

# **EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN ESP**



**Superservicios**  
Superintendencia de Servicios  
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA DE ENERGIA Y GAS  
COMBUSTIBLE  
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGIA  
Bogotá, Octubre de 2014**

# EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN ESP

## ANÁLISIS AÑO 2013

### 1. INFORMACIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN ESP, **EPM ESP**, 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 establecimiento público autónomo. Se transformó en empresa industrial y comercial del Estado del orden municipal, por Acuerdo 069 del 10 de diciembre de 1997 del Concejo de Medellín. La compañía es matriz de un grupo empresarial conformado por 55 empresas vinculadas, tiene presencia en Bermudas, Chile, Colombia, El Salvador, España, Estados Unidos, Guatemala, Islas Caimán, México y Panamá. El capital es de naturaleza pública, siendo su único propietario el Municipio de Medellín.

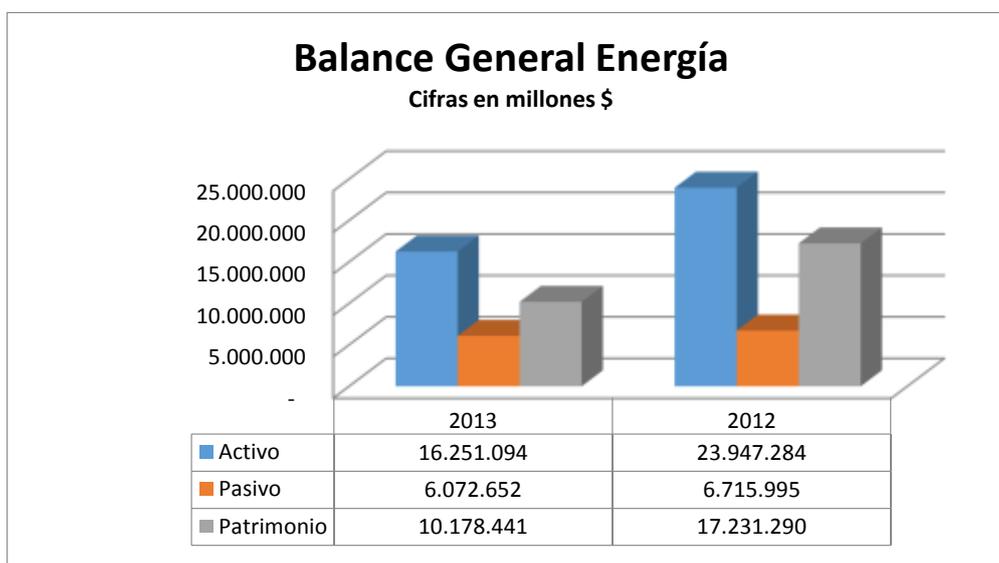
Tabla 1.1. Datos Generales

<b>Tipo de Sociedad</b>	Industrial y comercial del estado -EICE-
<b>Razón Social</b>	Empresas Pública de Medellín ESP
<b>Sigla</b>	EPM
<b>Gerente General</b>	Juan Esteban Calle Restrepo
<b>Actividades desarrolladas</b>	Comercialización, Distribución, Generación y Transmisión
<b>Inicio de operaciones</b>	6 de agosto de 1955
<b>Mercado que atiende</b>	Generación : Sistema Interconectado Nacional Comercialización: Mercado Mayorista en bolsa y contratos LP. Se exporta energía a Ecuador. Transmisión y Distribución: Mercado Regulado 124 municipios (123 Antioquia y 1 Carmen de Atrato en Chocó).

Fuente: SUI y Visita.

## 2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

### 2.1 Balance General



Fuente: Sistema Único de Información –SUI-

(Cifras en pesos colombianos)

DENOMINACIONES	2013	2012	Variación %
<b>Activo</b>	<b>\$16.251.093.822.317</b>	<b>\$23.947.284.355.218</b>	<b>-32,14%</b>
Activo Corriente	\$1.548.610.499.103	\$1.825.732.930.232	-15,18%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$8.516.449.153.202	\$6.928.973.948.803	22,91%
Inversiones	\$501.343.268.258	\$5.533.849.974.288	-90,94%
<b>Pasivo</b>	<b>\$6.072.652.430.334</b>	<b>\$6.715.994.591.415</b>	<b>-9,58%</b>
Pasivo Corriente	\$1.242.541.924.882	\$999.705.464.355	24,29%
Obligaciones Financieras	\$6.954.440	\$0	
<b>Patrimonio</b>	<b>\$10.178.441.391.983</b>	<b>\$17.231.289.763.803</b>	<b>-40,93%</b>
Superavit por valorización	8.517.579.480.450	4.712.882.122.522	-44,67%

Fuente: Sistema Único de Información-SUI-

La composición del balance general del servicio de energía denota para el año 2013 una disminución en el activo del 3.24%, en el pasivo del 9.58% y en el patrimonio del 40.93% respecto al año 2012, variaciones que se concentran principalmente en:

El efectivo pasó de \$322.676 millones (año 2012) a \$177.005 millones (año 2013) como consecuencia de los pagos realizados a los convenios: encargos fiduciario con el Ministerio de Minas y Energía para ampliar y mejorar el servicio de energía eléctrica en las zonas del Sistema Interconectado Nacional ubicadas en el Mercado de Comercialización del Operador de Red y electrificación rural en los diferentes municipios del departamento de Antioquia.

Las Inversiones con una disminución del 91% al pasar de \$5.533.850 millones (año 2012) a \$501.343 millones (año 2013), como consecuencia de la disminución en la

rentabilidad promedio de los derechos en fondos de valores y fiducia de inversión, realizadas a corto plazo con recursos propios de EPM ESP en carteras colectivas. Así mismo la disminución en la rentabilidad promedio de los bonos y títulos emitidos por entidades financieras.

El incremento en la Propiedad Planta y Equipo del 23% para el año 2013 obedece a la incorporación del proyecto hidroeléctrico Ituango en el balance de EPM ESP y a la ejecución de cargos para este mismo, destinados a la construcción de las vías de acceso y campamentos.

La variación de la valorización corresponde a un efecto combinado de la disminución del valor en bolsa de las acciones de ISA \$9,100/acción (2012 - \$9,600/acción) e incremento de las acciones de ISAGEN \$3,250/acción (2012 -\$2,505/acción).

El incremento en las cuentas por pagar del 38% obedece a los pagos asociados a los proyectos de inversiones de Ituango y de compras asociadas a operaciones de negocios. De igual forma a los recursos recibidos a través de convenios con el municipio de Medellín y a la gobernación de Antioquia para la ejecución de diferentes programas de beneficio común.

En el año 2013 se ha generado el impuesto diferido débito de \$283.079 millones frente a (\$227.108 millones) principalmente por las provisiones de cartera y de litigios y demandas, el cálculo actuarial, la diferencia en cambio sobre las inversiones del exterior y el crédito mercantil.

La disminución de los pasivos de \$233.587 millones en el 2013, se concentró en las contingencias civiles y administrativas, litigios relacionados con las lesiones por líneas primarias de energía. De igual forma al total de las contingencias fiscales, sobre la discusión del impuesto de industria y comercio por la actividad de comercialización en los municipios de Tuta, Yumbo y Caloto para los generadores.

La disminución patrimonial se concentra en la reducción del 37% de las reservas en virtud de las decisiones de junta directiva de liberación de las mismas, por los excedentes realizados y por la reducción de la utilidad del ejercicio del 34% ubicando estas en \$942.229 millones en el 2013 (2012 - \$1.430.855 millones).

El capital de la compañía con el que se constituyó y funciona, al igual que su patrimonio, es de naturaleza pública, siendo su único propietario el municipio de Medellín.

## 2.2 Estado de Resultado



Fuente: Sistema Único de Información –SUI-

(Cifras en pesos colombianos)

DENOMINACIONES	2013	2012	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$4.249.684.218.920	\$4.313.326.672.303	-1,48%
COSTOS OPERACIONALES	\$2.168.602.282.423	\$2.114.987.071.406	2,54%
GASTOS OPERACIONALES	\$928.559.363.050	\$877.388.078.761	5,83%
<b>UTILIDADES OPERACIONALES</b>	<b>\$1.152.522.573.447</b>	<b>\$1.320.951.522.136</b>	<b>-12,75%</b>
OTROS INGRESOS	\$215.043.339.222	\$655.271.082.204	-67,18%
OTROS GASTOS	\$425.336.626.456	\$545.367.074.191	-22,01%
GASTO DE INTERESES	\$200.703.846.734	\$329.959.161.265	-39,17%
<b>UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO</b>	<b>\$942.229.286.213</b>	<b>\$1.430.855.530.149</b>	<b>-34,15%</b>

Fuente: Sistema Único de Información –SUI-

Los ingresos operacionales del servicio de energía están conformados por las actividades de generación, transmisión y distribución, en donde la generación de energía la conforman los contratos de largo plazo por \$1.021.901 millones (2012 - \$1,073,537 millones) y ventas en bolsa por \$300.606 (2012 - \$158.144 millones), en tanto las actividades de transmisión y distribución de energía, incluye ventas al mercado regulado por \$1.824.441 millones (2012 - \$1.772.054 millones) y uso de redes por \$259.466 millones (2012 - \$338.704 millones). Por consiguiente la disminución del 1.48% de los ingresos generados en el año 2013 respecto del 2012 se concentra en los contratos a largo plazo y el uso de redes.

Los costos operacionales presentan un incremento del 2,54% para el año 2013 soportado en las compras de energía de \$730.642 millones (respecto de \$532.508 millones en el 2012), pago de uso de redes y ductos por \$577,678 (frente a \$523.954 millones en el 2012) y restricciones por \$39,947 (\$97.281 millones 2012). De igual forma incluye las compras de combustibles para la generación de la planta térmica La Sierra por \$56.943 millones frente a (\$77.347 millones en el 2012)

Inciden en el aumento de los costos operacionales, el incremento en los costos por depreciación, provisiones y amortización de los activos afectos a la producción del servicio de energía, principalmente el de la hidroeléctrica Ituango y la modernización y reposición de los equipos de generación de energía.

Frente al comportamiento de los gastos operacionales en el 2013 con un aumento de \$51.171 millones respecto del año 2012, lo conforma principalmente los servicios personales -salarios, primas, cesantías e intereses entre otros-, gastos generales -honorarios, pago arrendamiento edificio EPM ESP al Municipio, compra y mantenimiento del software administrativo y mantenimiento de instalaciones- y las operaciones con vinculados económicos.

La disminución en los otros ingresos del 67,18% entre los años 2013 y 2012 se concentra en primera instancia por la caída de los ingresos financieros en \$75.082 millones -intereses y rendimientos de deudores, intereses sobre depósitos y utilidad en derechos en fideicomiso-, seguida de la disminución en \$125.847 millones de los ajustes por diferencia en cambio –efectivo, deudores, adquisición de bienes y servicios nacionales y del exterior, deuda externa de corto plazo y en inversiones en entidades del exterior- y por último los ajustes de ejercicios anteriores que descendió en \$6.740 millones.

Igual situación refleja los otros gastos al disminuir en un 22,01% entre el 2013 y 2012, reflejado en las cuentas pérdida por el método de participación patrimonial al disminuir en un cien por ciento en las sociedades públicas del nivel nacional y por los ajustes de ejercicios anteriores.

### 2.3 Utilidades y Ebitda



Fuente: Sistema Único de Información –SUI-

Las utilidades generadas por la compañía en el servicio de energía eléctrica para el año 2013, denotan una disminución de \$168.428 millones en la utilidad operacional y de \$488.626 millones en las utilidades netas frente al resultado obtenido en el año 2012, que contrasta con el resultado del EBITDA para el mismo período, reflejando un balance de su gestión dado que en términos de los ingresos generados por su

operación, las cifras denotan utilidad en la operación del negocio que no requiere ser cubierta por medio de otros ingresos no operacionales.

## 2.4 Indicadores

INDICADORES FINANCIEROS	2013	2012
<b>INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN</b>		
Razón Corriente – Veces	1,2	1,8
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	51	58
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	41	26
Activo Corriente Sobre Activo Total	9,53%	7,62%
<b>INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO</b>		
Nivel de Endeudamiento	37,4%	28,0%
Patrimonio Sobre Activo	62,6%	72,0%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	20,5%	14,9%
Cobertura de Intereses – Veces	9,5	5,8
<b>INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD</b>		
Ebitda	1.913.588.827.269	1.937.542.894.094
Margen Operacional	45,0%	44,9%
Rentabilidad de Activos	11,8%	8,1%
Rentabilidad de Patrimonio	13,0%	7,4%

Fuente Sistema Único de Información –SUI-

### Liquidez

Estos indicadores reflejan la capacidad que tiene la empresa en la actividad de energía eléctrica para pagar sus pasivos circulantes, tomando como base los activos circulantes, aquellos que son susceptibles de convertirse en efectivo durante el año corriente.

Para el año 2013, la actividad de energía eléctrica presenta una razón corriente de 1,2 veces, con una disminución de 0,6 veces respecto de la vigencia anterior. La rotación de cuentas por cobrar decreció en 7 días pasando de 58 días en el 2012 a 51 días en el 2013, lo que evidencia una adecuada gestión en la recuperación de la cartera. Frente a las cuentas por pagar la compañía tarda 41 días en cancelar sus obligaciones, es decir se incrementó en 15 días en comparación con la rotación del año 2012. El comportamiento del activo corriente ha sido positivo, incrementándose en un 1,91% en el año 2013.

### Endeudamiento

Estas razones financieras indican qué porcentaje de los Activos está financiado con pasivos y qué proporción está compuesta por el Patrimonio.

Al final del periodo evaluado, la empresa en el servicio de energía eléctrica presenta un nivel de endeudamiento del 34.4% se considera aceptable, pues quiere decir que una tercera parte del servicio está financiada con obligaciones de terceros. El incremento en el nivel de endeudamiento del 9,4% frente al obtenido al final del año pasado, es causado por la disminución de las utilidades del ejercicio y del pasivo total del servicio.

## Rentabilidad

El margen operacional del servicio de energía eléctrica tuvo un comportamiento de estabilidad para los años 2013 y 2012. La rentabilidad de los activos se posicionó en un 11,8% presentando un aumento del 3.7% al valor obtenido en el año 2012. De igual forma la rentabilidad del patrimonio paso del 7,4% para el año 2012 al 13% para el año 2013 demostrando la rentabilidad de la inversión de los socios.

### 3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

#### 3.1 Descripción de la Infraestructura

Según el contenido de los formatos 4 y 5 de la resolución compilatoria SSPD 20102400008055 de 2010 en Sistema Único de Información – SUI, se realizó un análisis de la información reportada por la empresa con respecto a la infraestructura donde se presenta la evolución de sus activos correspondientes a transformadores, circuitos y subestaciones. Adicionalmente se muestra las características de la cuenta activos, tales como, suma total de la demanda de los transformadores, suma total de la capacidad instalada de los transformadores, suma total de la longitud de la red para los circuitos, entre otros.

Tabla 3.1.1 Evolución Infraestructura Transformadores y Circuitos

NUMERO DE TRAFOS	NUMERO DE CIRCUITOS	SUMA CAPACIDAD DE TRAFOS	SUMA USUARIOS CONECTADOS	DEMANDA MESUAL	AÑO
105439	789	4595839,5	1855458	611109677	2011
109951	822	4738977	1922385	601231974	2012
116157	827	4900942,04	1994152	609879193	2013

Fuente: SUI

Con respecto a la tabla anterior se observa que para diciembre de 2013 la Empresa EPM ESP tiene reportados en el SUI 116157 transformadores en todo su mercado con 827 circuitos reportados y 1994152 usuarios conectados a los transformadores. Adicionalmente se presenta la suma de la capacidad de los transformadores la cual corresponde a 4900942,04 KVA y una demanda mensual de 609 GWh aproximadamente.

Relacionado a la información cargada por el AEGR no se encuentra reportados los informes de auditoría por lo cual no se tiene información relevante con respecto a la infraestructura de EPM ESP

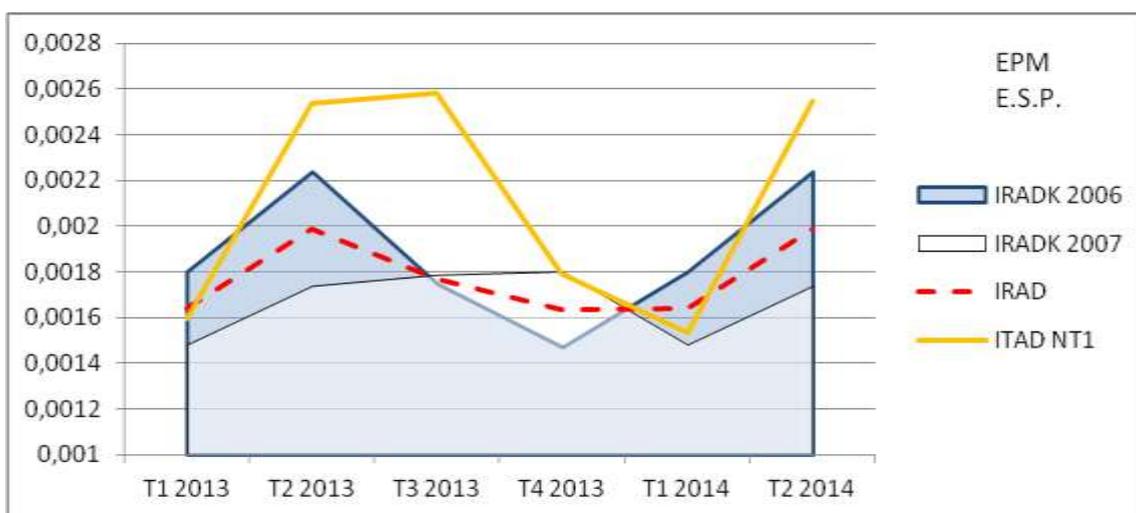
### 3.2 Continuidad

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante la Resolución 097 de 2008, estableció el nuevo esquema de calidad y compensaciones, en el cual se define el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD). Este índice representa el porcentaje medio de energía que los clientes dejan de consumir debido a las interrupciones en la prestación del servicio.

Con relación a lo anterior, se encontró que la empresa ya ingresó a este nuevo esquema. En la Resolución 117 de 2010 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de EPM ESP

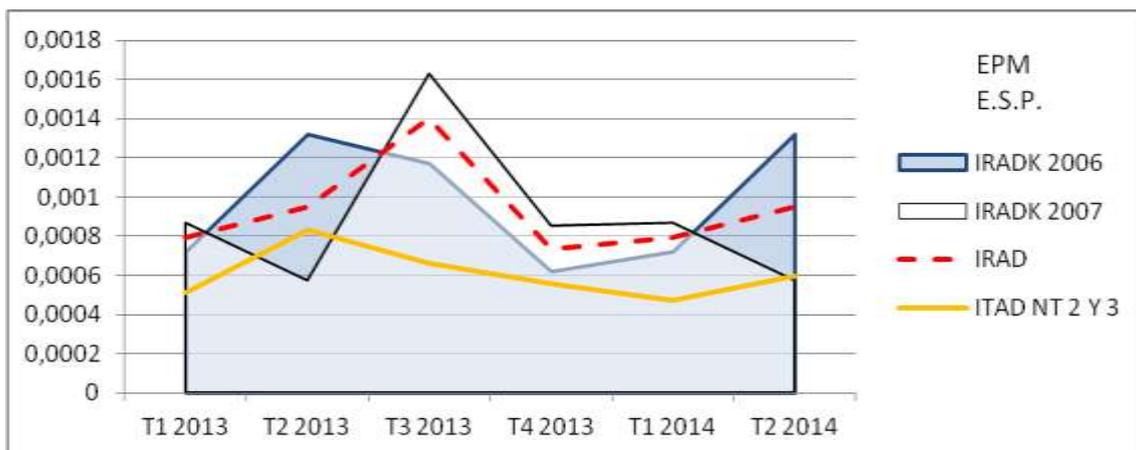
Las gráficas 3.2.1 y 3.2.2 son creadas con base en el índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD) y el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD). Estos índices permiten analizar el comportamiento de la calidad del servicio de la empresa prestadora. Cuando el ITAD se encuentra por debajo del índice IRAD, se deduce que la empresa ha tenido una buena calidad del servicio; cuando los límites del IRAD son superados, se entiende que la calidad del servicio de la empresa ha disminuido considerablemente. Los índices IRADK 2006 Y 2007 establecen una banda de indiferencia dentro de la cual debe estar siempre el ITAD para cumplir con una buena calidad del servicio.

Gráfica 3.2.1 Análisis ITAD para Nivel de Tensión 1



Fuente: SUI – DTGE

Gráfica 3.2.2 Análisis ITAD para Niveles de tensión 2 y 3



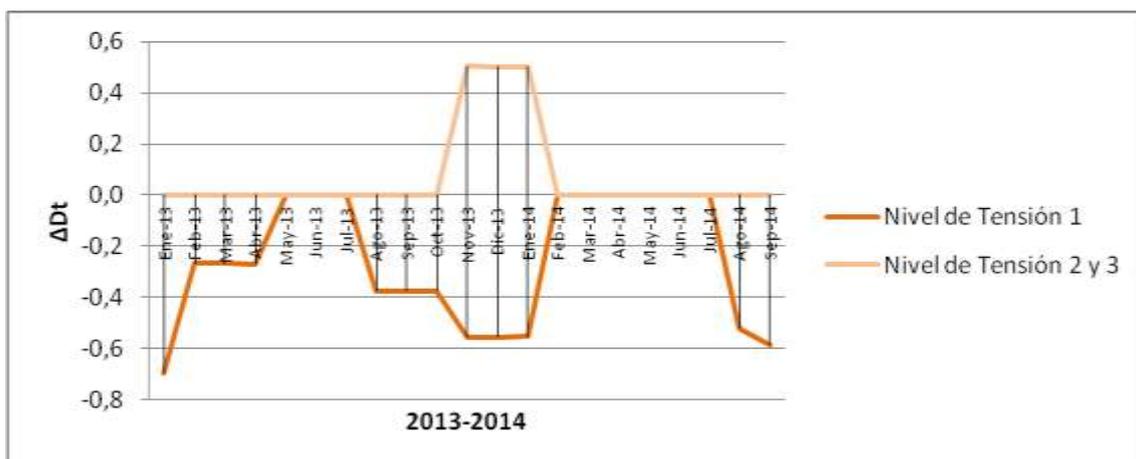
Fuente: SUI – DTGE

Como se puede observar, el indicador ITAD para el nivel de tensión 1 se encuentra por encima del ITAD e incluso por fuera de la banda de indiferencia mencionada con anterioridad. Para los niveles de tensión 2 y 3, se tiene que el ITAD siempre se encuentra por debajo del índice IRAD.

Por otra parte, en la siguiente gráfica se presenta la Variación Trimestral de la Calidad  $\Delta Dt$ , definida en la Resolución CREG 097 de 2008, aplicada a través del costo unitario de prestación del servicio a los usuarios finales atendidos por la empresa.

Del análisis de la variación trimestral de la calidad para el año 2013, se evidencia que tanto para el nivel de tensión 1, la empresa presenta valores negativos en un 75% de los meses, tendencia que se reduce a un 27% para lo trascurrido del año 2014.

Gráfica 3.2.3 Variación Trimestral de la Calidad



Fuente: SUI – DTGE

Como conclusión general, se evidencia que EPM ESP, no ha tenido un buen comportamiento de acuerdo a lo establecido en la regulación, toda vez que para el año

2013 y parte del 2014 no cumplió con el indicador ITAD en nivel de tensión 1 ni con el ΔDt para este mismo nivel de tensión.

### 3.3 Inversión

#### 3.3.1 Ejecución de los Proyectos de Inversión

Para el año 2013 el prestador reportó al Sistema Único de Información – SUI un total de 14 proyectos de inversión de los cuales hay 2 proyectos a mediano plazo (Menores a un año) y 12 proyectos a largo plazo (Mayores a un año), como se relacionan a continuación:

Tabla 3.3.1.1 Proyectos de Inversión

No.	DESCRIPCION DEL PROYECTO	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACION	ESTADO	VALOR DEL PROYECTO (millones)	PORCENTAJE DE AVANCE	OBSERVACIONES
1	Renovacion equipo de alta tension	15/05/10	23/03/14	En Ejecución	\$ 6.424,70	97,00%	En ejecucion
2	Renovacion equipo Inductivo	15/10/10	21/03/16	En Ejecución	\$ 18.453,69	61,00%	En ejecucion
3	Renovacion Celdas 34 5 kV Subestacion Cerromatoso y San Carlos	26/07/10	30/10/13	Finalizado	\$ 4.920,34	100,00%	Se realizo la puesta en servicio de las Celdas en la subestacion San Carlos y Cerromatoso Se esta realizando proceso de contratacion para el suministro de repuestos para las mismas
4	Reforzamiento AVUS	30/11/10	30/04/14	En Ejecución	\$ 1.366,69	67,00%	En ejecucion
5	Renovacion SAS la Virginia y Paez	28/10/10	28/02/15	En Ejecución	\$ 760,28	50,00%	En ejecucion
6	El objeto del proyecto comprende el diseno adquisicion de los suministros construccion y pruebas de la Subestacion Bosque 220 kV y las lineas de transmision asociadas	01/10/09	27/05/13	Finalizado	\$ 26.087,42	99,00%	Se encuentra en liquidacion y terminando pendientes en la parte socioambiental
7	Conexion subestacion Sogamoso al STN	02/06/11	03/03/14	En Ejecución	\$ 82.977,68	78,00%	En ejecucion
8	Ampliacion de la transformacion 230 115 13 8 kV A 75 MVA EN LA SUBESTACION CHIVOR	12/11/10	30/11/14	En Ejecución	\$ 5.427,70	30,00%	En ejecucion
9	Ampliación de la capacidad de transformacion en la subestacion Chinu	09/08/11	30/10/13	Finalizado	\$ 17.975,18	100,00%	Se desarrollan actividades de pendientes menores
10	Subestacion Termocol 220 kV y Lineas de trasmision asociadas	31/07/12	31/08/13	Finalizado	\$ 13.347,59	99,96%	Se encuentra en proceso de liquidacion
11	Conexion de la central hidroelectrica Sogamoso al STN	31/01/12	03/03/14	En Ejecución	\$ 7.328,86	86,00%	En ejecucion
12	Ampliacion subestacion Purnio 230 kv	30/04/12	30/11/13	Finalizado	\$ 2.071,16	100,00%	Disponible la instalacion a cargo de ISA para la conexion propiedad de CHEC
13	Ampliacion transformacion subestacion Jamondino 230 115 kV a 150 MVA	05/10/11	20/02/14	En Ejecución	\$ 11.854,21	92,00%	En ejecucion
14	Ampliacion transformacion subestacion Cerromatoso 500 a 110 kV	27/12/12	12/10/14	En Ejecución	\$ 1.179,31	41,00%	En ejecucion
<b>TOTAL</b>					<b>\$ 200.174,80</b>	<b>68,81%</b>	

Fuente: SUI

Mencionados proyectos, la empresa los viene desarrollando para mejorar la prestación del servicio de sus usuarios en lo que tiene que ver con ampliación de cobertura, mejorar la calidad de la potencia suministrada y la confiabilidad del sistema eléctrico, de donde un (1) proyecto está encaminado a realizar adecuaciones al Sistema de Distribución Local – SDL, doce (12) proyectos al Sistema de Transmisión Regional – STR y un (1) proyecto para mejorar la seguridad de las edificaciones por un valor total de inversión de \$ 200.174.803.568

De los anteriores trabajos, los que estuvieron planeados finalizarlos en el transcurso del año 2013, la empresa tuvo un porcentaje de cumplimiento de 99.8%, lo cual representa un excelente nivel cumplimiento.

### **3.3.2 Cobertura y Restricciones del Servicio de Energía Eléctrica**

Hasta el año 2013 las Empresas Publicas de Medellín S.A. ESP. - EMP S.A. ESP contó con una cobertura del 98.12 % en el departamento de Antioquia, lo cual la ubica como la novena empresa con mayor porcentaje de cobertura del país de acuerdo al Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2013-2017 – PIEC de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME.

Por otro lado, al revisar el estado del sistema eléctrico en el área de transmisión STR – STN se encontró que para el departamento de Antioquia existen restricciones ante contingencias del STR en: el transformador Bello (220kV/110kV) por sobrecarga, la línea Envigado - Guayabal 110kV por sobrecarga, las subestaciones que quedan alimentadas aguas debajo de Calderas 110kV por bajas tensiones. Además hay 2 radialidades (no tienen respaldo ante contingencias), estas son: la que atiende la demanda de la subestación el Siete y el mercado atendido desde el autotransformador Urabá 220 kV/110kV, todo esto de acuerdo al informe mensual de restricciones presentado por XM S.A. ESP.

De lo anterior, es importante resaltar que hay tres restricciones: las dos radialidades y las subestaciones atendidas por Calderas 110kV las cuales no tienen suficiente generación de seguridad para cubrir contingencias, es decir que ante una posible contingencia se pueden presentar posibles fallas en la calidad del servicio.

Para dar solución, el Gobierno Nacional en sociedad con las empresas del sector eléctrico del país viene desarrollando proyectos para robustecer el STR de Antioquia como son:

- Nueva S/E Guayabal 220kV y corredor de línea Bello – Guayabal – Ancón 220kV el cual debe estar entrando en operación para el 2015.
- Subestación la Sierra 230 kV el cual debe estar entrando en operación para el 2015.
- Normalización de la Subestación el Siete 110kV y cierre del enlace.

### **3.4 Retie**

#### **3.4.1. Accidentes de Origen Eléctrico**

De acuerdo a lo reportado en el Sistema Único de Información SUI, EPM ESP, registra una disminución de un 19,57% en los accidentes de origen eléctrico para el año 2013, con respecto a los reportados en el año 2012.

### **3.5 Mantenimientos**

A continuación se relaciona la gestión de mantenimiento que realizó la empresa EPM ESP, durante 2013.

EPM ESP con el fin de desarrollar el mantenimiento en las redes eléctricas y subestaciones, aplica una adaptación del método RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad), cuyo objetivo es mantener la función esperada de los activos eléctricos en su contexto operativo.

Siendo distribuir energía eléctrica la función principal definida para los subsistemas del SDL, las intervenciones físicas de mantenimiento se diferencian conceptualmente si la función no se ha perdido (Mantenimiento No Correctivo) o sí se ha perdido (Mantenimiento Correctivo).

En general, en las redes de distribución de energía eléctrica es más efectivo y eficiente realizar Mantenimiento No Correctivo que Mantenimiento Correctivo; excepto en el caso de componentes donde por su cantidad, dificultad en la trazabilidad, bajo impacto y/o baja relación beneficio/costo del mantenimiento sea admisible la ocurrencia de fallas estocásticas

### **3.5.1 Planeamiento Mantenimiento Región Metropolitana**

#### **3.5.1.1 Mantenimientos no correctivos**

En esta etapa del mantenimiento se realizaron las siguientes labores:

- Cambiar postes, herrajes y aisladores defectuosos
- Cubrir bujes y barras de transformadores (protección de fauna),
- Alejar cortacircuitos y DPS de las crucetas,
- Instalar o templar vientos
- Reponer neutros y puestas a tierra
- Cambiar o instalar estribos
- Instalar o reubicar cortacircuitos, cuchillas, suiches, reconectores y controles
- Podar vegetación asociada a las redes
- Modificar el tendido o la configuración de la red por seguridad o calidad del servicio
- Apoyar la gestión operativa de otros equipos de trabajo (expansión/reposición de redes e intervenciones en subestaciones regionales)
- Cambiar transformadores por incremento de sus clientes o cargas.

A través del plan de mantenimientos, se establecieron los siguientes ciclos de trabajo para las diferentes labores planteadas:

- Ciclo de inspección y ejecución
- Ciclo de podas
- Ciclo de optimización de Line Viva LV
- Ciclo de suiches y reconectores
- Ciclo de Fusibles de Repetición
- Ciclo de redes subterráneas

A través del análisis de aperturas de aisladores por fallas durante el último año móvil, se establece el orden por subestación (y sus circuitos), especificados en la siguiente tabla:

TENSIÓN/SUBESTACIÓN			TRONCALIDAD (KM)			SEMANAS
kV	Cod. Sub	Nom Sub	Troncal	No Troncal	Total	
44	R04	Miraflores	18,6	3,5	22,1	1,5
	R12	Ancón Sur	13	28,5	41,2	2,8
	R09	Envigado	13,3	6,6	19,9	1,3
	R26	Poblado	4	0	4	0,3
	R05	Guayabal	6,7	4,2	10,9	0,7
	R35	Itagúí	2,7	1,1	3,8	0,3
	R29	El Rodeo	0,4	0	0,4	0
	R14	Caldas	1,6	0,6	2,2	0,1
<b>TOTAL</b>			60,3	44,2	104,5	7
33	R12	Ancón Sur	77,2	170,3	247,5	8,3
	R09	Envigado	81,2	170,8	252	8,4
	R26	Poblado	49,2	121,1	170,3	5,7
	R05	Guayabal	90,9	87,4	178,3	6
	R35	Itagúí	33,3	52,5	85,8	2,9
	R29	El Rodeo	28,4	57,5	85,9	2,9
	R14	Caldas	13,9	100,7	114,6	3,8
	R34	S.A. Prado	19,4	87,9	107,3	3,6
R38	Las Palmas	18,3	86,2	104,5	3,5	
<b>TOTAL</b>			411,8	978,4	1346,2	45

Esta tabla sirve para establecer los ciclos de los diferentes mantenimientos que se realizaron en el año por ciclo.

### 3.5.1.2 Mantenimientos Correctivos

Para contribuir en la rápida identificación en el terreno (y en cerca del 86% de los casos en el restablecimiento) de la problemática de sectores sin servicio en la Región de Metropolitana del ADES, el EOM provee con sus recursos presupuestales y para control total de la Sala R0 (Operación, CLD) 1 cuadrilla en moto (2 personas) desde las 06:30 hasta las 14:00, 1 cuadrilla en moto (2 personas) desde las 14:00 hasta las 22:00, y 1 cuadrilla en doble cabina (3 personas) desde las 21:30 hasta las 06:30 del día siguiente<sup>6</sup>. Se conceden además recursos adicionales si el CLD lo requiere para atender situaciones críticas en otras áreas del SDL.

### 3.5.2 Plan Mantenimiento Regional

La dinámica regional es diferente a la metropolitana por su alta dispersión geográfica, menor presupuesto para mantenimiento de las redes en la extinta EADE, obsolescencia de la infraestructura, bajo nivel de automatización de la red, mínima cantidad de equipos de seccionamiento y transferencia con tensión y carga, alta radialidad de los circuitos, malla vial poco desarrollada (en algunos casos inexistente),

relieve severo, impacto de los fenómenos naturales (temporada invernal, descargas atmosféricas, deslizamientos, vendavales), tipo de clientes, baja densidad de clientes por km de red, y densa vegetación.

Teniendo en cuenta lo anterior se priorizo, en la región Oriente y Región Suroeste, las cuales fueron motivo de especial atención en las redes de 44 kV y los circuitos de 13.2 kV.

### **3.5.2.1 Mantenimiento no correctivo**

En esta etapa del mantenimiento se realizaron las siguientes labores:

- Intervenir el 100% del troncal y los ramales 3Φ.
- Instalar cortacircuitos o FR en los ramales 1Φ, 2Φ y 3Φ.
- Instalar cuchillas de seccionamiento en circuitos largos, cercanas a las vías.
- Reforzar las puestas a tierra compensando cada 400 m.
- Reponer aisladores fallados, quebrados o sucios.
- Reparar vientos o instalar nuevos.
- Cambiar apoyos defectuosos.
- Cambiar herrajes y estructuras metálicas defectuosas.
- Instalar estribos para ramales y transformadores.
- Instalar espigos con rosca de nylon en postes en suspensión.
- Reconfigurar cuchillas horizontales a verticales.
- Cubrir barrajes y bujes en sectores con presencia de animales (principalmente sector urbano).
- Instalar DPS en sectores críticos de descargas atmosféricas.
- Alejar protecciones mediante herrajes en L de mayor longitud.
- Corregir acercamientos de la red a inmuebles o al terreno.

A través del plan de mantenimientos, se establecieron los siguientes ciclos de trabajo para las diferentes labores planteadas:

- Ciclo de inspección y ejecución
- Ciclo de podas
- Ciclo de reconectores

### **3.5.2.2 Mantenimientos Correctivos**

En las regiones se supervisa la atención y el restablecimiento del servicio en sectores (por delegación del CLD), en clientes individuales (acometidas) y en situaciones que requieren la intervención de cuadrillas de mantenimiento.

La Sala de Supervisión de Rionegro labora de lunes a sábado de 06:00 a 14:00 y de 13:00 a 21:00, y el domingo de 08:00 a 16:00. Por la criticidad del Oriente Cercano, en la RO se dispone de 1 cuadrilla doble cabina que labora de 19:00 hasta 05:00 del día siguiente.

La Sala de Supervisión de Amagá labora de lunes a sábado de 07:00 a 14:00 y 14:00 a 21:30, y el domingo de 08:00 a 16:00.

### 3.5.3 Inversiones

El presupuesto para las labores de mantenimiento fue:

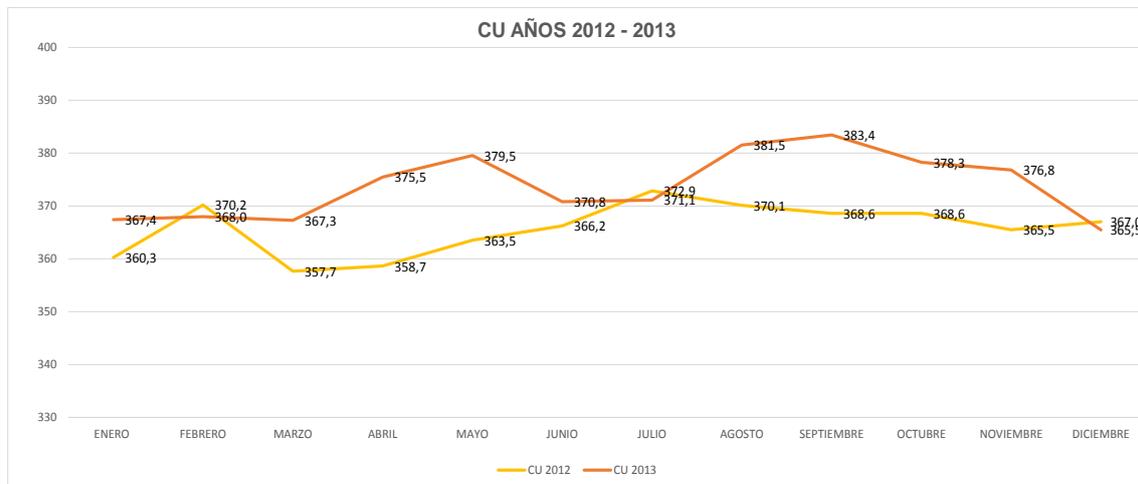
CENTRO DE RESPONSABILIDAD	COSTO	INVERSIÓN (MCOP)	
		Mano de Obra	Materiales
7323 Red Metropolitana	3.840	980	582
7327 Región Oriente y Región Suroeste	7.433	4.389	3.452
<b>TOTAL</b>	<b>11.273</b>	<b>5.369</b>	<b>4.034</b>

## 4.3. ASPECTOS TARIFARIOS

### 4.3.1. Costo Unitario de Prestación del servicio 2012-2013

En el cuadro a continuación se presenta un comparativo para los años 2012 y 2013 del comportamiento mensual del costo unitario de prestación del servicio de energía.

Gráfica 4.3.1. Costo Unitario de Prestación de Servicio Año 2012 y 2013



Fuente: Información Publicada por la ESP

El comportamiento del CU durante el 2013 fue relativamente estable presentado su mayor valor en el mes de Septiembre, \$383.4/kWh, sin embargo en el mes de Diciembre alcanzó los mismos niveles de Enero del mismo año cerca de \$367/kWh. Comparado con el promedio del CU observado durante el 2012, se tiene que en términos reales el CU se incrementó cerca de \$7/kWh.

Las componentes de generación, distribución y comercialización dentro del CU, tienen una participación que alcanza el 87%.

### 4.3.2. Comportamiento del CU para el prestador con respecto a su ADD durante el 2013

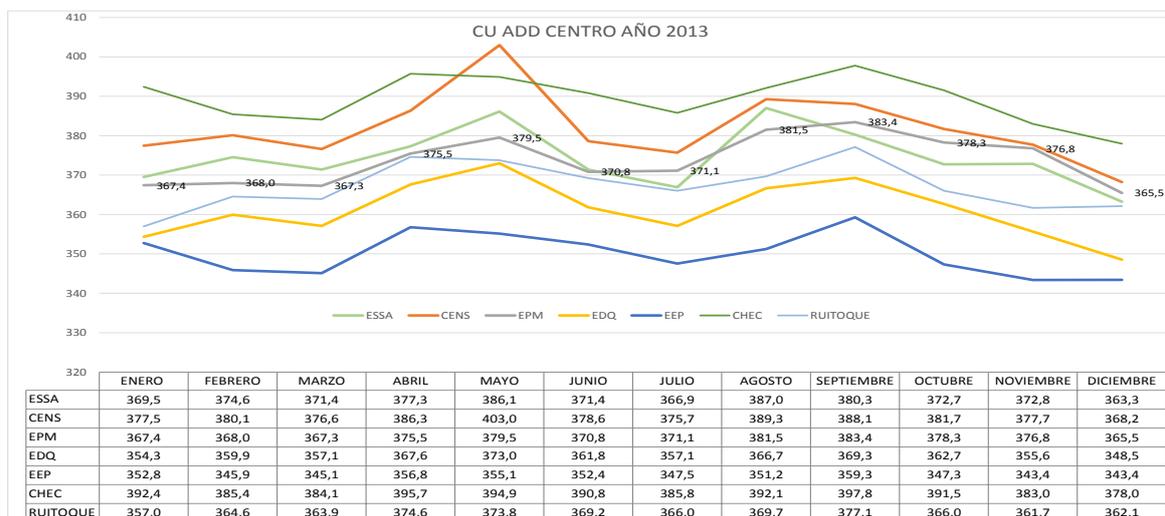
En el esquema de áreas de distribución por una parte se tienen los cargos por uso propios de cada operador de red y por la otra, se tiene el cargo unificado del área de distribución. En esta se observa que teniendo en cuenta el Dtun como referencia, dentro de un ADD, existirán agentes que se dispongan por encima y/o por debajo de la referencia, debido a que el cargo por uso de cada OR tiene una relación directamente proporcional con la cantidad de activos (infraestructura) que haya dispuesto para atender su demanda, a la inversión y al mantenimiento que se le realice a estos, la dispersión de su mercado y a la calidad del servicio prestado.

Para este esquema, aquellos agentes que se encuentran por debajo del Dtun se conocen como excedentarios ya que vía tarifa estos comercializadores deberán cobrar a sus usuarios el costo unitario de prestación del servicio Cu calculado con el Dtun y no con su Dt. Por lo tanto, al no aplicar su cargo, que es más bajo que el facturado, están recaudando excedentes pro-rata del consumo total facturado por cada nivel de tensión, los cuales deberán ser trasladados a los prestadores deficitarios.

Para el año 2013 se observa que el CU de EPM ESP se encuentra en la media comparado con el calculado por las otras empresas que forman parte del ADD centro, esto es: Electrificadora de Santander, Centrales Eléctricas de Norte de Santander, Empresa de Energía del Quindío, Empresa de Energía de Pereira, Central Hidroeléctrica de Caldas y Ruitoque.

Conforme lo anterior se concluye que el Dt de EPPMM está cercano al calculado para esta área de distribución.

Gráfica 4.3.2. Costo Unitario de Prestación de Servicio ADD Centro 2013



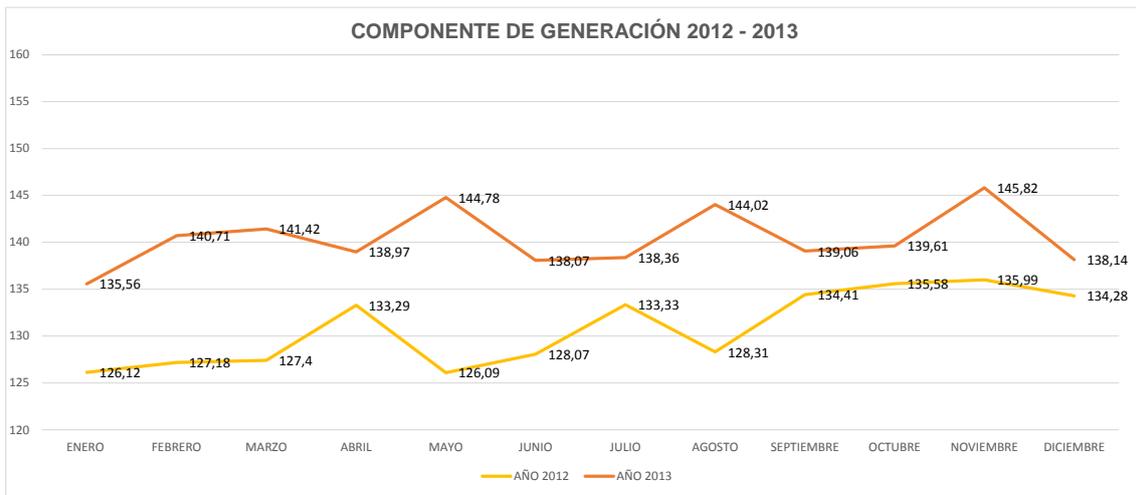
Fuente: Publicación de tarifas de las ESP del ADD Centro

### 4.3.3. Análisis por componente del CU para los años 2012-2013

#### 4.3.3.1. Componente Generación

A diferencia del comportamiento decreciente del CU durante 2012, el componente de compra de energía se presenta estable pero creciente tal como se muestra en la gráfica 4.3.3.1. Considerando que este componente representa cerca del 40% del Cu, este comportamiento brinda una alta estabilidad en el precio que percibe el usuario final.

Gráfico 4.3.3.1. Comparativo G 2012 – 2013

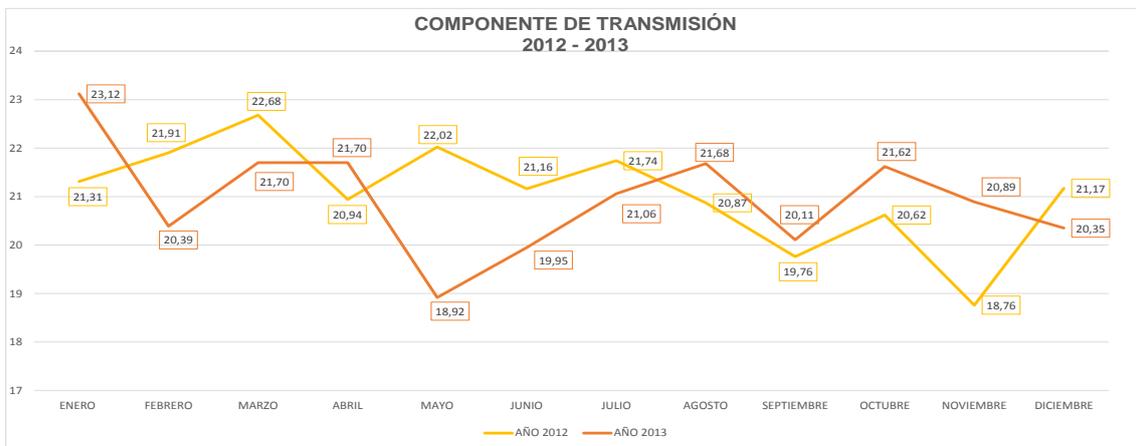


Fuente: Información Publicada por la ESP

#### 4.3.3.2. Componente de Transmisión

La gráfica 4.3.3.2, presenta el comportamiento de la componente de Transmisión T:

Gráfico 4.3.3.2. Comparativo T 2012 – 2013



Fuente: Información de la ESP – Publicada por XM

A partir de la entrada en vigencia de la resolución 157 de 2011, a partir de Julio de 2012, el LAC cambió la fecha de publicación de los cargos del STN y STR donde el insumo para el cálculo es la mejor información disponible, por lo que la información es publicada de manera actualizada, es decir, los cargos propios del mes m.

Al igual que el año 2012, durante el 2013 el prestador calculó su CU utilizando el T definido por XM, conforme lo definido por la normatividad regulatoria, presentando un comportamiento estable que oscilo en promedio \$3/kWh durante el año.

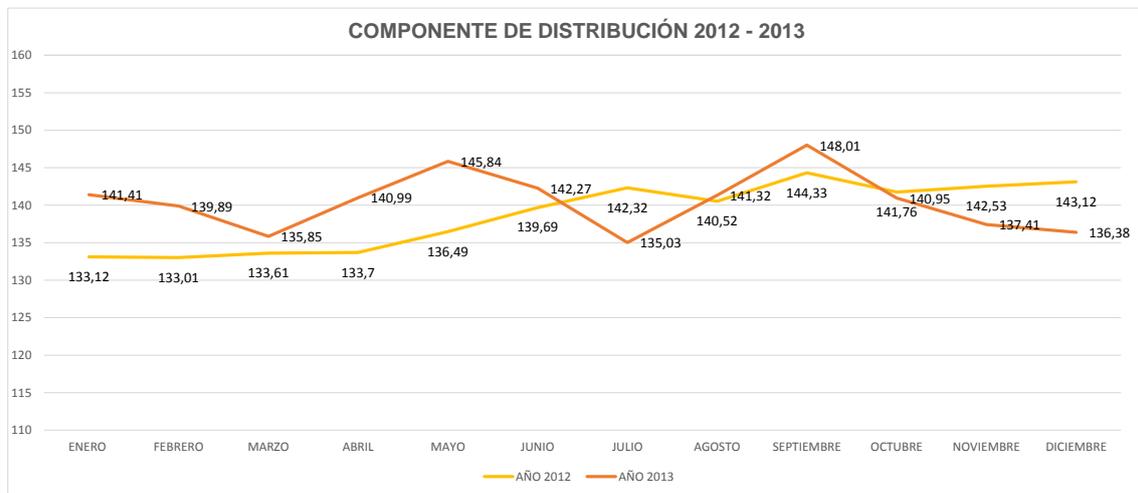
#### 4.3.3.3. Componente de Distribución D:

El Ministerio de Minas y Energía -MME mediante la Resolución 18 0574 del 17 de Abril de 2012, determinó el Área de Distribución Centro, de la cual hace parte Empresas Públicas de Medellín, buscando con ello la integración de varios prestadores con el fin de normalizar el componente de distribución -D de la tarifa regulada.

Los otros prestadores que hacen parte de la ADD Centro, son Electrificadora de Santander, Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. ESP, Empresa de Energía de Pereira S.A. ESP, Empresa de Energía de Quindío S.A. ESP, Ruitoque S.A. ESP y Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. ESP

En la gráfica a continuación se muestra el comportamiento de este componente a lo largo del 2013 comparado con su comportamiento durante el 2012.

Gráfico 4.3.3.3. Comparativo D 2012 – 2013



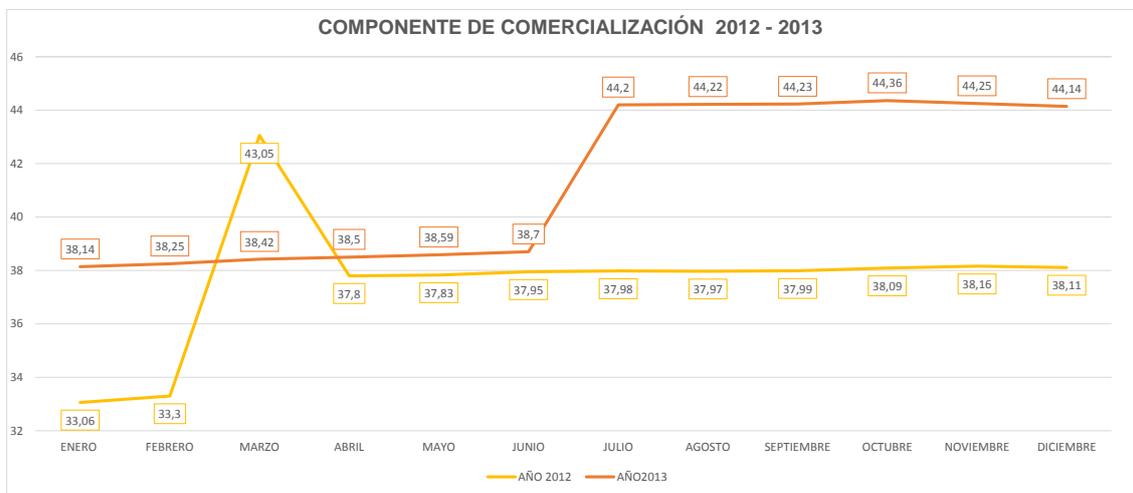
Fuente: Información Publicada por la ESP

#### 4.3.3.4. Componente de Comercialización

Se mantiene la tendencia creciente de este componente, similar a la observada durante el 2012, donde se muestra estable siguiendo la tendencia propia del índice de precios al consumidor IPC. No obstante, muestra un pico de 44,02 \$/kWh en el mes de Julio de 2013, lo que significó un incremento de aproximadamente 6 \$/kWh con relación al mes de Junio.

Sin embargo, para el segundo semestre se mantuvo constante alrededor de \$44/kWh.

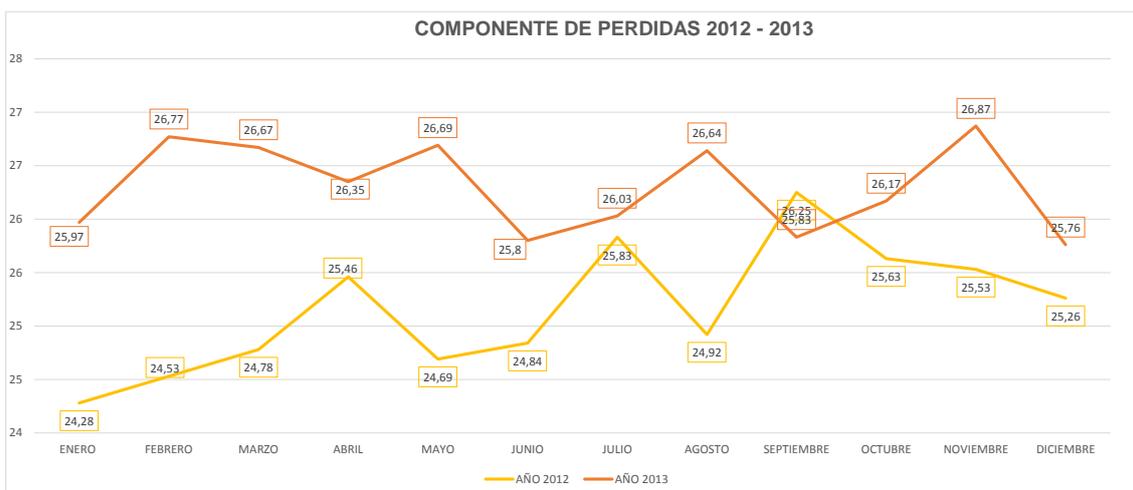
Gráfico 4.3.3.4. Comparativo C 2012 – 2013



#### 4.3.3.5. Componente de Pérdidas

Dado que la componente de pérdidas es una función directa de las componentes de Generación y Transmisión, las variaciones parciales evidenciadas durante el año en estas variables, dan como resultado una variación promedio respecto del año inmediatamente anterior de 4.29%.

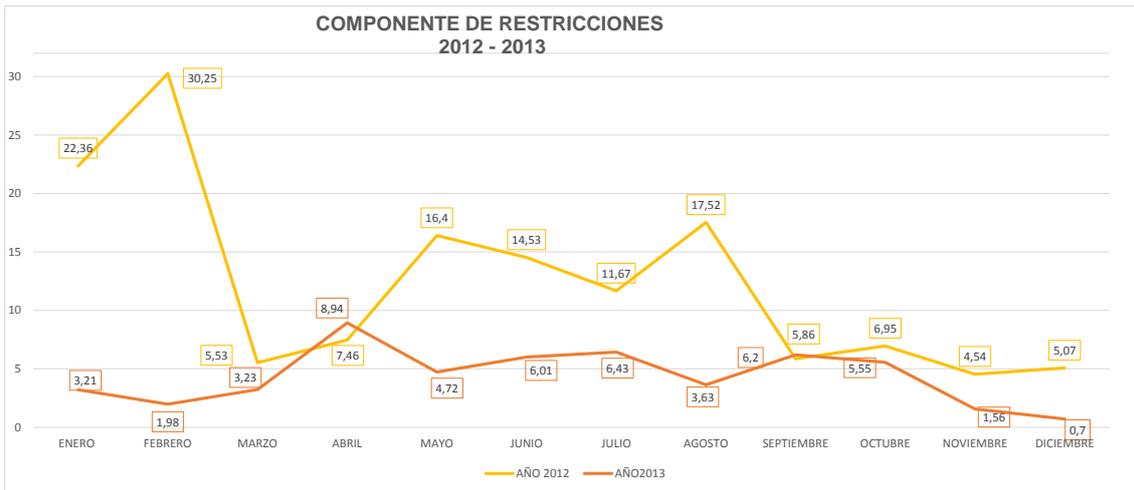
Gráfico 4.3.3.5. Comparativo Pr 2012 – 2013



#### 4.3.3.6. Componente de Restricciones

Durante el 2013 se observa una tendencia decreciente de este componente llegando a niveles que no alcanzan \$1/kWh, comportamiento mucho más estable que el sucedido en 2012.

Gráfico 4.3.3.6. Comparativo R 2012 – 2013



En términos generales, la mayor participación en el CU la tienen las componentes de compra de energía y los cargos de distribución, sin embargo, dado que la variable G junto con el transporte TM, la comercialización CV y las pérdidas PR son relativamente estables, el comportamiento final del costo unitario de prestación del servicio lo definen la Distribución Dt y las Restricciones RM.

#### 4.3.3.7. Porcentaje de participación por componente en el CU

En el cuadro a continuación se presenta la participación de cada uno de los componentes tarifarios en la definición del costo unitario de prestación del servicio.

Tabla 4.3.3.7. Participación por componente

Participación por componente en el CU - 2013													
Período	G		T		P		D		C		R		CU
1	135,56	37%	23,12	6%	25,97	7%	141,41	38%	38,14	10%	3,21	1%	367,41
2	140,71	38%	20,39	6%	26,77	7%	139,89	38%	38,25	10%	1,98	1%	367,99
3	141,42	39%	21,7	6%	26,67	7%	135,85	37%	38,42	10%	3,23	1%	367,29
4	138,97	37%	21,7	6%	26,35	7%	140,99	38%	38,5	10%	8,94	2%	375,45
5	144,78	38%	18,92	5%	26,69	7%	145,84	38%	38,59	10%	4,72	1%	379,54
6	138,07	37%	19,95	5%	25,8	7%	142,27	38%	38,7	10%	6,01	2%	370,8
7	138,36	37%	21,06	6%	26,03	7%	135,03	36%	44,2	12%	6,43	2%	371,11
8	144,02	38%	21,68	6%	26,64	7%	141,32	37%	44,22	12%	3,63	1%	381,52
9	139,06	36%	20,11	5%	25,83	7%	148,01	39%	44,23	12%	6,2	2%	383,44
10	139,61	37%	21,62	6%	26,17	7%	140,95	37%	44,36	12%	5,55	1%	378,26
11	145,82	39%	20,89	6%	26,87	7%	137,41	36%	44,25	12%	1,56	0%	376,81
12	138,14	38%	20,35	6%	25,76	7%	136,38	37%	44,14	12%	0,7	0%	365,47
Promedio	140,38	38%	20,96	6%	26,30	7%	140,45	38%	41,33	11%	4,35	1%	373,76

Fuente: Publicaciones prestador - Cálculos DTGE

Cerca del 76% del CU, está determinado por los componentes de generación y distribución; sin embargo su comportamiento es relativamente estable a lo largo del año, mientras que los componentes de comercialización y restricciones aunque, representan un porcentaje más bajo en la definición del CU, presentan una mayor variación durante el año.

#### 4.3.4. Evolución de las tarifas 2013

Las tarifas analizadas en este numeral corresponden a las publicadas mensualmente por el prestador durante el año 2013 y corresponden a las publicadas en los años 2012 y 2013 por las empresas comercializadoras de energía eléctrica, las cuales incluyen los cargos por uso de los sistemas de distribución local para redes aéreas del nivel de tensión I, con activos 100% propiedad de la empresa.

En la gráfica a continuación se observa la tarifa aplicada por EPM ESP a cada estrato durante el año 2013; en el límite superior se reflejan las tarifas de estrato 4 y van descendiendo hasta el estrato 1 en el límite inferior.

Es así que para Enero la tarifa aplicada fue de 367.41 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 150,57 \$/kWh, asignado un subsidio del 59% para este periodo.

Gráfica 4.3.4 Tarifas mensuales durante el 2013 por estrato



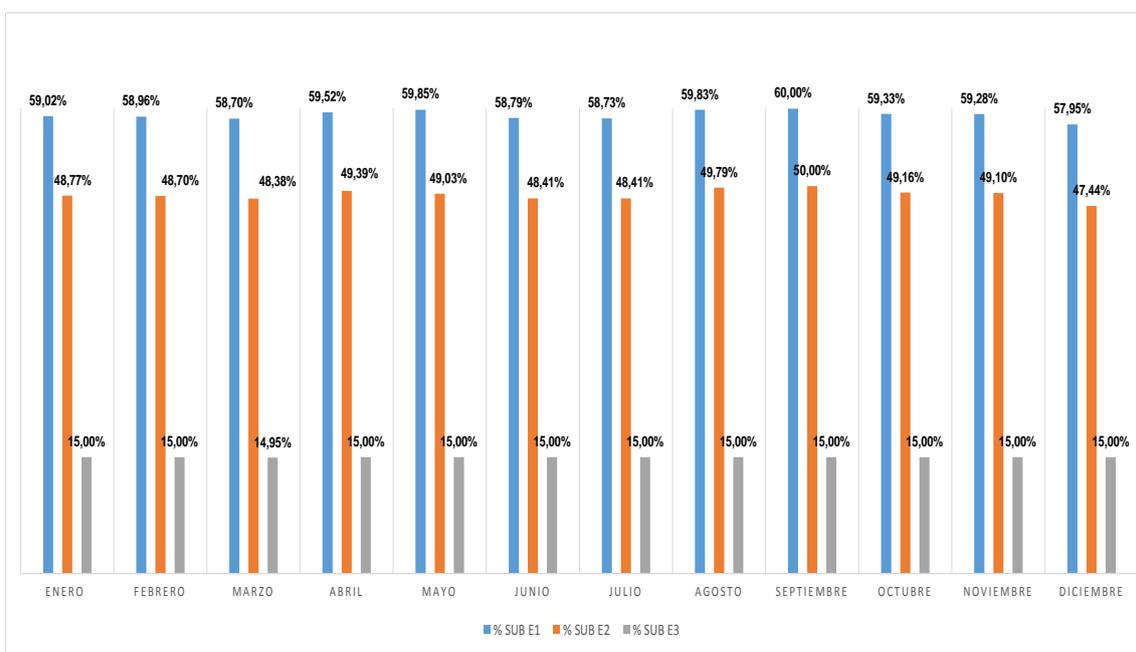
Fuente: Información Publicada por la ESP

De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que el resultado de las variaciones mensuales fue una disminución del 1% en la tarifa.

#### 4.3.4.1. Subsidios aplicados durante el 2013

Los porcentajes de subsidios aplicados por el prestador no superaron los topes establecidos en la Ley, los estratos 1, 2 y 3 son subsidiados hasta con el 60%, 50% y 15% respectivamente.

Gráfica 4.3.4.1 Subsidios aplicados 2013



#### 4.6. Subsidios y Contribuciones

En la tabla 4.6. se presenta un comparativo entre los subsidios otorgados y contribuciones recaudadas para los años 2012 y 2013, de acuerdo con la información reportada al SUI por el prestador.

Tabla 4.6. Subsidios y contribuciones reportados al SUI

<b>Estrato/Sector</b>	<b>AÑO 2012</b>	<b>AÑO 2013</b>
Estrato 1	75.522.258.710	81.322.496.795
Estrato 2	144.304.288.802	148.483.851.582
Estrato 3	33.158.674.081	34.196.690.178
<b>Total Subsidios</b>	<b>252.985.221.593</b>	<b>264.003.038.555</b>
Estrato 4	6.645.010	747.226
Estrato 5	13.851.440.179	14.080.046.488
Estrato 6	7.228.464.063	7.363.173.921
Industrial	34.877.529.152	24.341.957.629
Comercial	111.405.344.399	115.396.851.092
Otros	126.179.803	130.925.990
<b>Total Contribuciones</b>	<b>167.495.602.606</b>	<b>161.313.702.347</b>
<b>Déficit</b>	<b>-85.489.618.987</b>	<b>-102.689.336.209</b>
Fuente: SUI - Cálculos SSPD		

En los usuarios regulados el comportamiento del balance fue deficitario, debido a que la mayoría de la población atendida por el prestador en este mercado pertenece a los estratos 1 y 2, los cuales tienen derecho a un subsidio máximo del 60% y 50% respectivamente. De otra parte los recursos procedentes de los aportes solidarios, se han disminuido para el caso de los usuarios del sector industrial a partir de la los Decretos 2915 y 4955 del 2011 expedidos por MME, situación que ha incrementado la brecha entre los subsidios otorgados y los recursos para cubrirlos provenientes del FSSRI.

De acuerdo con la información reportada al SUI, el déficit del prestador se incrementó 16%, cerca de \$17.199 millones entre los años 2012 y 2013. La empresa otorgó durante el 2013 subsidios cercanos a \$264.000 millones, de los cuales el 56% (\$148.483 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 2, 31% al estrato 1 (\$81.322 millones) y por último 13% a los usuarios del estrato 3 (\$34.196 millones), además facturó contribuciones por un valor total de \$161.313 millones los cuales fueron en su mayoría (72%) del sector comercial (\$115.396 millones), los aportes de los usuarios del estrato 5 y 6 representan cerca del 11% de los aportes totales.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$102.689 millones de pesos, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$264.000 millones y recaudar un total de \$161.313 millones por concepto de contribución.

## **8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### Conclusiones Tarifarias

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, junto con los ingresos de transmisión que se recaudan mediante el cobro de unos cargos por uso del STN, que son pagados por los comercializadores del SIN (demanda) y los de distribución y comercialización, permite a la empresa atender sus obligaciones a corto y mediano y largo plazo.

Los indicadores de liquidez, endeudamiento y rentabilidad muestran que EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E. S. P. en la prestación del servicio de energía, cuenta con una situación financiera óptima generando recursos suficientes para cubrir todos los costos y gastos requeridos, dejando una utilidad considerable para sus inversores.

En el tema tarifario se concluye que:

Durante el 2013, las tarifas presentaron un comportamiento relativamente estable, el costo unitario de prestación promedio fue de \$374/kWh.

La mayor participación en el CU la tienen las componentes de compra de energía y los cargos de distribución, sin embargo, dado que la variable G junto con el transporte TM, la comercialización CV y las pérdidas PR son relativamente estables, el comportamiento final del costo unitario de prestación del servicio lo definen la Distribución Dt y las Restricciones RM.

El prestador continúa presentando un comportamiento deficitario en su estructura de subsidios y sobreprecios. Situación que se acentúa a partir de la expedición de los Decretos 2915 y 4955 del 2011 expedidos por MME cuya aplicación disminuyó los recursos por aportes solidarios provenientes de los usuarios industriales.

No obstante lo anterior, y a diferencia de otros sectores los déficit de la estructura tarifaria de la empresa son atendidos a través del Presupuesto Nacional. Para el 2013, la empresa presentó un déficit de \$102.689 millones.