes pagados durante el 2011 fueron \$797,500.

El valor causado durante los dos últimos periodos como excedentes al Municipio de Medellín fue:



Año	Ordinarios	Extraordinarios	Total
2010	509,343	847,500	1,356,843
2011	747,500	50,000	797,500

## Nota 30 Cuentas de orden

El saldo de las cuentas de orden a 31 de diciembre fue:



		2011	2010
Derechos contingentes	1	831,513	165,944
Deudoras fiscales	2	6,835,939	7,291,357
Deudoras de control	3	879,208	730,642
<b>Cuentas de orden deudoras</b>		<b>8,546,660</b>	<b>8,187,943</b>
Responsabilidades contingentes	4	1,423,087	1,275,582
Acreedoras fiscales	5	3,604,765	4,217,375
Acreedoras de control		1,000,689	204,846
<b>Cuentas de orden acreedoras</b>		<b>6,028,541</b>	<b>5,697,803</b>
<b>Total cuentas de orden</b>		<b>14,575,201</b>	<b>13,885,746</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos



**(1)** Las cuentas de litigios y demandas corresponden a los procesos civiles en los que las empresas del Grupo EPM demandan a terceros, generalmente contratistas que se considera que incumplieron sus obligaciones contractuales. Estos tienen 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, acciones y aportes. En general, diferencias en cuentas de activos, costos y deducciones.

**(3)** Registra las operaciones que las empresas del Grupo EPM tienen con terceros o para el control interno, sin que su naturaleza afecte su situación financiera. Estas cuentas incluyen los activos totalmente amortizados, los inventarios obsoletos y otros. Corresponde a los derechos en favor de la Empresa.

A 31 de diciembre de 2011 incluye \$44,307 (2010 - \$44,285) correspondientes al saldo del fideicomiso BBVA Fiduciaria-Empresa Antioqueña de Energía S.A. E.S.P., constituido mediante documento privado suscrito el 25 de julio de 2007, el

cual tiene un plazo de 5 años y se podrá prorrogar por períodos iguales o menores sin exceder en ningún caso el plazo total de 20 años. Este patrimonio autónomo se creó como contrato de fiducia mercantil de administración, inversión y pagos. Estos recursos están destinados a cubrir las obligaciones litigiosas y contingentes vigentes a la fecha de extinción de la sociedad, así como los gastos que deba realizar el liquidador después de la extinción de la sociedad. EPM es la beneficiaria de los recursos que se liberen del patrimonio autónomo o del remanente, si lo hubiere, después de que se haya cubierto la totalidad de las obligaciones cuyo pago se garantiza con el patrimonio autónomo.

Incluye los préstamos y los pagos del Fondo de Vivienda de EPM a través de los sindicatos Sintraemsdes y Sinproepm, que ascendieron a \$33,267 (2010 - \$23,232). Adicionalmente, se registra lo correspondiente al fondo Autoseguros \$52,564 (2010 - \$44,243).

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



Tercero	Pretensión	2011	2010
Municipio de Bello	Plusvalía pagada en 2009 por el cambio de actividad, predio planta Bello	89,527	89,527
Municipio de Bello	Nulidad de resolución por medio de la cual se matricula un establecimiento industrial	84,995	84,995
CREG	Se declaró incumplimiento grave e insalvable, y se ordena la ejecución de las garantías del proyecto Porce IV.	27,042	-
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	-



Tercero	Pretensión	2011	2010
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
Uribe Restrepo Luis Fernando	EPM incumplió el contrato celebrado con Grodco licitación PC-2010-0191 - Porce IV	25,000	-
<b>Total cuentas de orden acreedoras</b>		<b>289,937</b>	<b>202,997</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

Avales para respaldar deudas de las filiales Colombia Móvil S.A., UNE EPM Bogotá S.A. y UNE EPM Telecomunicaciones S.A., así:



Entidad	Concepto	2011	2010	Plazo	Vencimiento
BBVA Colombia	Colombia Móvil S.A.	-	18,058	7 Años	2012
Bonos deuda pública	UNE EPM Bogotá S.A.	77,196	79,752	10 años	2012
<b>Total avales</b>		<b>77,196</b>	<b>97,810</b>		

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

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.

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



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

### Nota 31 Ingresos operacionales, netos

El valor de los ingresos operacionales durante el período fue:



		2011	2010
<b>Prestación de servicios</b>			
Servicio de energía	1	8,282,088	5,223,391
Servicio de telecomunicaciones		1,730,148	1,725,758
Servicio de gas combustible	2	399,531	314,651
Servicio de aguas residuales	3	339,092	322,184
Servicio de acueducto	3	305,986	298,186
Servicio de comunicaciones		236,942	200,017



Concepto		2011	2010
Otros servicios	4	216,122	257,363
Servicios informáticos		6,584	8,769
Servicio de seguros y reaseguros		4,117	455
Servicio de aseo		2,492	2,217
<b>Total prestación de servicios</b>		<b>11,523,102</b>	<b>8,352,991</b>
Venta de bienes		94,443	77,208
<b>Total prestación de servicios y venta de bienes</b>		<b>11,617,545</b>	<b>8,430,199</b>
<b>Rebajas y descuentos</b>			
<b>En venta de servicios</b>			
Servicio de gas combustible		-	(7)
Servicio de energía		(20,981)	(1,427)
Servicio de telecomunicaciones		(670)	(705)
Servicio de acueducto		(256)	(280)
Servicio de aguas residuales		(60)	(31)
Otros servicios		(15)	-
<b>Total en venta de servicios</b>		<b>(21,982)</b>	<b>(2,450)</b>
En venta de bienes		(130)	(1,584)
<b>Total rebajas y descuentos</b>		<b>(22,112)</b>	<b>(4,034)</b>
<b>Total ingresos operacionales, netos</b>		<b>11,595,433</b>	<b>8,426,165</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(1) Los servicios de energía incluyen los servicios de generación, transmisión, distribución y comercialización.

(2) El crecimiento en el servicio de gas obedeció principalmente al aumento en los consumos y a la mayor tarifa dada por el mayor costo del gas durante el 2011.

(3) El incremento en aguas se explica por el incremento en el número de usuarios y el incremento tarifario aplicado en 2011.

(4) Incluye principalmente ventas por el servicio de proveedurías que presta EPM a sus funcionarios y su grupo familiar, el cual alcanzó en 2011 \$39,467 (2010 - \$36,518).

## Nota 32 Costo por prestación de servicios

El valor de los costos por la prestación de servicios durante el período fue:



		2011	2010
Costo de bienes y servicios públicos – Venta	1	4,753,849	2,634,718
Costos de personal	2	690,621	633,147
Órdenes y contratos por otros servicios		425,545	386,921
Mantenimiento y reparación		334,376	273,699
Costos generales		232,056	139,391
Licencias, contribuciones y regalías		135,447	132,283
Materiales y otros costos de operación		106,024	87,937
Costo por venta de bienes		82,464	68,315
Arrendamientos		76,827	70,892
Honorarios		54,005	34,717
Seguros		51,741	44,113
Impuestos		33,720	38,850
Servicios públicos		33,380	35,557
Insumos directos		24,811	87,009
Costo de pérdidas en prestación del servicio		2,777	129
<b>Total costo por prestación de servicios</b>		<b>7,037,643</b>	<b>4,667,678</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(1) El incremento de este concepto se explica a continuación:

### Generación

- Mayores compras de energía en bolsa por parte de EPM debido al descenso de la generación por limitaciones de las centrales de EPM, ya que se presentó indisponibilidad de las líneas Porce III-Cerromatoso y Porce III-San Carlos.
- Durante el año 2011 se presentaron mayores costos de arranque y parada asociados a las pruebas realizadas en las termoeléctricas del país.

**Transmisión y distribución:** en el año 2011 se registraron mayores costos por restricciones debido a los atentados y a mantenimientos a la infraestructura eléctrica que se presentaron durante el año.

**Gas:** presentó incremento por la mayor cantidad de gas comprado.

(2) El incremento se explica por el aumento salarial en EPM y UNE EPM Telecomunicaciones S.A., el cual fue equivalente al IPC de 2010 + 1.00%.

## Nota 33 Depreciaciones, provisiones y amortizaciones

El valor de las depreciaciones, provisiones y amortizaciones durante el período fue:



	2011	2010
<b>Depreciaciones</b>		
Depreciación redes y líneas	255,851	174,663
Depreciación plantas, ductos y túneles	251,515	224,076
Depreciación equipo de comunicación y cómputo	69,629	84,319
Depreciación edificaciones	48,545	38,523
Depreciación maquinaria y equipos	43,853	47,417
Otras depreciaciones	12,653	11,816
<b>Total costos depreciaciones</b>	<b>682,046</b>	<b>580,814</b>
<b>Costos por amortizaciones</b>		
Amortización de intangibles	80,439	79,965
Amortización bienes entregados a terceros	75,464	51,680
Amortización mejoras en propiedades ajenas	13,945	10,130
Estudios y proyectos	2,632	1,133
<b>Total costos por amortizaciones</b>	<b>172,480</b>	<b>142,908</b>
<b>Total costos depreciaciones, provisiones y amortizaciones</b>	<b>854,526</b>	<b>723,722</b>
<b>Depreciaciones</b>		
Depreciación equipo de comunicación y cómputo	16,399	10,799
Depreciación muebles y enseres y equipo de oficina	5,338	3,804
Depreciación edificaciones	5,335	5,116
Depreciación maquinaria y equipo	2,337	3,980
Depreciación equipo de transporte	2,089	859
Otras depreciaciones	649	537
<b>Total gastos depreciaciones</b>	<b>32,147</b>	<b>25,095</b>
<b>Cálculo actuarial</b>		

		2011	2010
Actualización pensión de jubilación		91,782	135,845
Actualización bonos y cuotas partes bonos		24,800	41,469
Actualización conmutación pensional		9,244	15,364
Actualización futuras pensiones		3,134	3,709
Actualización cuotas partes pensional		218	18,299
<b>Total gasto cálculo actuarial</b>	1	<b>129,178</b>	<b>214,686</b>
<b>Amortizaciones</b>			
Estudios y proyectos		661	1,475
Amortización de intangibles		19,829	17,707
<b>Total gastos amortizaciones</b>		<b>20,490</b>	<b>19,182</b>
<b>Provisiones</b>			
Provisión sobre deudores		113,862	131,706
Provisión impuesto de industria y comercio		35,851	29,261
Provisión sobre propiedades, planta y equipo		26,162	6,647
Otras provisiones		23,403	1,033
Provisión sobre inventarios		1,796	4,535
Provisión sobre bienes entregados a terceros		-	209
<b>Total gasto provisiones</b>		<b>201,074</b>	<b>173,391</b>
<b>Total gastos depreciaciones, provisiones y amortizaciones</b>		<b>382,889</b>	<b>432,354</b>
<b>Total depreciaciones, provisiones y amortizaciones</b>		<b>1,237,415</b>	<b>1,156,076</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(1) La disminución del cálculo actuarial frente al período anterior obedeció a que en el año 2010 se aplicaron las actualizaciones de las tablas de mortalidad de rentistas aprobadas por la Superintendencia Financiera.

Adicionalmente la disminución de la inflación en los últimos años afecta la tasa de reajuste personal, la cual pasó del 4.51% al 3.53%.

## Nota 34 Gastos de administración

El valor de los gastos de administración durante el período fue:



		2011	2010
Gastos de personal	1		
Sueldos y salarios		301,277	241,580
Contribuciones efectivas		49,998	45,075
Contribuciones imputadas		41,527	40,803
Aportes sobre la nomina		11,050	9,314
<b>Total gastos de personal</b>		<b>403,852</b>	<b>336,772</b>
<b>Gastos generales</b>			
Comisiones, honorarios y servicios		70,791	68,855
Intangibles	2	48,492	36,864
Arrendamiento		46,758	43,641
Otros gastos de administración		41,253	29,899
Mantenimiento		37,809	34,553
Publicidad y propaganda		25,335	27,803
Promoción y divulgación		24,928	26,398
Servicios públicos		11,423	7,638
Vigilancia y seguridad		10,576	8,289
Estudios y proyectos		8,367	23,843
Seguros generales		8,345	7,955
Elementos de aseo, lavandería y cafetería		5,997	3,457
Comunicaciones y transporte		5,950	4,653
Materiales y suministros		5,412	5,053
<b>Total gastos generales</b>		<b>351,436</b>	<b>328,901</b>
Gravamen a los movimientos financieros		44,412	8,686
Otros impuestos		26,600	12,298
Cuota de fiscalización y auditaje		22,572	24,020
Contribuciones		22,080	16,455
Impuesto de industria y comercio		21,730	23,587
Impuesto al patrimonio	3	15,728	113,534
<b>Total impuestos, contribuciones y tasas</b>		<b>153,122</b>	<b>198,580</b>
<b>Total gastos de administración</b>		<b>908,410</b>	<b>864,253</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos



(1) El incremento se explica por el incremento salarial en 2011.

(2) Valor de las licencias y el software de carácter administrativo utilizado en las actividades de apoyo.

(3) Corresponde al impuesto al patrimonio que contabilizaron las compañías que no poseían saldo en la cuenta “Revalorización del patrimonio” a 31 de diciembre de 2010 (ver nota 23).

## Nota 35 Ingresos no operacionales

El valor de los ingresos no operacionales durante el período fue:



	2011	2010
<b>Financieros</b>		
Utilidad por valoración de las inversiones de administración de liquidez en títulos de deuda	58,105	39,110
Intereses de deudores	55,138	56,127
Dividendos y participaciones	54,306	37,289
Rendimientos sobre depósitos en administración	53,217	26,597
Otros ingresos financieros	38,227	46,045
Intereses sobre depósitos en instituciones financieras	37,447	15,703
Intereses de mora	30,211	21,410
<b>Ajuste por diferencia en cambio</b>	<b>130,605</b>	<b>195,121</b>
<b>Otros ingresos ordinarios</b>	<b>39,216</b>	<b>24,519</b>
<b>Extraordinarios</b>		
Recuperaciones	61,068	79,644
Indemnizaciones	24,229	8,651
Otros ingresos extraordinarios	17,341	21,867
Aprovechamientos	5,881	6,232
<b>Ajuste años anteriores</b>	<b>5,727</b>	<b>12,215</b>
<b>Total ingresos no operacionales</b>	<b>610,718</b>	<b>590,530</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

## Nota 36 Gastos no operacionales

El valor de los gastos no operacionales durante el período fue:



		2011	2010
<b>Intereses</b>	1		
Operaciones de crédito público internas		216,120	112,221
Operaciones de crédito público externas		164,775	18,139
Otros intereses		114,135	73,395
<b>Comisiones</b>		<b>27,029</b>	<b>11,611</b>
<b>Ajuste por diferencia en cambio</b>		<b>117,742</b>	<b>175,020</b>
<b>Gastos financieros</b>			
Pérdida por valoración de las inversiones de administración de liquidez		11,387	13,917
Otros gastos financieros		8,693	8,296
Administración y emisión de títulos valores		6,669	1,598
Descuento de bonos y títulos de financiamiento		2,783	1,842
<b>Otros gastos ordinarios</b>		<b>27,579</b>	<b>25,299</b>
<b>Extraordinarios</b>	2	<b>42,772</b>	<b>17,635</b>
<b>Gastos de administración</b>		-	<b>3</b>
<b>Provisión sobre inversiones patrimoniales</b>		<b>11,226</b>	<b>4,578</b>
<b>Provisión para obligaciones fiscales</b>		<b>158</b>	<b>813</b>
<b>Provisión para contingencias</b>			
Litigios	3	58,841	44,225
Otras provisiones		1,042	24,886
<b>Amortización de intangibles</b>		<b>34,636</b>	<b>20,943</b>
<b>Ajuste años anteriores</b>		<b>(21,378)</b>	<b>18,164</b>
<b>Total gastos no operacionales</b>		<b>824,209</b>	<b>572,585</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

(1) Los intereses presentaron un incremento con respecto al período anterior, debido a que en el año 2011 se tienen mayores obligaciones de crédito internas y externas.

(2) Incluye el aporte para la constitución de Corporación Ruta N por \$9,584, la cual desarrollará el proyecto Manzana de la Innovación y los aportes a la Fundación EPM por \$7,950, para los programas Red de Bibliotecas, Espacios para la cultura,

Parque de Los Deseos y Casa de La Música y Buscando La Navidad, entre otros.

(3) En 2011 se causaron en EPM \$21,067 de los procesos con los municipios de Tuta, Caloto y Yumbo asociados al impuesto de industria y comercio; también incluye \$10,065 del proceso de los mineros de Versalles del embalse Riogrande.

## Nota 37 Interés minoritario

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



	2011		2010	
	Porcentaje	Valor	Porcentaje	Valor
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (ESSA)	26.23%	345,388	26.23%	257,277
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. (CHEC)	19.91%	153,939	19.91%	182,480
Elektra Noreste S.A. (ENSA)	49.00%	137,040	-	-
Edatel S.A. E.S.P.	44.00%	130,084	44.00%	131,962
Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (EEGSA)	19.12%	91,677	19.12%	85,603
Empresa de Telecomunicaciones de Pereira S.A. E.S.P. (ETP)	43.86%	72,595	43.86%	76,038
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. (CENS)	8.48%	70,163	8.48%	73,131
Transportista Eléctrica Centroamericana S.A. (TRELEC)	19.90%	19,044	-	-
Generadores Hidroeléctricos S.A. (Genhidro)	49.00%	15,987	49.00%	13,554
Aguas de Urabá S.A. E.S.P.	36.58%	15,791	36.58%	15,389
Distribuidora de Electricidad del Sur (Delsur)	13.59%	12,027	-	-
Comercializadora Eléctrica de Guatemala S.A. (COMEGSA)	19.90%	11,187	-	-
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. (EDEQ)	7.15%	8,404	7.15%	9,140
Aguas de Malambo S.A. E.S.P.	52.23%	4,522	-	-
Regional de Occidente S.A. E.S.P.	38.31%	4,085	38.31%	4,107
EPM Ituango S.A. E.S.P.	0.44%	3,481	-	-
Hidroecológica del Teribe S.A. (HET)	3.37%	2,949	3.37%	2,990
Enérgica S.A. (ENÉRGICA)	19.90%	2,703	-	-
Empresas Públicas de Oriente S.A. E.S.P.	41.67%	2,350	41.67%	2,457
Inmobiliaria y Desarrolladora Empresarial de América S.A. (IDEAMSA)	19.12%	2,092	19.12%	1,837
Empresa de Aguas del Oriente Antioqueño S.A. E.S.P.	44%	1,101	44%	1,287
Crediegsa S.A. (CREDIEGSA)	19.12%	600	-	-
Inversiones Eléctricas Centroamericanas S.A. (INVELCA) (*)	-	-	19.12%	30,550
Otras (**)	-	403	-	1,060
<b>Total interés minoritario</b>		<b>1,107,612</b>		<b>888,862</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

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

(\*\*) La empresa INVELCA se escindió en las empresas TRELEC, COMEGSA, ENÉRGICA y CREDIEGSA.

## Nota 38 Transacciones con partes relacionadas

Los saldos de transacciones con partes relacionadas a 31 de diciembre fueron:



2011

Entidad	Cuentas por cobrar	Cuentas por pagar	Otras Obligaciones
DIAN – recaudador	14,669	636,617	1,921
U.A.E. de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN)	518	176,182	946
Municipio de Medellín	25,145	126,356	5,756
Ministerio de Minas y Energía	63,102	4,620	2,381
XM Compañía de Expertos en Mercados S.A.	34,661	16,955	124
Gobernación de Antioquia	14,962	16,761	7,626
Fondo de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones	17,129	7,708	11,274
Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.	308	22,541	-
Empresas Públicas Municipales de Cali (EMCALI)	17,463	1,962	386
Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones	19,329	-	-
Isagen S.A. E.S.P.	6,905	9,866	-
Empresa Colombiana de Petróleos S.A. (Ecopetrol)	2,190	13,257	27
Universidad de Antioquia	7,802	1,734	1,647
Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P.	6,886	3,591	-
Gestión Energética S.A. E.S.P.	57	10,106	-
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	9,401	337	-
Caja Nacional de Previsión Social	9,185	35	-
Área Metropolitana del Valle de Aburrá	3,997	3,924	-
Interconexión Eléctrica S.A. (ISA)	5,356	2,198	-
Empresas Varias de Medellín	65	35	5,821

## 2011

Entidad	Cuentas por cobrar	Cuentas por pagar	Otras Obligaciones
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	-	5,307	-
Fundación EPM	4,553	90	-
Empresa Metro de Medellín Ltda.	4,357	200	-
Corporación Autónoma Regional del Centro de Antioquia	-	4,127	-
Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.	4,058	46	-
Municipio de Envigado	1,597	1,596	509
Corporación Autónoma Regional de las Cuencas de los Ríos	2	2,393	-
Rionegro y Nare (Cornare)			
Municipio de Rionegro – Antioquia	394	661	627
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	500	458	-
Municipio de Yolombó	574	315	18
Municipio de Amalfi	5	679	55
Otros	95,344	40,112	16,945
<b>Total</b>	<b>370,514</b>	<b>1,122,124</b>	<b>56,063</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos



## 2010

Entidad	Cuentas por cobrar	Cuentas por pagar	Otras Obligaciones
Municipio de Medellín	198	748,630	2,961
Ministerio de Minas y Energía	51,593	5,931	-
Xm Compañía de Expertos en Mercados S.A.	18,252	2,115	-
DIAN – recaudador	547	15,561	2,294
Empresa Colombiana de Petróleos S.A. (Ecopetrol)	3,717	6,882	27
Gestión Energética S.A. E.S.P. (GENSA)	22	7,990	-
Caja Nacional de Previsión Social (Cajanal)	6,871	-	-



## 2010

Entidad	Cuentas por cobrar	Cuentas por pagar	Otras Obligaciones
Isagen S.A. E.S.P.	5,899	623	-
Universidad de Antioquia	1,120	3,090	1,773
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	5,690	284	-
Interconexión Eléctrica S.A. (ISA)	4,907	990	-
Empresas Varias de Medellín	650	2,348	2,681
Fundación EPM	3,711	1,852	-
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	-	4,489	-
Empresa Metro de Medellín Ltda.	3,838	2	-
Municipio de Rionegro	3,106	254	184
Corporación Autónoma Regional del Centro de Antioquia – Corantioquia	-	3,294	-
Empresas Públicas Municipales de Cali (EMCALI)	2,252	1,021	-
Municipio de Amalfi	2,631	329	50
Municipio de Envigado	2,450	58	-
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	1,723	770	-
Gobernación de Antioquia	2,365	52	-
Corporación Autónoma Regional de las Cuencas de los Ríos Rionegro y Nare (Cornare)	-	2,110	-
Municipio de Yolombó	1,752	222	9
Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P. (Electrocaquetá)	1,903	25	-
Otros	25,800	15,156	7,576
<b>Total</b>	<b>150,997</b>	<b>839,480</b>	<b>17,555</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos



Las transacciones con partes relacionadas a 31 de diciembre fueron:



2011

Entidad	Ingreso por venta de bienes y servicios	Otros ingresos	Costos y gastos
Empresa Colombiana de Petróleos S.A. (Ecopetrol)	16,610	4	92,674
Municipio de Medellín	22,295	564	75,638
Empresas Públicas Municipales de Cali (EMCALI)	87,858	30	9,863
Isagen S.A. E.S.P.	31,784	21,182	40,199
Empresa de Telecomunicaciones de Santa Fe de Bogotá E.S.P.	76,163	99	3,463
DIAN – recaudador	299	496	63,623
Gestión Energética S.A. E.S.P. (GENSA)	3,232	2	56,617
Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P.	59,390	1	-
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	48,731	-	6,246
U.A.E. de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN)	81	-	52,862
Ministerio de Hacienda y Crédito Público	-	48,795	673
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	6	-	48,538
Fondo de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones	847	545	38,475
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	33,888	-	3,759
XM Compañía de Expertos en Mercados S.A.	19,433	-	11,667
Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.	23,061	-	555
Interconexión Eléctrica S.A. (ISA)	1,492	19,369	2,127
Empresas Municipales de Cartago	16,241	-	175
Comisión Nacional de Televisión	-	-	16,263
Instituto de Seguros Sociales (ISS)	64	217	15,701
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	11,190	78	2,856
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	-	53	13,616
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	7,299	-	5,158
Universidad de Antioquia	6,299	288	5,703
Instituto Colombiano de Bienestar Familiar (ICBF)	332	-	11,197
Corporación Autónoma Regional del Centro de Antioquia	319	-	10,339
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	3,562	-	6,450
Municipio de Itagüí	5,257	-	2,820
Corporación Autónoma Regional de las Cuencas de los Ríos	44	-	7,542



## 2011

Entidad	Ingreso por venta de bienes y servicios	Otros ingresos	Costos y gastos
Rionegro y Nare (Cornare)			
Fundación EPM	760	308	5,485
Municipio de Bello	2,214	7	3,832
Municipio de Envigado	3,020	540	2,375
Área Metropolitana del Valle de Aburrá	-	151	5,648
Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	4	-	4,603
Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.	710	-	3,413
Instituto para el Desarrollo de Antioquia (IDEA)	2,772	-	570
Universidad Nacional de Colombia	2,181	20	575
Municipio de Carolina del Príncipe	33	18	1,605
Ministerio de Defensa Nacional	820	17	-
Otros	108,072	6,646	88,012
<b>Total</b>	<b>596,363</b>	<b>99,431</b>	<b>760,009</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos



## 2010

Entidad	Ingreso por venta de bienes y servicios	Otros ingresos	Costos y gastos
Empresa Colombiana de Petróleos S.A. (Ecopetrol)	-	-	131,166
Municipio de Medellín	17,504	19	62,788
DIAN – recaudador	305	-	78,486
Transportadora de Gas Internacional S.A. E.S.P.	-	-	50,322
Gestión Energética S.A. E.S.P. (GENSA)	-	-	47,781
Ministerio de Hacienda y Crédito Público	-	1,015	45,141



## 2010

Entidad	Ingreso por venta de bienes y servicios	Otros ingresos	Costos y gastos
Universidad de Antioquia	4,665	-	12,265
Corporación Autónoma Regional del Centro de Antioquia	-	-	14,028
Xm Compañía de Expertos en Mercados S.A.	-	-	11,913
Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P.	-	-	11,721
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	-	-	9,182
Corporación Autónoma Regional de las Cuencas de los Ríos			
Rionegro y Nare (Cornare)	-	-	8,209
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	-	-	7,790
Área Metropolitana del Valle de Aburrá	-	-	6,241
Ministerio de Defensa Nacional	6,053	89	-
Universidad Nacional de Colombia	912	-	4,544
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P. (CEDENAR)	-	-	5,350
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	-	-	5,321
Empresas Públicas Municipales de Cali (EMCALI)	-	-	5,083
Empresa Urrá S.A. E.S.P.	-	-	5,068
Fundación EPM	-	72	4,551
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	-	-	4,498
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	-	-	4,295
Municipio de Itagüí	2,231	-	1,936
Carolina del Príncipe	-	35	3,050
Instituto para el Desarrollo de Antioquia (IDEA)	-	-	3,040
Instituto Colombiano de Bienestar Familiar (ICBF)	162	-	2,806
Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	-	-	2,861
Municipio de Envigado	1,478	-	1,319
Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P. (DISPAC)	-	-	2,751
Municipio de Bello	562	3	2,105
Otros	159	15,565	51,067
<b>Total</b>	<b>34,031</b>	<b>16,798</b>	<b>663,376</b>

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

Grupo·epm<sup>®</sup>

### **Gestión de contenidos:**

Dirección Finanzas Institucionales

### **Coordinación de diseño:**

Subdirección Identidad Empresarial

### **Revisión de textos**

Unidad de Comunicaciones



Informe impreso en papel reciclado

Abril de 2012

**estamos ahí**, comprometidos con el cuidado del medio ambiente.

Grupo·epm<sup>®</sup>