

# INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.



Libertad y Orden

**Prosperidad  
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS  
COMBUSTIBLE**

**DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA  
Bogotá, Junio de 2013**

# INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN S.A. E.S.P.

## ANÁLISIS AÑO 2013

### 1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

**Empresas Públicas de Medellín E.S.P.** se constituyó en el año 1955 para desarrollar las actividades de **Generación, Transmisión, comercialización y distribución de Energía Eléctrica**. La empresa presenta un capital fiscal de \$ 51.048.749 y tiene su sede principal en la ciudad de **Medellín**. Su última actualización en RUPS aprobada fue el día Enero 30 de 2013.

*Tabla 1.1. Datos Generales*

Tipo de sociedad	Empresa Industrial y Comercial del Estado
Razón social	Empresas Publicas de Medellín E.S.P.
Sigla	EE.PP.M. E.S.P.
Nombre del gerente	Calle Restrepo Juan Esteban

*Fuente: SUI*

### 2. ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

#### 2.1 Balance General

*Tabla 2.1 Balance General*

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
<b>Activo</b>	<b>\$23.947.284.355.218</b>	<b>\$23.229.402.460.855</b>	<b>3,09%</b>
Activo Corriente	\$1.855.528.519.548	\$1.517.817.993.444	22,25%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$6.928.973.948.803	\$6.697.180.848.352	3,46%
Inversiones	\$5.533.849.974.288	\$5.883.127.487.763	0,00%
<b>Pasivo</b>	<b>\$6.715.994.591.415</b>	<b>\$6.857.316.166.331</b>	<b>-2,06%</b>
Pasivo Corriente	\$999.705.464.355	\$1.463.110.162.002	-31,67%
Obligaciones Financieras	\$0	\$0	NA
<b>Patrimonio</b>	<b>\$17.231.289.763.803</b>	<b>\$16.372.086.294.524</b>	<b>5,25%</b>
Capital fiscal	\$51.048.749	\$51.048.749	0,00%

*Fuente: SUI*

Para el año 2012 los activos de la empresa ascienden a \$ 23.947.284 millones, presentando un incremento de 3,09% con respecto al año anterior, sustentado principalmente en la ampliación de los otros activos que crecieron en un 7,11% colocándose en \$ 9.509.209 millones, de los cuales las valorizaciones son las que presentan el mayor aumento de \$ 563.985 millones.

En la verificación del activo se observa un decrecimiento de 5,94% de las inversiones, ubicadas para el año 2012 en \$ 5.333.849, este descenso está sustentado con el menor valor de inversiones patrimoniales en controlantes las cuales pasaron de \$4.891.172 millones a \$ 4.272.468 millones para el año 2012.

La cartera del servicio corresponde al 2,81% del activo, representado \$ 660.263 millones de cuentas por cobrar servicio y \$ 11.911 millones Subsidios del servicio de energía.

Las propiedades planta y equipo crecieron en 3,46%, posicionándose en \$ 6.928.973 millones, entre los cuales se destacan las plantas ductos y túneles con \$ 4.575.124 millones, las edificaciones con \$ 2.541.267 millones y redes líneas y cable \$ 1.657.246 millones, esta cuenta fue la que tuvo un mayor incremento con relación a la vigencia anterior de \$ 167.985 millones, la depreciación acumulada se situó en \$ 4.066.229 millones para la vigencia 2012

El pasivo disminuyó en 2,06% correspondiente a \$ 141.321 millones, ubicándose en \$ 6.715.994 millones, dentro del pasivo se evidencia variaciones de cuentas las cuales tuvieron tanto decrecimiento como aumento, este comportamiento es evidenciado de la siguiente manera:

Las obligaciones financieras, operaciones con crédito público se incrementaron en 7,28%, posicionándose en \$ 4.738.279 millones para la vigencia 2012, este mayor valor obedece al aumento de créditos de deuda pública externa a largo plazo, Banca Comercial las cuales pasaron de \$ 2.025.761 millones a \$ 2.555.688, reflejando un ascenso de \$ 529.926 millones.

Las cuentas por pagar revelan un decrecimiento de 48% pasando de \$ 918.025 millones a \$ 474.626 millones en el año 2011, este menor valor estuvo soportado por disminución de cuentas de acreedores en \$ 235.159 millones y Adquisición de bienes y servicios en \$ 116.127 millones. Situándose esta cuenta para el 2012 en \$ 135.272 millones.

Las obligaciones laborales presentaron un crecimiento de \$ 2.268 millones, para ubicarse en el 2012 con \$ 78.153 millones, el incremento estuvo soportado por el aumento de pensiones por pagar de \$ 37 millones y salarios y prestaciones sociales \$ 2.231 millones, ubicada esta cuenta en \$ 78.012 millones para el año 2012

Lo pasivos estimados y provisiones reflejaron un menor valor del 8,30%, posicionándose en \$ 883.125 millones, en donde las provisiones para obligaciones fiscales reflejan el mayor descuento con \$ 103.411 millones, dentro del rubro de pasivos estimados y provisiones sobresalen las cuentas de provisión para bonos pensionales con \$ 258.913 millones y la provisión para pensiones con \$ 222.610 millones, estas cuentas representan el 54% del total de los pasivos estimados y provisiones.

El patrimonio presentó un incremento de 5,25% con respecto a 2011, posicionándose en \$ 17.231.289 millones para 2012, el cual se encuentra soportado por el crecimiento del superávit por valorización en \$ 563.985 millones y el aumento de resultados del ejercicio en \$ 103.655 millones.

Con relación a la estructura de capital de la Empresa, el 72% de los fondos son propios y el 28% restantes es aportado por acreedores.

## 2.2 Estado de Resultados

Tabla 2.2 Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$4.313.326.672.303	\$4.057.012.212.661	6,32%
COSTOS OPERACIONALES	\$2.114.987.071.406	\$1.929.074.624.289	9,64%
GASTOS OPERACIONALES	\$877.388.078.761	\$906.682.296.013	-3,23%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$1.320.951.522.136	\$1.221.255.292.359	8,16%
OTROS INGRESOS	\$655.271.082.204	\$476.029.832.895	37,65%
OTROS GASTOS	\$545.367.074.191	\$370.084.766.080	47,36%
GASTO DE INTERESES	\$329.959.161.265	\$280.744.027.342	17,53%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$1.430.855.530.149	\$1.327.200.359.174	7,81%

Fuente: SUI

Los ingresos operacionales corresponden a las actividades de generación, transmisión, comercialización y distribución, estos para el 2012 fueron de \$ 4.057.012 millones, presentando un aumento del 6,24% con respecto al 2011, el comportamiento de los ingresos estuvo reflejado de la siguiente manera: la generación participa con el 26% equivalente a \$ 1.326.046 millones, la Transmisión con 1,63% \$ 81.043 millones, la distribución el 3,89% \$ 193.443 millones y la comercialización que es el negocio con mayor participación del 52,60% sobre los ingresos operacionales, equivalente a \$ 2.613.475 millones.

En cuanto a los Costos Operacionales, estos representan el 49,03% de los Ingresos Operacionales, los cuales aumentaron en 9,64% con respecto al año anterior, pasando de \$ 1.929.074 millones a \$ 2.114.987 millones, en donde los costos, bienes y servicios para la venta representan el 57% del total de los costos de producción, sobresaliendo en esta cuenta las compras de energía en bolsa con una participación del 22% equivalente a \$ 460.742 millones, el uso de líneas redes y cables con el 20% \$423.778 millones y las compras de energía en bloque y/o largo plazo 14% \$ 304.958 millones.

Los gastos aumentaron 11,43%, pasando de \$ 1.276.767 millones a \$ 1.422.755 millones, de los cuales los gastos administrativos corresponden al 31%, las provisiones depreciaciones y amortizaciones el 31% quedando los otros gastos con una participación del 38% del total de los gastos de la compañía

Los gastos de administración ascendieron 18,46% equivalente a \$ 68.335 millones para ser posicionados en \$ 438.569 millones, este incremento estuvo atado al mayor valor contabilizado en los gastos generales estudios y proyectos, que tuvieron un crecimiento de \$ 39.981 millones y los impuestos y contribuciones que se ubicaron en \$ 16.199 millones, cuenta que no tuvo saldo en la vigencia 2011.

La cuenta de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento se redujo en \$ 97.629 millones, ubicándose en el año 2012 en \$ 438.818 millones, este descenso se produjo principalmente como consecuencia del descenso de las provisiones para

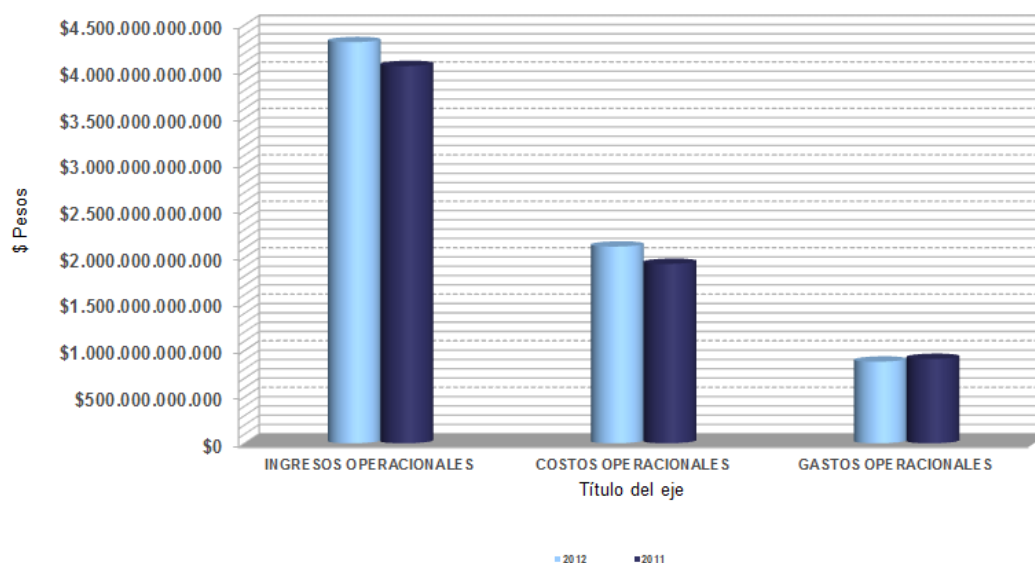
obligaciones fiscales (impuesto de renta y complementarios), que pasaron de \$ 425.694 millones en el 2011 a \$ 329.326 millones en el 2012.

En 2012 la Empresa obtuvo utilidades operacionales por \$ 1.320.951 millones, teniendo un aumento con respecto al 2011 del 8,16%, año en el que se ubicaba en \$ 1.221.255 millones, este aumento está relacionado por el incremento en los ingresos operacionales y el descenso en los gastos operacionales.

Los Ingresos no operacionales fueron de \$ 655.271 millones presentando un ascenso de 37,65%, producto del mayor valor por ajuste en diferencia en cambio de \$ 108.098 millones y un incremento de la utilidad por el método de participación \$ 39.882 millones; los ingresos financieros tuvieron un aporte de \$ 142.403 millones para el 2012, \$ 24.548 millones más que el 2011.

Los Gastos No Operacionales en 2012 ascendieron a \$ 545.367 millones, aumentando 47,36% con respecto al año anterior, de los cuales los gastos financieros (intereses y comisiones) son los de mayor representación con \$ 336.800 millones.

*Gráfica 2.1 Ingresos, costos y gastos operacionales*



Fuente SUI

## 2.3 Indicadores Financieros

Tabla 2.3 Indicadores Financieros

INDICADORES	2012	2011
<b>INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN</b>		
Razón Corriente – Veces	1,9	1,0
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	57,6	61,3
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	26,5	53,5
Activo Corriente Sobre Activo Total	7,75%	6,53%
<b>INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO</b>		
Nivel de Endeudamiento	28,0%	29,5%
Patrimonio Sobre Activo	72,0%	70,5%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	14,9%	21,3%
Cobertura de Intereses – Veces	5,8	6,7
<b>INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD</b>		
Ebitda	1.937.542.894.094	1.953.085.778.432
Margen Operacional	44,9%	48,1%
Rentabilidad de Activos	8,1%	8,4%
Rentabilidad de Patrimonio	11,7%	12,5%

Fuente: SUI

### Liquidez

La razón corriente de la Empresa para el año 2012 es 1,9 veces, indicador que presenta un incremento de 0,9 veces con respecto anterior, esto indica que la Empresa cuenta con los recursos para cumplir con sus obligaciones a corto plazo. Los Activos corrientes con los que cuenta la Empresa en su mayoría están concentrados en deudores, de los cuales las cuentas por cobrar del servicio son el 30% y los subsidios corresponden al 1%.

Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar presentó una disminución de 3,7 días pasando de 61,3 días en 2011 a 57,6 días en 2012, esta rotación presenta una leve mejoría del indicador situándolo muy cerca del referente establecido por la CREG

La Empresa tarda 26,5 días en realizar el pago de sus obligaciones, disminuyendo en 27 días con respecto al año anterior, en el cual se tardaba 53,5 días, esta disminución se evidenció en la cancelación de obligaciones de bienes y servicios y acreedores.

### Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para el año 2012 es de 28%, en el cual se evidencia una disminución de 1% con respecto al año anterior, el cual se ubicaba en 29,5%, como

consecuencia del descenso de las cuentas por pagar y los pasivos estimados y provisiones.

Por otro parte el 72% de los recursos con los que cuenta la Empresa para su funcionamiento son propios, porcentaje que aumento con respecto al 2011, debido a la reducción en el nivel de endeudamiento en 2012.

El Pasivo corriente representa el 15% del total de los Pasivos, el 85% restante pertenece a Pasivos de largo plazo, de los cuales el 78% corresponde a obligaciones financieras obligaciones de crédito público.

#### Rentabilidad

El EBITDA para el año 2012 fue de \$ 1.937.542 millones, el cual presentó un descenso de 0,80% con respecto al año anterior, este indicador presenta un valor aceptable independiente del leve descenso que tuvo en la vigencia 2012

El margen operacional en 2012 fue de 44,9%, presentando un decrecimiento de 3,22% con respecto al año 2011, como resultado del menor valor obtenido en el Ebitda

La rentabilidad de los Activos disminuyó 0,32% con respecto al año anterior ubicándose en 8,1%, la rentabilidad del patrimonio presentó un menor valor de 0,78% con respecto a la vigencia anterior, siendo de 11,7% para el año 2012.

### **3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS**

#### **3.1 Descripción de la infraestructura**

##### **3.1.1 Generación**

EPM E.S.P. tiene una importante participación en el mercado eléctrico colombiano con el 21,11% de la demanda atendida del país. De igual manera posee una capacidad efectiva neta del sistema de generación de energía de 3257,61 MW, incluidos los 660 MW de Porce III. El sistema de generación de energía se encuentra compuesto por:

##### **Hidroeléctricas**

EPM E.S.P. cuenta con 25 centrales hidroeléctricas de las cuales se pueden destacar:

Tabla 3.1 Centrales Hidroeléctricas

CENTRALES	CAPACIDAD (MW)	ENTRADA EN OPERACIÓN
Dolores	8,3 Efectiva	1999
Troneras	40 Efectiva	1964
Guadalupe III	270 Instalada	1962
Guadalupe IV	202 Efectiva	1985
Porce II	405 Efectiva	
Porce III	660 Efectiva	
Caracolí	2,6 Efectiva	1935
Riogrande I	19 efectiva	1951
Guatapé	560 Instalada	1971
Playas	201 Efectiva	
Rio Bajo	0,9 Efectiva	
Sonsón I	8,5 Efectiva	1965
Sonsón II	10 Efectiva	2001
La Herradura	19,8 Instalada	2004
Támesis	1,2 Efectiva	1953
La Vuelta	11,8 Instalada	2004
La Tasajera	306 Efectiva	1993
Piedras Blancas	5 Efectiva	1958
Ayurá	19 Instalada	1983
Niquía	19 efectiva	1993

Fuente. EPM E.S.P.

### Termoeléctrica

La central termoeléctrica La Sierra está localizada en el corregimiento La Sierra, municipio de Puerto Nare, en el departamento de Antioquia, orilla izquierda del río Magdalena. Su capacidad efectiva neta del ciclo combinado es de 460 MW, 294 MW en ciclo simple, en operación comercial desde 1998 y 166 MW en ciclo combinado, en operación comercial desde 2001. Es la de mayor eficiencia en generación térmica de Colombia, y la segunda en potencia.

### Parque Eólico

Se localiza en la región nororiental de la Costa Atlántica colombiana, entre las localidades del Cabo de la Vela y Puerto Bolívar, inmediaciones de Bahía Portete, en el municipio de Uribia.

Tiene una capacidad instalada de 19,5 MW de potencia nominal, con 15 aerogeneradores de 1,3 MW cada uno, sometidos a los vientos alisios que soplan casi todo el año en esta parte de la península, a un promedio de 9,8 metros por segundo. Las máquinas están distribuidas en dos filas de ocho y siete máquinas respectivamente, en un área aproximada de un kilómetro de largo en dirección paralela a la playa y 1,2 kilómetros de ancho al norte de la ranchería Kasiwolin y al occidente de la ranchería Arutkajui.

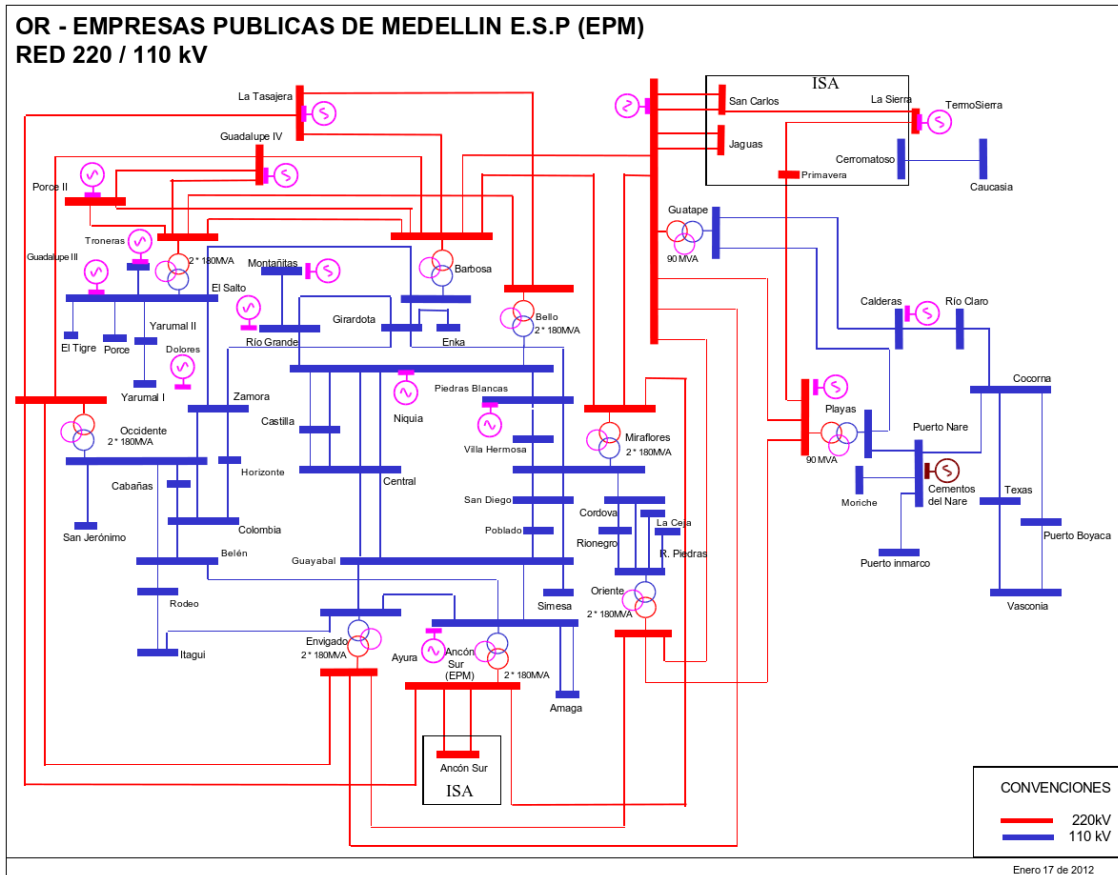
El parque entró en operación comercial plena el 19 de abril de 2004, y hace parte de un programa mayor para el aprovechamiento de la energía eólica en la Alta Guajira.



### 3.1.2 Transmisión y distribución

EPM E.S.P. entrega energía a 1.861.340 usuarios en 123 municipios de Antioquia y en un municipio del Chocó, en un área aproximada de 60.728 kilómetros cuadrados. Para brindar este servicio, la empresa cuenta con la siguiente infraestructura eléctrica:

Gráfica 3.1 Infraestructura Eléctrica



Fuente. PARATEC



Ítem	Proyecto	2011		2012	
		Cantidad de actividades	Avance	Cantidad de actividades	Avance
2	Conectar las viviendas rurales del departamento de Antioquia con el fin de alcanzar una cobertura cercana al 100% en el servicio de energía eléctrica al año 2016	0	–	83	57.00%
3	Conexiones al sistema de distribución de EPM	0	–	3	20.00%
4	Construcción de líneas del STR	3	86.50%	3	98.00%
5	Diseño, fabricación, ensamblaje, pruebas y puesta en operación de los equipos de control medida, protecciones, aux eléctricos y mecánicos, reguladores e instrumentación de la central Playas	1	12.00%	1	45.00%
6	El cumplimiento de distancias de seguridad de acuerdo con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), el mejoramiento del nivel de calidad de servicio, el blindaje de la red para disminuir conexiones fraudulentas y el cambio de elementos que presentan alto nivel de deterioro	126	Entre 78% y 100%	113	17.00%
7	Expansión de subestaciones con el fin de mejorar la calidad del servicio de energía	10	96.80%	9	17.00%
8	Expansión el sistema de alumbrado público en la ciudad con el fin de mejorar la seguridad en las vías públicas	1	100.00%	1	12.00%
9	Instalación de redes de uso general para conexión de nuevos clientes al SDL, medidores de balance de transformadores y montaje integral para la gestión de pérdidas no técnicas, redes para reducir el nivel de cargabilidad de circuitos que presentan niveles superiores a los criterios de diseño y planeación	114	Entre 98% y 100%	124	18.00%
10	Modernización Centro Regional de Control (CRC)	1	47.80%	1	98.00%
11	Reposición de subestaciones metropolitanas en el sistema atendido por EPM	7	56.00%	6	47.00%
12	Reposición de subestaciones rurales en el sistema atendido por EPM	18	100.00%	1	100.00%
13	Reposición por deterioro obsolescencia y baja calidad en el sistema de alumbrado público de la ciudad	1	100.00%	1	14.00%

Ítem	Proyecto	2011		2012	
		Cantidad de actividades	Avance	Cantidad de actividades	Avance
14	Reposición y rehabilitación de reguladores control instrumentación ss aux eléctricos y obras civiles de Sonsón I y II	1	20.00%	1	38.00%
15	Construcción de líneas del STN	4	56.40%	0	
16	Líneas de 110 kv para la construcción del proyecto Hidroituango	3	87.50%	0	–
17	Llevar el servicio de energía a las viviendas apartadas en Antioquia	102	100.00%	0	–
18	Modernización y automatización de subestaciones	8	34.50%	0	–
19	Nueva Línea de 110 kv	2	100.00%	0	
20	Proyecto de 660 MV de capacidad instalada con 4 unidades generadoras	4	0.68%	0	–
21	Rehabilitación y reposición de la central Riogrande I	1	2.00%	0	–

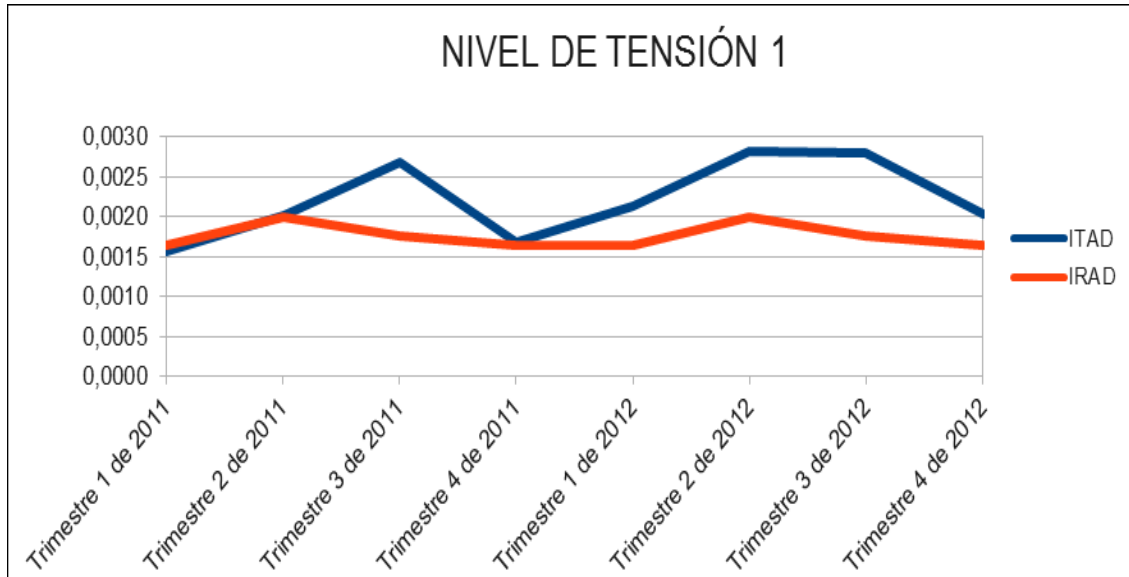
Fuente. SUI

### 3.3 Calidad del servicio

El IRAD es el índice de referencia de la calidad media, si el ITAD está por debajo del IRAD y su valor tiende a cero, se evidencia una mejora de la calidad; si por el contrario, el ITAD supera el IRAD se evidencia un deterioro de la calidad del servicio. Estos indicadores se miden para el nivel de tensión 1 y para el nivel de tensión 2 y 3 de manera agregada.

En relación al cumplimiento de la regulación actual sobre calidad media del servicio de distribución de energía eléctrica establecida por la CREG 097 de 2008, se evidencia que desde la entrada de EPM E.S.P. al esquema calidad, es decir, desde el primer semestre de 2011, la calidad del servicio presentó un comportamiento en donde el ITAD supera durante todo el año 2012 a su referencia, significando esto una deficiencia que deberá ser mejorada en los próximos años.

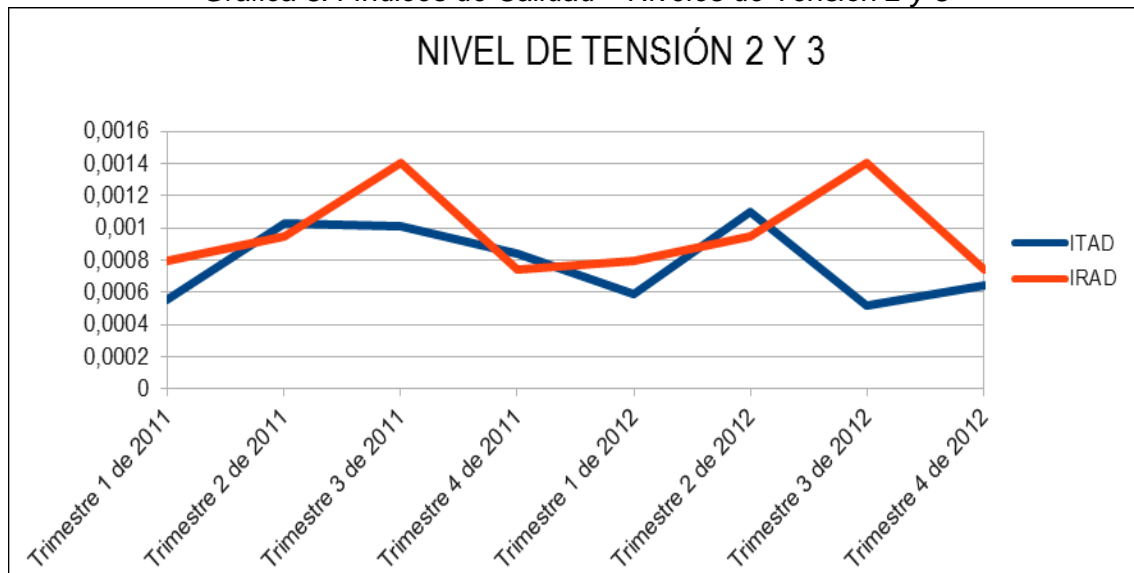
Gráfica 3.3 Índices de Calidad – Nivel de Tensión 1



Fuente. SUI

En el nivel de tensión agregado 2 y 3 la calidad del servicio presenta un mejor comportamiento en comparación con el nivel de tensión 1, ya que únicamente se observa un incumplimiento en cuanto al Índice de Referencia para un corto periodo de tiempo del segundo trimestre de 2012.

Gráfica 3.4 Índices de Calidad – Niveles de Tensión 2 y 3



Fuente. SUI

### 3.4 Calidad de la potencia

A solicitud de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, EPM E.S.P. efectuó mediciones de calidad de la potencia eléctrica, enviando a esta misma los resultados de las mediciones en archivos FTP, DAT, CEL Y DAC. Dentro de los

archivos solicitados se registra la información de voltaje, frecuencia, corriente y factor de potencia durante el periodo de medición.

Analizada la información entregada se evidenció que EPM E.S.P., presuntamente no cumple con los siguientes estándares o referencias establecidas en la regulación vigente:

- Estándares de Distorsión Armónica de Tensión en 9 puntos de los 527 medidos.
- Estándar o referencia del THDv en 3 puntos de 128 medidos.

#### 4. ASPECTOS COMERCIALES

##### Cantidad de suscriptores

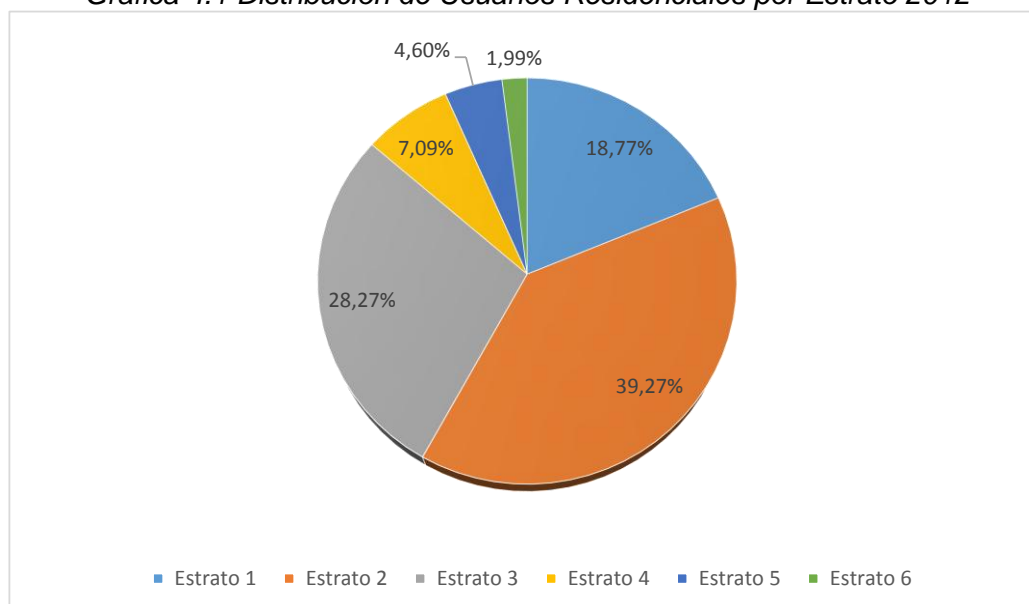
*Tabla 4.1. Número de Suscriptores 2012*

Sector	Número de suscriptores	Participación
Total Residencial	1.713.910	91,09%
Total No Residencial	167.743	8,91%
Total Suscriptores	1.881.653	100,00%

*Fuente: SUI*

En la Tabla 4.1 se observa que el número de suscriptores de las Empresas Públicas de Medellín para el año 2012 es de 1.881.653, de los cuales el 91.1% corresponde al sector residencial.

*Gráfica 4.1 Distribución de Usuarios Residenciales por Estrato 2012*



*Fuente: SUI*

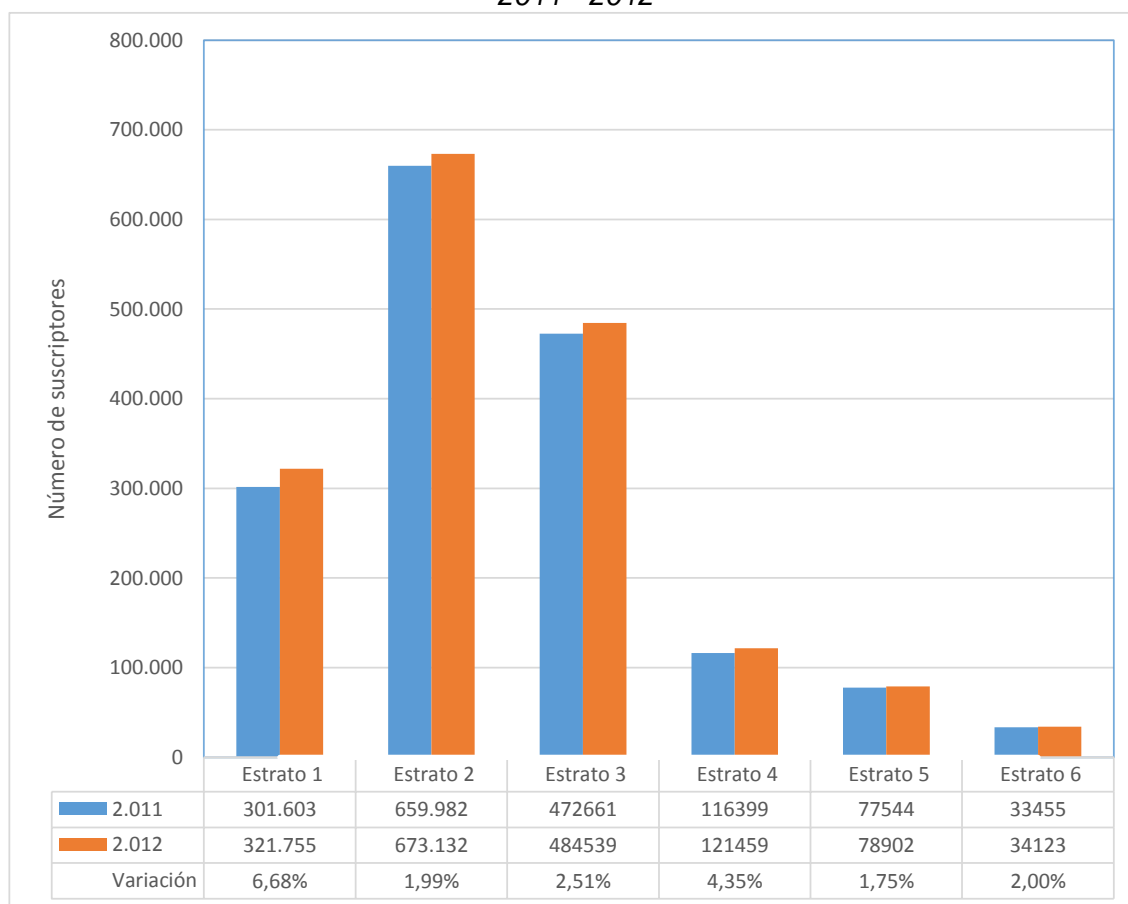
**Tabla 4.2 Número de Usuarios Residenciales por Estrato 2012**

Estrato	Número de suscriptores	Participación
Estrato 1	321.755	18,77%
Estrato 2	673.132	39,27%
Estrato 3	484.539	28,27%
Estrato 4	121.459	7,09%
Estrato 5	78.902	4,60%
Estrato 6	34.123	1,99%

Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1 y Tabla 4.2, se concluye que el 39.3% de los usuarios pertenece al estrato 2, el 28.3% al estrato 3, el 18.8% al estrato 1, y el 13.6% pertenece a los estratos 4, 5 y 6.

**Gráfica 4.2 Variación de Número de Usuarios Residenciales 2011 - 2012**



Fuente: SUI

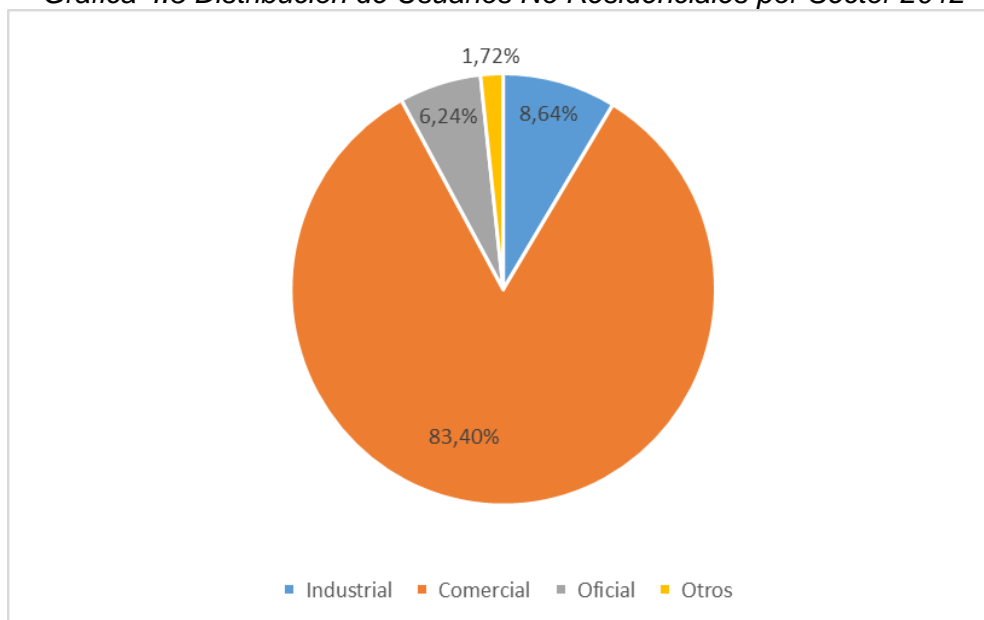
En la Gráfica 4.2 puede verse que en el año 2012 hubo incrementos en el número de usuarios residenciales comparados con el año anterior en todos los estratos. Los mayores incrementos se dieron en los estratos 1 y 4 con el 6.7% y el 4.4% de incremento, respectivamente.

*Tabla 4.3 Número De Usuarios No Residenciales por Sector 2012*

Sector	Número de usuarios	Participación
Industrial	14.493	8,64%
Comercial	139.902	83,40%
Oficial	10.467	6,24%
Otros	2.881	1,72%

*Fuente: SUI*

*Gráfica 4.3 Distribución de Usuarios No Residenciales por Sector 2012*

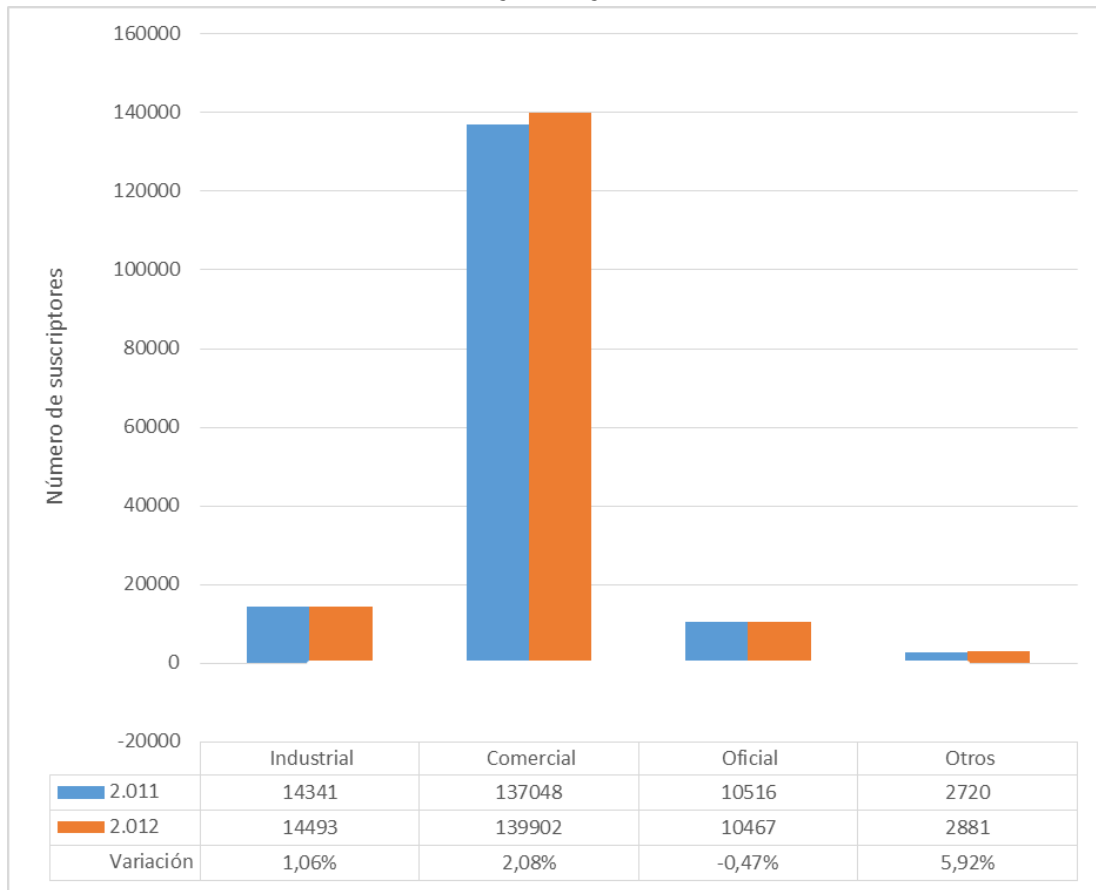


*Fuente: SUI*

En la Tabla 3 y Gráfica 3 puede verse que en cuanto a los usuarios no residenciales, el 83.4% corresponde al sector comercial, seguido del sector industrial, con el 8.6%, y del sector oficial con el 6.2%.



**Gráfica 4.4 Variación de Número de Usuarios No Residenciales por Sector 2011 - 2012**



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.4 se observa que en todos los sectores, con excepción del oficial, se incrementó el número de usuarios, con relación al año anterior. Los mayores incrementos ocurrieron en el sector otros con el 5.9%, y en el sector comercial, con el 2.1% de incremento anual.

Tabla 4.4 Distribución De Usuarios por Departamento

Departamento	USUARIO	AÑO	
		2.012	Participación
ANTIOQUIA	Total Residencial	1.712.081	99,89%
	Total No Residencial	167.110	99,62%
ATLANTICO	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	28	0,02%
BOLIVAR	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	18	0,01%
BOYACA	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	13	0,01%
CALDAS	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	12	0,01%
CASANARE	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	2	0,00%
CAUCA	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	5	0,00%
CESAR	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	7	0,00%
CHOCO	Total Residencial	1.496	0,09%
	Total No Residencial	192	0,11%
CORDOBA	Total Residencial	333	0,02%
	Total No Residencial	20	0,01%
CUNDINAMARCA	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	62	0,04%
D.C.	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	100	0,06%
HUILA	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	5	0,00%
MAGDALENA	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	10	0,01%
META	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	14	0,01%
NARIÑO	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	3	0,00%
NORTE DE SANTANDER	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	6	0,00%
QUINDIO	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	7	0,00%
RISARALDA	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	14	0,01%
SANTANDER	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	52	0,03%
SUCRE	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	4	0,00%
TOLIMA	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	15	0,01%
VALLE	Total Residencial		0,00%
	Total No Residencial	44	0,03%
Total Total Residencial		1.713.910	100,00%
Total Total No Residencial		167.743	100,00%

Fuente: SUI

En la Tabla 4.4 puede verse que el 99.9% de los usuarios están ubicados en el departamento de Antioquia.

*Tabla 4.5 Número de Usuarios Comparado con Colombia*

	Total Suscriptores Colombia	Número de usuarios	Participación
Total Suma - Estrato 1	2.737.327	321.755	11,75%
Total Suma - Estrato 2	4.317.969	673.132	15,59%
Total Suma - Estrato 3	2.375.182	484.539	20,40%
Total Suma - Estrato 4	746.906	121.459	16,26%
Total Suma - Estrato 5	290.667	78.902	27,15%
Total Suma - Estrato 6	181.398	34.123	18,81%
Total Suma - Industrial	46.971	14.493	30,86%
Total Suma - Comercial	627.674	139.902	22,29%
Total Suma - Oficial	53.919	10.467	19,41%
Total Suma - Otros	39.970	2.881	7,21%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.5 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al sector oficial con el 30.9%, al estrato 5, con el 27.2%, y al sector comercial con el 22.3%.

## Consumos

*Tabla 4.6 Consumo de kWh por Sector*

Sector	Kw H	Participación
Total Residencial	3.074.495.312	35,29%
Total No Residencial	5.637.620.972	64,71%
Total Suscriptores	8.712.116.284	100,00%

Fuente: SUI

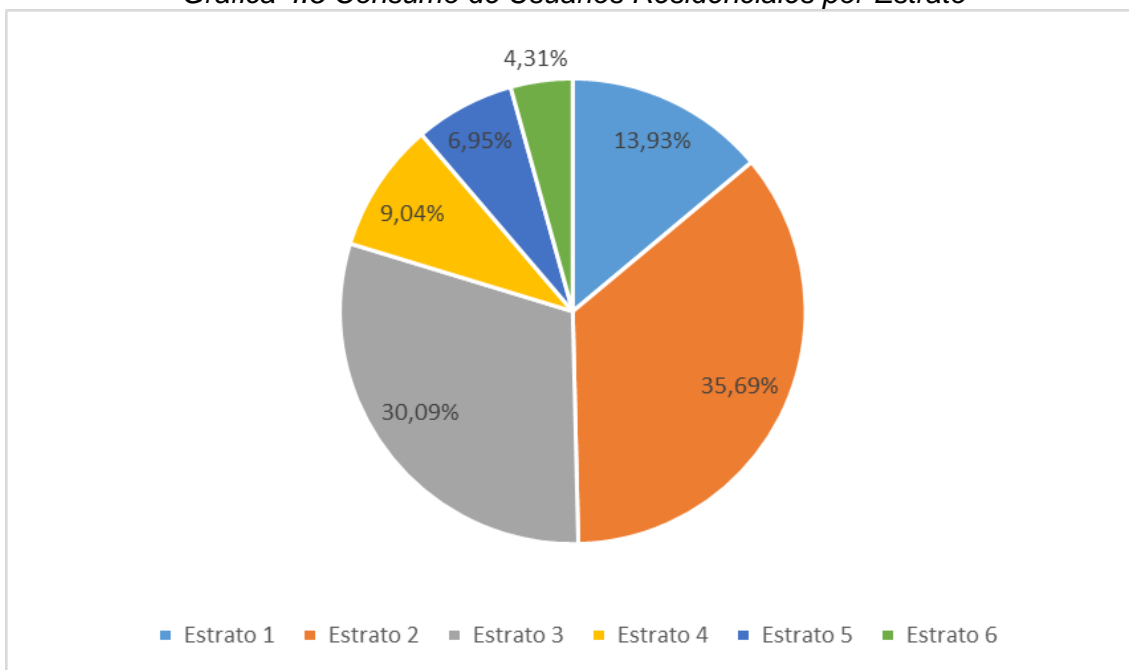
En la Tabla 4.6 se observa que el consumo de energía de los suscriptores de las Empresas Públicas de Medellín para el año 2012 es de 8.712.116.284 KWh, de los cuales el 35.3% corresponde al sector residencial, y el restante 64.7% corresponde al no residencial.

*Tabla 4.7 Consumo de KWh de Usuarios Residenciales por Estrato*

Estrato	Kw H	Participación
Estrato 1	428.277.585	13,93%
Estrato 2	1.097.245.376	35,69%
Estrato 3	925.044.956	30,09%
Estrato 4	277.787.210	9,04%
Estrato 5	213.669.935	6,95%
Estrato 6	132.470.250	4,31%

Fuente: SUI

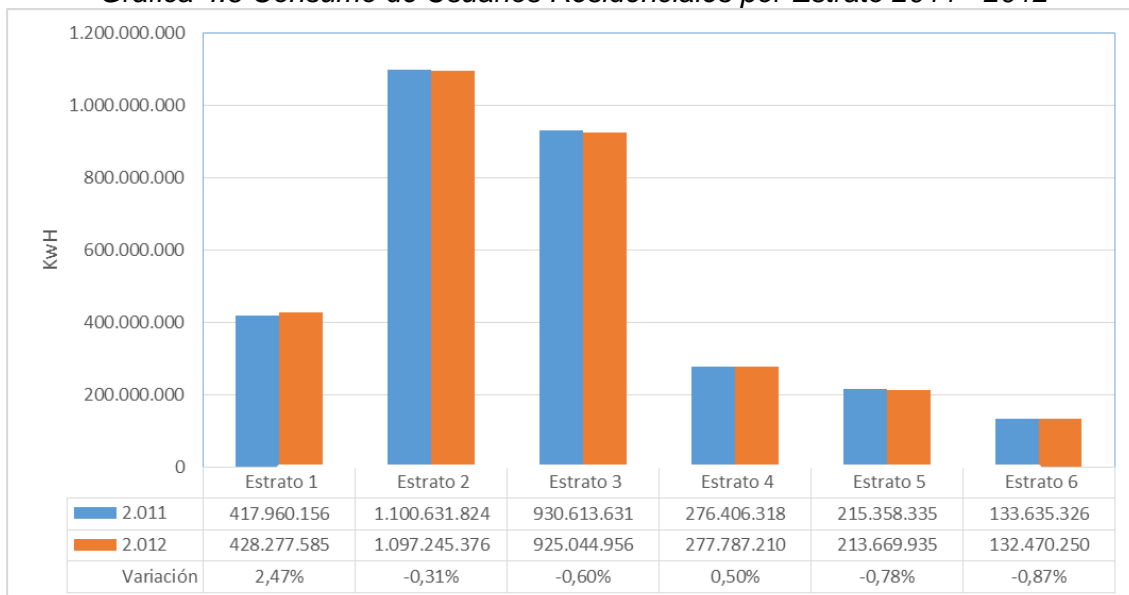
Gráfica 4.5 Consumo de Usuarios Residenciales por Estrato



Fuente: SUI

De la Gráfica 4.5 y Tabla 4.7, se concluye que el 66% del consumo de energía corresponde a usuarios de los estratos 2 y 3, el 23%, repartido en porcentajes similares entre los estratos 1, y 4, y el 11% restante entre los usuarios de los estratos 5 y 6.

Gráfica 4.6 Consumo de Usuarios Residenciales por Estrato 2011 - 2012



Fuente: SUI

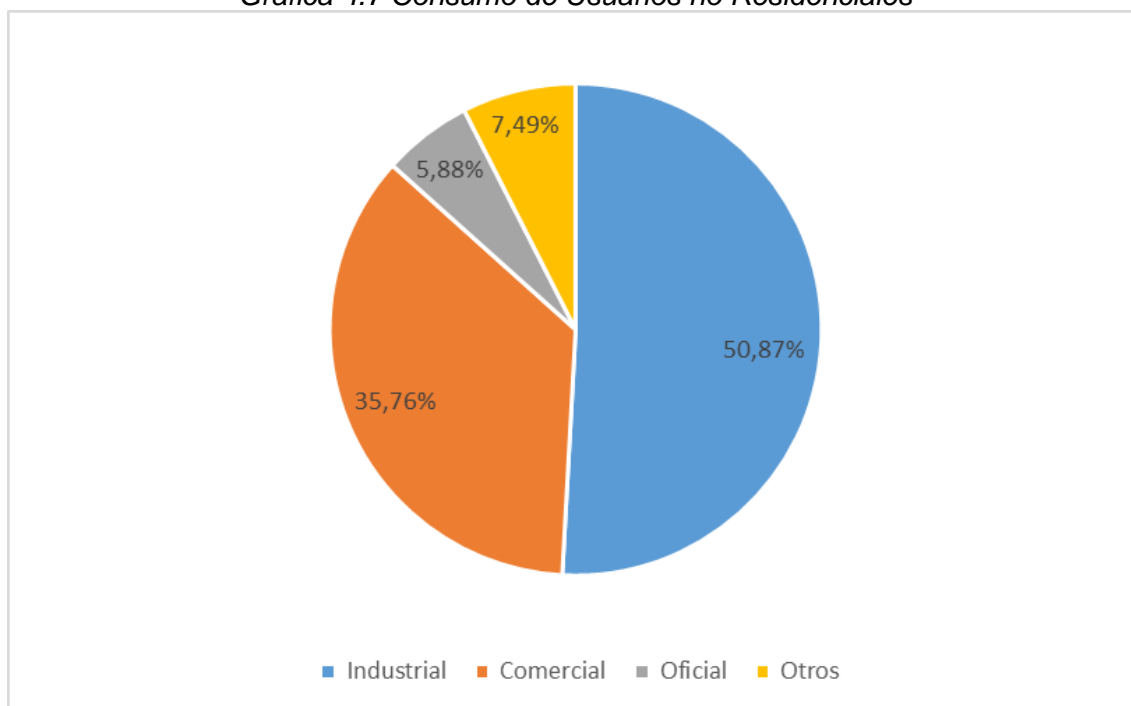
En la Gráfica 4.6 se observa que en el estrato 1 aumentó el consumo de energía en el año 2012 en comparación con el año anterior en el 2.5%. En los demás estratos las variaciones porcentuales fueron inferiores al 1%.

*Tabla 4.8 Consumo de KWh de Usuarios no Residenciales*

Sector	Kw H	Participación
Industrial	2.867.789.929	50,87%
Comercial	2.016.167.653	35,76%
Oficial	331.586.839	5,88%
Otros	422.076.551	7,49%

*Fuente: SUI*

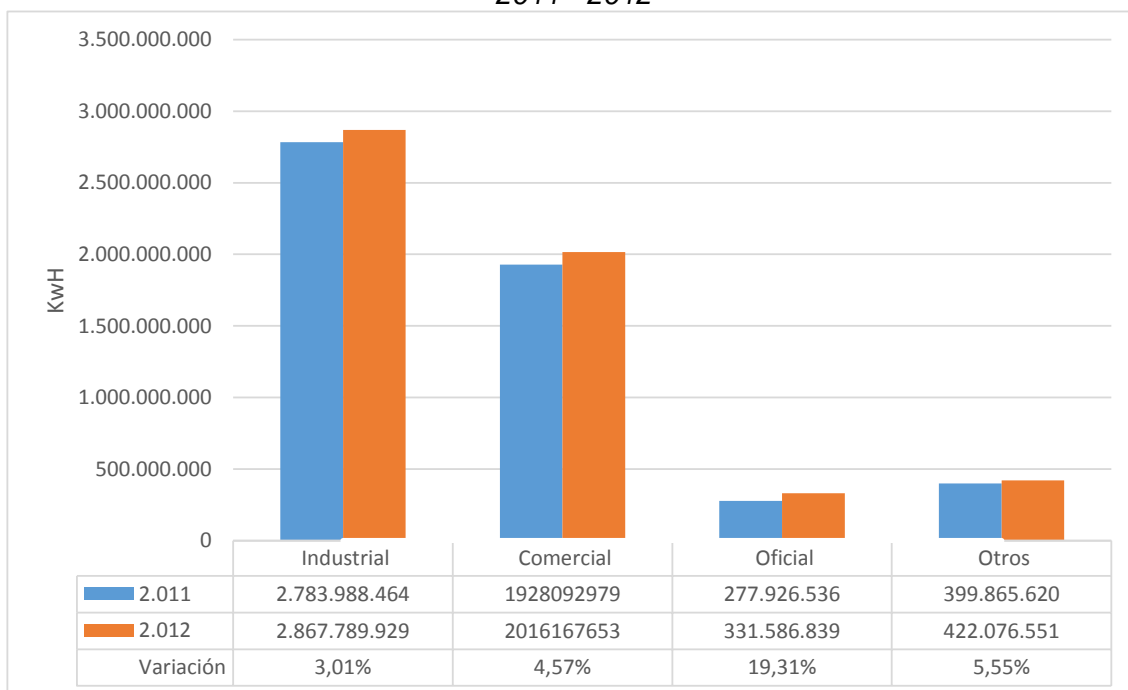
*Gráfica 4.7 Consumo de Usuarios no Residenciales*



*Fuente: SUI*

En la Tabla 4.8 y Gráfica 4.7 puede verse que en cuanto al consumo de los usuarios no residenciales, el 50.9% corresponde al sector industrial, seguido del sector comercial con el 35.8%.

Gráfica 4.8 Consumo de Usuarios No Residenciales  
2011 - 2012



Fuente: SUI

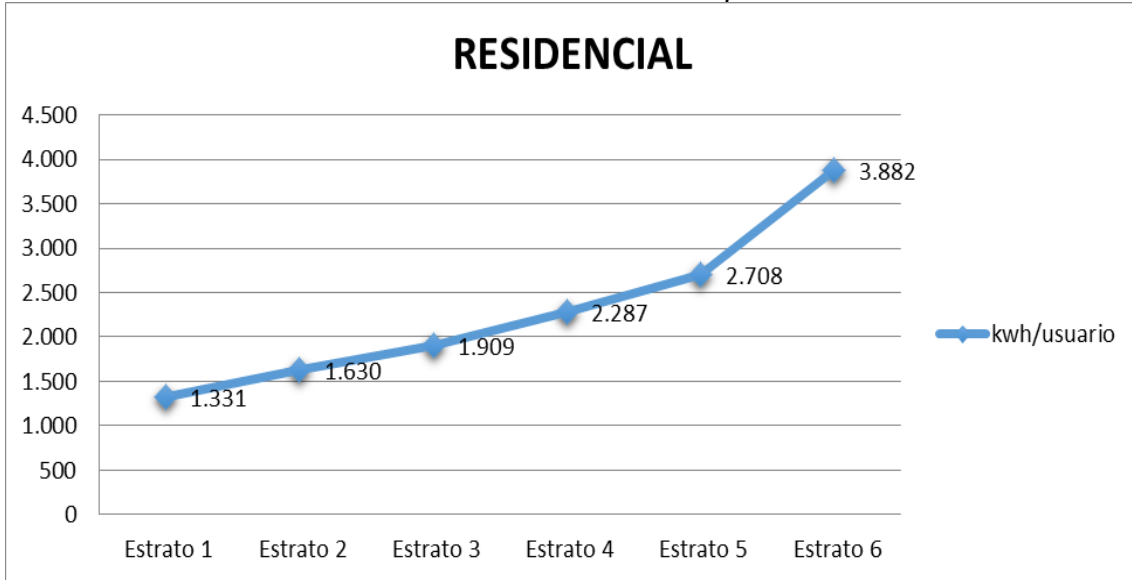
En la Gráfica 4.8 se observa que en todos los sectores aumentó el consumo de los usuarios, con relación al año anterior. Los mayores incrementos se presentaron en el sector oficial y en otros, con en el 19.3% y el 5.6% respectivamente.

Tabla 4.9 Consumo de kWh Promedio Anual por Usuario

Estrato	Número de suscriptores	Kw H	kwh/usuario
Estrato 1	321.755	428.277.585	1.331
Estrato 2	673.132	1.097.245.376	1.630
Estrato 3	484.539	925.044.956	1.909
Estrato 4	121.459	277.787.210	2.287
Estrato 5	78.902	213.669.935	2.708
Estrato 6	34.123	132.470.250	3.882

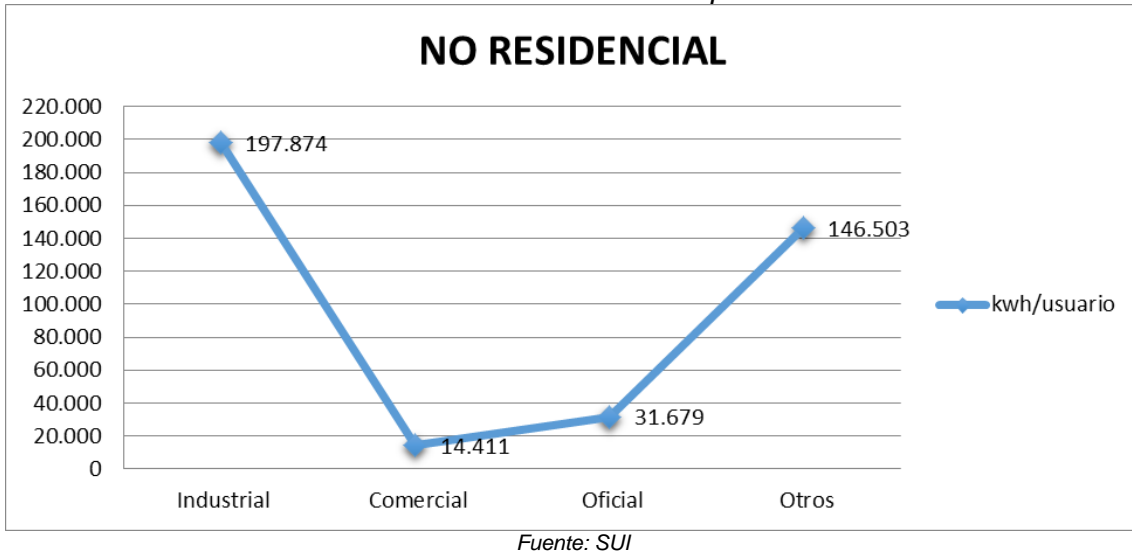
Fuente: SUI

Gráfica 4.9 Consumo de KWh Promedio Anual por Usuario Residencial



En la Tabla 4.9 y Gráfica 4.9 se puede observar que los consumos anuales por usuario van desde 1.331 KWh en el estrato 1 hasta 3.882 KWh en el estrato 6.

Gráfica 4.10 Consumo de KWh Promedio Anual por Usuario No Residencial



En la Tabla 4.9 y Gráfica 4.10 se puede observar que el mayor consumo por usuario no residencial ocurre en el sector industrial con 197.874 KWh anuales, seguido de otros con 146.503 KWh.

Tabla 10 Consumo de KWh de Usuarios por departamento

Departamento	USUARIO	AÑO	
		2.012	Participación
ANTIOQUIA	Total Residencial	3.071.913.820	99,92%
	Total No Residencial	3.935.764.199	69,81%
ATLANTICO	Total Residencial		
	Total No Residencial	74.947.420	1,33%
BOLIVAR	Total Residencial		
	Total No Residencial	41.741.832	0,74%
BOYACA	Total Residencial		
	Total No Residencial	161.784.890	2,87%
CALDAS	Total Residencial		
	Total No Residencial	26.703.731	0,47%
CASANARE	Total Residencial		
	Total No Residencial	1.342.470	0,02%
CAUCA	Total Residencial		
	Total No Residencial	11.529.346	0,20%
CESAR	Total Residencial		
	Total No Residencial	9.724.209	0,17%
CHOCO	Total Residencial	1.511.896	0,05%
	Total No Residencial	729.484	0,01%
CORDOBA	Total Residencial	1.069.596	0,03%
	Total No Residencial	14.064.429	0,25%
CUNDINAMARCA	Total Residencial		
	Total No Residencial	349.997.198	6,21%
D.C.	Total Residencial		
	Total No Residencial	269.854.744	4,79%
HUILA	Total Residencial		
	Total No Residencial	11.416.492	0,20%
MAGDALENA	Total Residencial		
	Total No Residencial	23.087.273	0,41%
META	Total Residencial		
	Total No Residencial	179.908.206	3,19%
NARIÑO	Total Residencial		
	Total No Residencial	3.192.194	0,06%
NORTE DE SANTANDER	Total Residencial		
	Total No Residencial	11.876.292	0,21%
QUINDIO	Total Residencial		
	Total No Residencial	9.016.566	0,16%
RISARALDA	Total Residencial		
	Total No Residencial	20.938.975	0,37%
SANTANDER	Total Residencial		
	Total No Residencial	121.047.612	2,15%
SUCRE	Total Residencial		
	Total No Residencial	5.413.864	0,10%
TOLIMA	Total Residencial		
	Total No Residencial	52.613.629	0,93%
VALLE	Total Residencial		
	Total No Residencial	300.925.917	5,34%
Total Total Residencial		3.074.495.312	100,00%
Total Total No Residencial		5.637.620.972	100,00%

Fuente: SUI



En la Tabla 4.10 puede verse que el 99.9% del consumo residencial corresponde al departamento de Antioquia. En el sector no residencial, el consumo del departamento de Antioquia es del 69.8%, seguido del departamento de Cundinamarca con el 6.2%, Valle del Cauca con 5.3% y Distrito Capital con 4.8%.

*Tabla 4.11 Consumo de KWh Comparado con Colombia*

	Total Consumo Colombia	Consumo Empresa	Participación
Total - Estrato 1	4.407.223.508	428.277.585	9,72%
Total - Estrato 2	6.109.402.080	1.097.245.376	17,96%
Total - Estrato 3	3.964.116.282	925.044.956	23,34%
Total - Estrato 4	1.453.637.917	277.787.210	19,11%
Total - Estrato 5	710.278.398	213.669.935	30,08%
Total - Estrato 6	680.918.417	132.470.250	19,45%
Total - Industrial	10.065.526.292	2.867.789.929	28,49%
Total - Comercial	7.060.243.373	2.016.167.653	28,56%
Total - Oficial	1.079.445.070	331.586.839	30,72%
Total - Otros	1.984.751.818	422.076.551	21,27%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.11 que en cuanto al consumo, los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia, corresponden al sector oficial con el 30.7%, al estrato 5 con el 30.1% y a los sectores industrial y comercial, cada uno con el 28.5%.

### **Puntos de Atención**

Con base en lo informado por la Empresa a través de la Página Web, se cuenta en el sector urbano de Medellín con veinte seis (26) puntos de atención, lo cual se relaciona en el siguiente cuadro:

*Tabla 4.12 Puntos de Atención - Medellín*

Punto de atención	Dirección
Poblado	Carrera 43B N° 11-10
Envigado	Carrera 43B N° 38A Sur-31
Sabaneta	Carrera 46 N° 72 Sur-28
La Estrella	Calle 80 Sur N° 60-30
Caldas	Carrera 49 N° 131 sur 76
San Antonio	Carrera 9 Este N° 11-16
Itagüí	Calle 52 N° 47-46
Palmitas	Casa de gobierno parte central
Belén	Carrera 76 N° 32-74
Floresta	Carrera 89B Calle 48A 37
Guayabal	Carrera 52 N° 9 sur 42
Altavista	Calle 18 N° 105-69
Edificio Inteligente,	Carrera 58 N° 42-125

Punto de atención	Dirección
EEPPM	
San Cristobal	Carrera 131 N° 160-59
El Bosque	Carrera 52 N° 71-84
Makro	Calle 44 carrera 66-50
Miguel de Aguinaga	Calle 52 N° 53-49
Buenos Aires	Calle 49 N° 31-12
Santa Elena	Casa de Gobierno
Bello	Carrera 50 N° 46-46
Castilla	Carrera 65 N° 100-109
Copacabana	Carrera 50A N° 50A-08
Girardota	Carrera 20 N° 08-27
Barbosa	Calle 16 N° 15-31
La Herrera	Carrera 42B N° 107-52

Fuente: Página web EPM

Por otra parte, en diferentes municipios de Antioquia, la Empresa cuenta con ciento veinticinco (125) puntos de atención; a continuación se presenta la información sobre los municipios donde se localizan los mencionados puntos de atención:

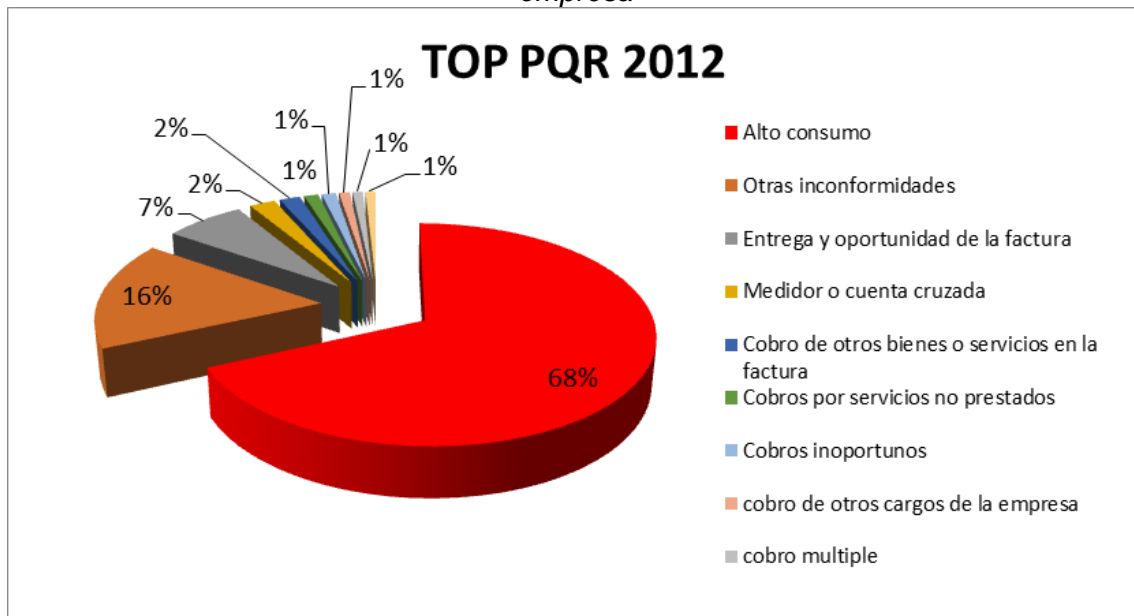
Tabla 4.13 Puntos de Atención - Antioquia

Amalfi	Campamento	Liborina	Nariño	Motebello
Anorí	Caucasia	Giraldo	Puerto Triunfo	Pueblorrico
Caracolí	Don Matías	Liborina	Rionegro	Salgar
Carolina	El Bagre	Peque	San Carlos	Santa Bárbara
cisneros	Entrerriós	Sabanalarga	San Francisco	Támesis
Gómez Plata	Ituango	San Jerónimo	San Luis	Tarso
Guadalupe	Jardín de Cáceres	Santa Fe de Antioquia	San Rafael	Titiribí
La Cruzada	Nechi	Sevilla	San Vicente	Urao
La Sierra	San Andrés de Cuerque	Sopetrán	Sonsón	Valparaiso
Maceo	San Andrés montaña	Uramita	Altamira	Venecia
Porce	San Pedro de los Milagros	Abejorral	Amagá	Apartadó
Maceo	Santa Rosa de osos	Alejandría	Andes	Arboletes
Porce	Tarazá	Argelia	Angelópolis	Belén de Bajirá
Puerto Berrío	Toledo	cocorná	Armenia	Carepa
puerto Nare	Valdivia	Concepción	Betania	Chigorodó
Remedios	Yarumal	Doradal	Betulia	Currulao
San José del Nus	Zaragoza	Carmen de viboral	Bolivar	Mutatá
San Roque	Abriaqui	El Peñol	Bolombolo	Necoclí

Santo Domingo	Anzá	El Retiro	Caramanta	Nueva Colonia
Segovia	Belmira	El Santuario	Carmen de Atrato	San Juan de Urabá
Vegachí	Buriticá	Granada	Concordia	San Pedro Urabá
Yalí	Caicedo	Guarne	Fredonia	Turbo
Yolombo	Cañasgordas	Guatapé	Heliconia	
Yondó	Dabeiba	guarne	Hispania	
Angostura	Ebejicó	La Ceja	Jardín	
Briceño	Frontino	La Unión	Jericó	
Cáceres	Giraldo	Marinilla	La Pintada	

Fuente: Página web EPM

Gráfica 4.11 Detalle de las causales por las cuales el usuario se presenta en la empresa



AÑO	
CAUSAL	CANTIDAD
Alto consumo	53.956
Otras inconformidades	12.864
Entrega y oportunidad de la factura	5.249
Medidor o cuenta cruzada	1.685
Cobro de otros bienes o servicios en la factura	1.353
Cobros por servicios no prestados	936
Cobros inoportunos	927
cobro de otros cargos de la empresa	713
cobro multiple	675
Error de lectura	668
TOTAL	79.026

Fuente: SUI

## 4.2. Análisis tarifario

### 4.2.1. Cambios Regulatorios en el año 2012

#### Componente de Pérdidas

En diciembre de 2011, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, expidió las Resoluciones:

- CREG 172 de 2011, a través de la cual se establece la metodología para la implementación de los planes de reducción de pérdidas no técnicas en los Sistemas de Distribución Local –SDL.
- CREG 173 de 2011, que modifica la fórmula tarifaria general, establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, que permite a los comercializadores minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional –SIN.
- CREG 174 de 2011, la cual modifica la Resolución CREG 121 de 2007, en relación con la asignación de pérdidas entre comercializadores minoristas en un mercado de comercialización.

Con la Resolución CREG 172 de 2011, se definió la metodología para establecer los índices de pérdidas reconocidos en baja tensión, y las condiciones para que las empresas de distribución presenten los planes de reducción de pérdidas no técnicas en los Sistemas de Distribución Local.

La remuneración de los planes de reducción de pérdidas, será aplicable únicamente en los mercados de comercialización que presenten pérdidas de energía eléctrica en el Nivel de Tensión 1, superiores a las reconocidas. Los planes deben ser ejecutados por los operadores de red (OR), los cuales deben solicitar a la CREG su aprobación; tendrán una vigencia de cinco (5) años.

En los mercados de comercialización donde se presenten pérdidas de energía eléctrica en el Nivel de Tensión 1 inferiores a las reconocidas, los OR deben presentar a la Comisión un estudio para la aprobación del índice de pérdidas de este nivel, en un plazo no superior a 30 días.

El operador que incumpla con las metas propuestas en su plan, deberá devolverles a los usuarios una parte o la totalidad de los recursos recibidos por este concepto.

La Resolución CREG 173 de 2011 establece que a partir de su expedición y hasta que se aprueben los planes de reducción de pérdidas señalados en la Resolución CREG 172 de 2011, los valores de la variable  $IPR_{n,m,j}$  corresponden a los vigentes en cada mercado de comercialización.

Los valores vigentes al momento de expedición de la Resolución CREG 173 de 2011 corresponden a los valores de la variable  $PR_{n,j}$ , calculados con base en lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, tomando como referencia los valores de las variables  $P_{j,n}$  aprobados para cada mercado de comercialización.

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 172 de 2011, el índice de pérdidas de nivel de tensión 1,  $P_{j,1}$ , será aprobado en resolución particular tanto para las empresas que presenten estudio de pérdidas de nivel de tensión 1 como para las que presenten solicitud de aprobación del plan de pérdidas. Los valores aprobados en

estas resoluciones remplazarán los valores vigentes a la expedición de la Resolución CREG 173 de 2011.

En conclusión, desde la aprobación de la Resolución CREG 173 de 2011 y hasta que se apruebe el índice de pérdidas reconocidas de nivel de tensión 1,  $P_{j,1}$ , el factor  $IPR_{1,m,j}$  corresponderá a 12,75%; una vez aprobado el índice  $P_{j,1}$ , el factor  $IPR_{1,m,j}$  se calculará con base en el índice aprobado.

De otra parte, se señala que a partir de la expedición de la Resolución 173 de 2011 el factor  $IPRSTN_{m-1}$  corresponde al calculado con base en lo establecido en la Resolución CREG 039 de 1999.

### **Componente de Transmisión**

Para el mes de julio de 2012, el Operador del Mercado, XM S.A. E.S.P., publicó en su página web, el valor del componente de Transmisión de los meses de junio y julio, en consideración a lo dispuesto en la Resolución CREG No. 157 de 2011, artículo 28:

*“(…) Artículo 28. Publicación de cargos estimados. A más tardar el sexto día calendario de cada Mes, el LAC deberá suministrar a los comercializadores el valor de los Cargos por Uso del STN y del STR y demás cargos que deba liquidar y facturar, estimados para ese Mes con la mejor información disponible. (…)”.*

Con lo anterior, y a partir de la publicación de cargos empalmados mes a mes y en el marco de la Resolución CREG 119 de 2007, el componente T aplicado en el mes  $m$  a partir de Julio, deberá corresponder con el Cargo Estimado del mes  $m$ , en este caso el de Julio, revisión que se efectúa por parte de esta Superintendencia en la Publicación de tarifas realizadas por los prestadores.

### **Conformación de la ADD Centro**

El Ministerio de Minas y Energía –MME, mediante la Resolución 180574 del 17 de abril de 2012, incluyó a la Empresas Públicas de Medellín E.S.P., dentro del Área de Distribución Centro, buscando con ello la integración de varias empresas con el fin de normalizar la componente de distribución -D de la tarifa regulada.

De la ADD Centro, también hacen parte las Empresas de Energía de Pereira S.A. E.S.P., Empresa de Energía de Quindío S.A. E.S.P., Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P., Electrificadora de Santander S.A. E.S.P., Ruitoque S.A. E.S.P. y Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.

### **Aprobación del Índice de Pérdidas de Nivel de Tensión 1.**

Por medio de la Resolución CREG 063 del 25 de junio de 2012, se aprobó el Índice de Pérdidas de Nivel de Tensión 1 para las Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P., información que modificó la Resolución CREG 105 de 2009, de acuerdo con lo dispuesto el valor de este índice es de 10.52% desde la aprobación de esta Resolución y hasta el 31 de diciembre de 2013.

Además, la Resolución 128 del 9 de noviembre de 2012, la cual se encuentre en consulta, ordenó hacer público un proyecto resolución de carácter general, donde se aprueba el índice  $P_{mrefj,1}$  y el valor de pérdidas no técnicas de referencia  $P_{ntf1}$ , valores que se encuentran entre el 10.41% y 3.13% respectivamente. .

#### 4.2.2. Información del Costo Unitario de Prestación del Servicio

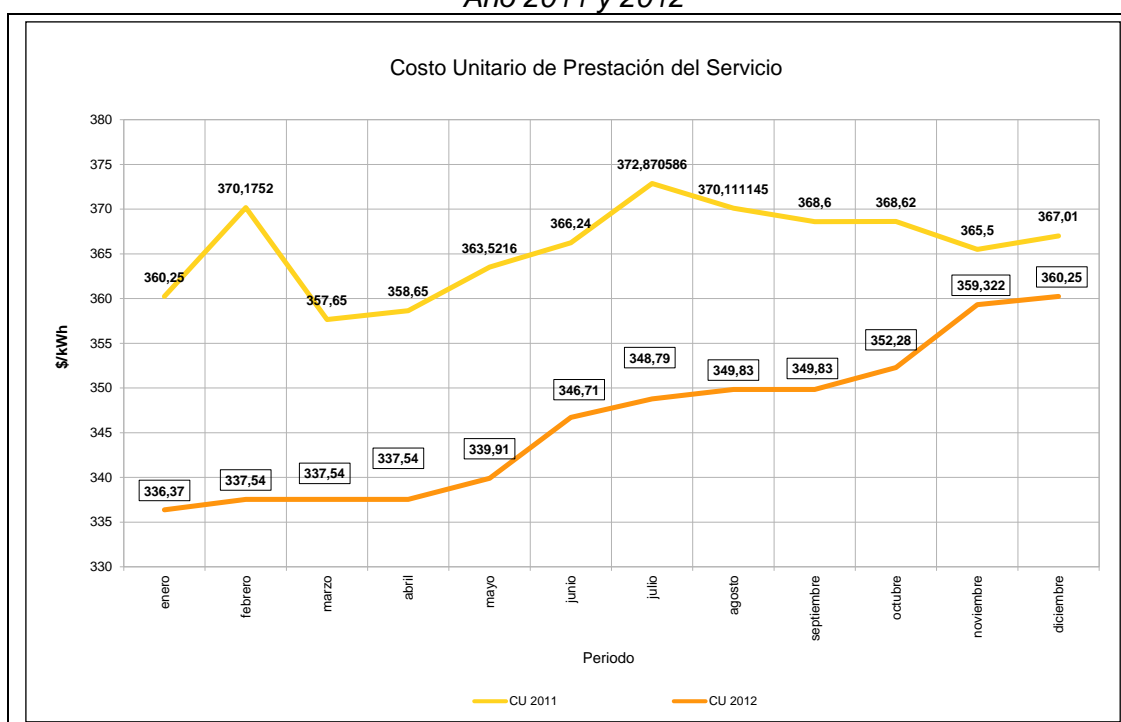
El Costo Unitario de Prestación del Servicio CU promedio de EPM E.S.P., registró una reducción de 19.44 \$/kWh al pasar de 367,01 \$/kWh en el 2011 a 360,25 \$/kWh en 2012, que corresponde a una variación negativa del 5,32%.

Se observa que la reducción en el CU promedio, obedece al decremento de la componente de distribución que pasa de \$138,68 \$/kWh a 126,84 \$/kWh, que corresponde al 8.54%.

Entre los componentes de generación, distribución y comercialización tienen una participación en el Cu cercana al 83%

El costo unitario de prestación del servicio de energía, para las vigencias de los años 2011 y 2012 de EPM ESP se detalla en la gráfica 4.2.1.

Gráfica 4.2.1. Costo Unitario de Prestación de Servicio de EPM E.S.P. Año 2011 y 2012



Fuente: Información Publicada por la ESP

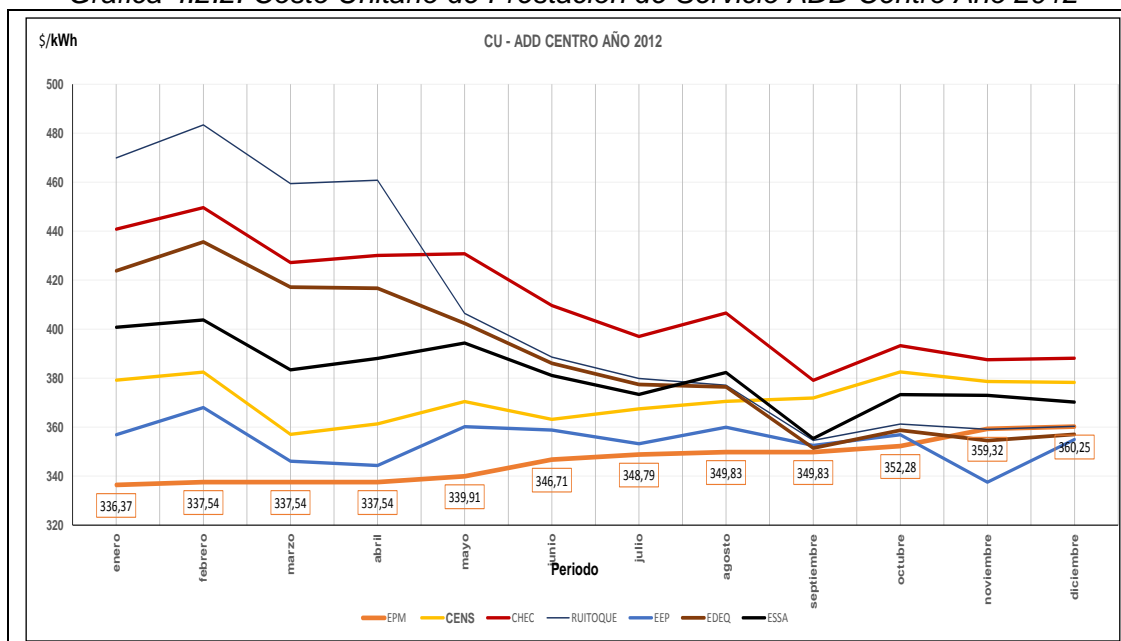
#### Información sobre el Costo Unitario de Prestación del Servicio para el ADD Centro

Es necesario señalar que con la creación de la ADD Centro se presenta un periodo de transición del componte D, para llegar a un cargo unificado entre todas las empresa y con ello dar cumplimiento al objetivo de disminuir las diferencias entre los cargos por uso a los usuarios que se encuentran en regiones cercanas

El gráfico 4.2.2, presenta el Costo Unitario de Prestación del Servicio para el año 2012 del ADD Centro, donde se observa que el CU de EPM E.S.P., en términos generales es estable incluso con la entrada del prestador en la ADD Centro, sigue conservando

la tarifas más baja entre las empresas que la conforman, con excepción del CU del mes de noviembre de la empresa de Energía de Pereira que se situó en 337,53 \$/kWh.

Gráfica 4.2.2. Costo Unitario de Prestación de Servicio ADD Centro Año 2012



Fuente: Publicación de tarifas de las ESP del ADD Centro

Se considera importante mencionar que se efectuó un estudio por parte de la Superintendencia, a través de un contrato con asesor externo, relacionado con el comportamiento de las ADD, y las conclusiones para el prestador son las siguientes, es de anotar que el estudio para EPM E.S.P., abarca desde mayo de 2012 a julio de la vigencia mencionada:

*“(...) EPM es un OR excedentario por lo cual asume gran parte de los costos de la ADD y en consecuencia los usuarios de este mercado han percibido incrementos tarifarios que van desde un 1% hasta un 4%.*

*EPM tiene aproximadamente 1'885.189 usuarios en el nivel de tensión 1, de los cuales el 52,8% son de estrato 1 y 2. El total de usuarios subsidiados representa el 78,5%, y los usuarios contribuyentes son el 13,6%, el restante 7,9% son usuarios que no contribuyen ni reciben subsidio.*

*EPM consume aproximadamente el 56,6% de la energía de nivel de tensión 1 del ADD Centro. De la energía vendida en el OR operado por EPM el 48,7% es consumida por los estratos 1, 2 y 3; el 20,9% por estrato 4 Industria (pagan el CU) y el restante 30,5% por usuarios contribuyentes.*

*Beneficios de EPM: Por ser un operador de red excedentario EPM no percibe beneficios.*

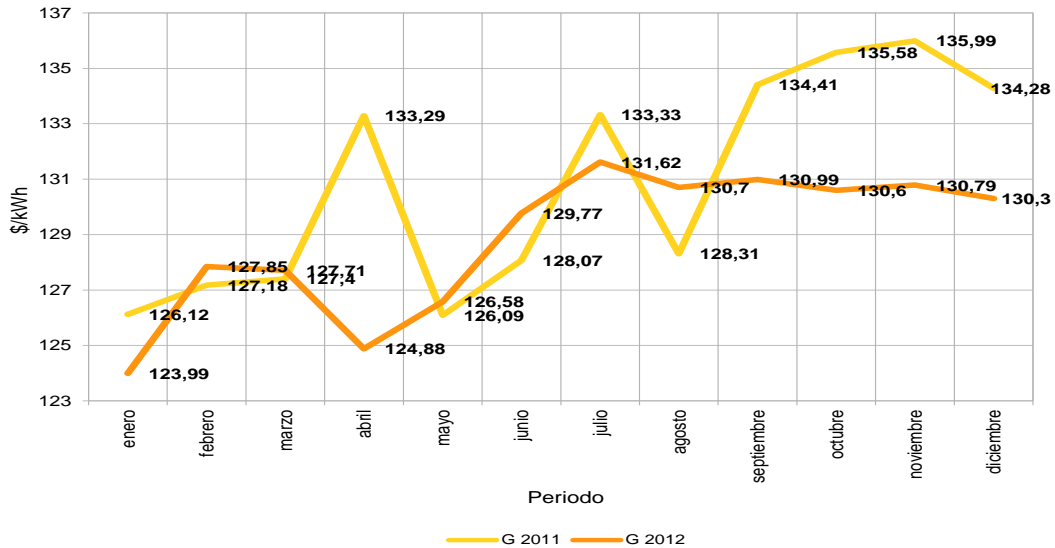
*Costos de EPM: El costo total asumido por los usuarios de nivel 1 ubicados en el mercado operado por EPM alcanza un monto de \$15.288'563.415 pesos de julio de 2012, que representa el 82,9% del costo asumido por los usuarios del ADD para este nivel de tensión. Los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 asumen*

un 33,9%, los usuarios que pagan el CU un 21,5% y los usuarios que contribuyen un 41% (...).”

### Componente Generación G:

Gráfica 4.2.3 Costo de Compra de energía 2011-2012

Componente Compra de Energía 2011 - 2012



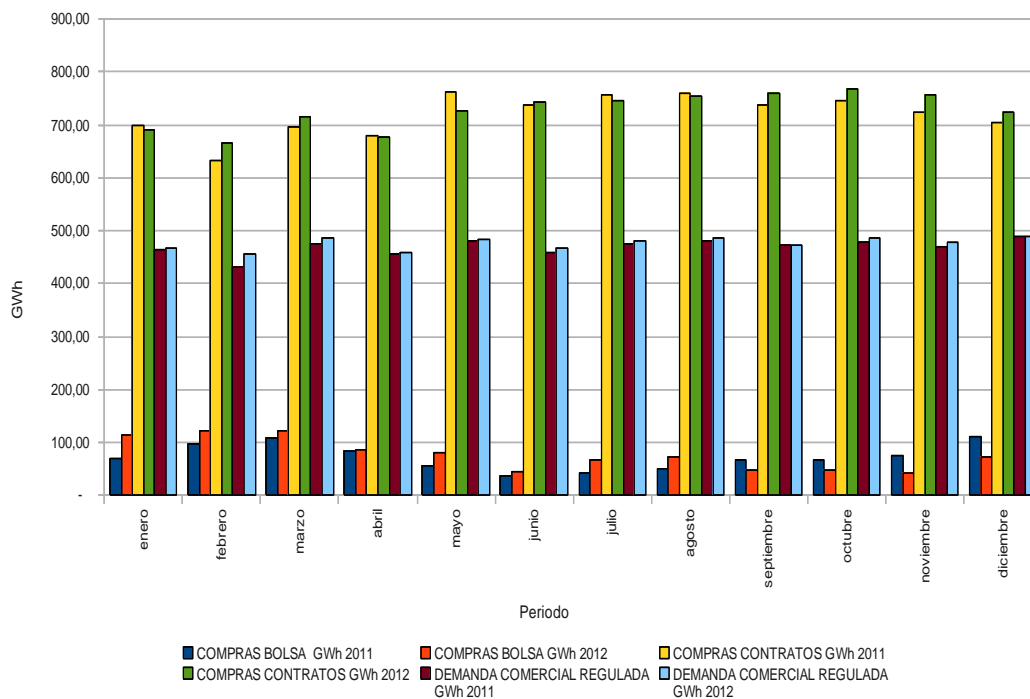
De acuerdo con la gráfica 4.2.3, a pesar de que durante el año 2012 se presentaron precios de bolsa elevados (con pico en 200,21 \$/kWh en octubre de 2012), la empresa logra sostener precios estables alrededor de 130 \$/kWh. Lo anterior debido a su baja exposición de su demanda al mercado SPOT. De igual manera y teniendo en cuenta que la componente G representa cerca del 40% del Costo Unitario final, en comparación con el año 2011, se evidencia un comportamiento similar lo cual brinda una alta estabilidad en los precios percibidos por los usuarios finales.

Según el gráfico 4.2.4, la demanda comercial regulada de EPM E.S.P. se encuentra alrededor de los 475,85 GWh/mes que representan en promedio el 64,64% de la energía comprada mediante contratos, el 35,36% de la energía contratada no vendida a su mercado regulado, se transa en el mercado no regulado, el cual equivale a 327,39 GWh/mes.



### Gráfica 4.2.4 Transacciones del mercado energía 2011-2012

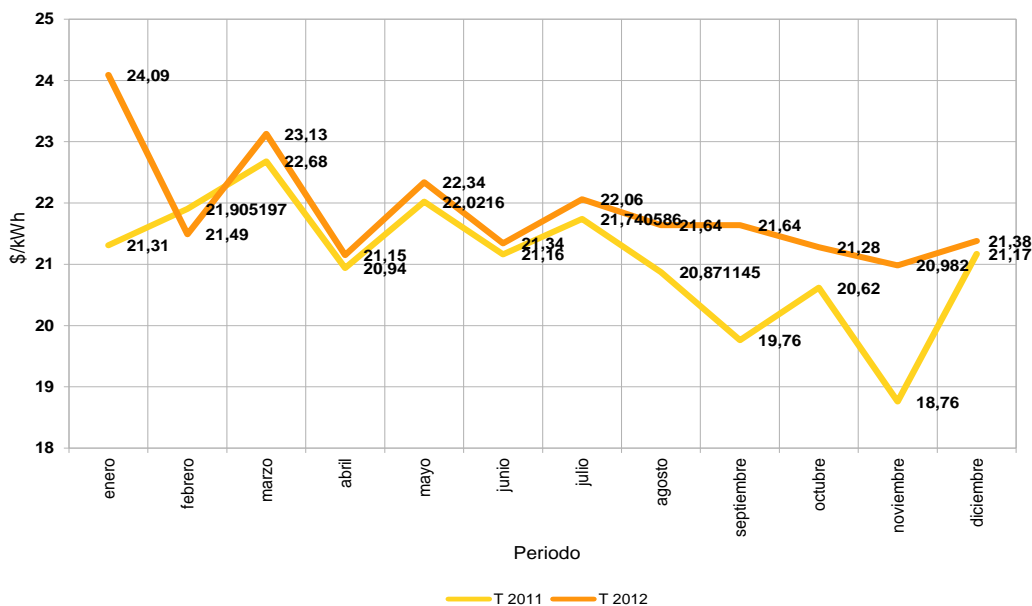
Transacciones del Mercado Energía 2011-2012



### Componente de Transmisión:

### Gráfica 4.2.5 Cargo por Uso del STN 2011-2012

Componente de Transmisión 2011-2012



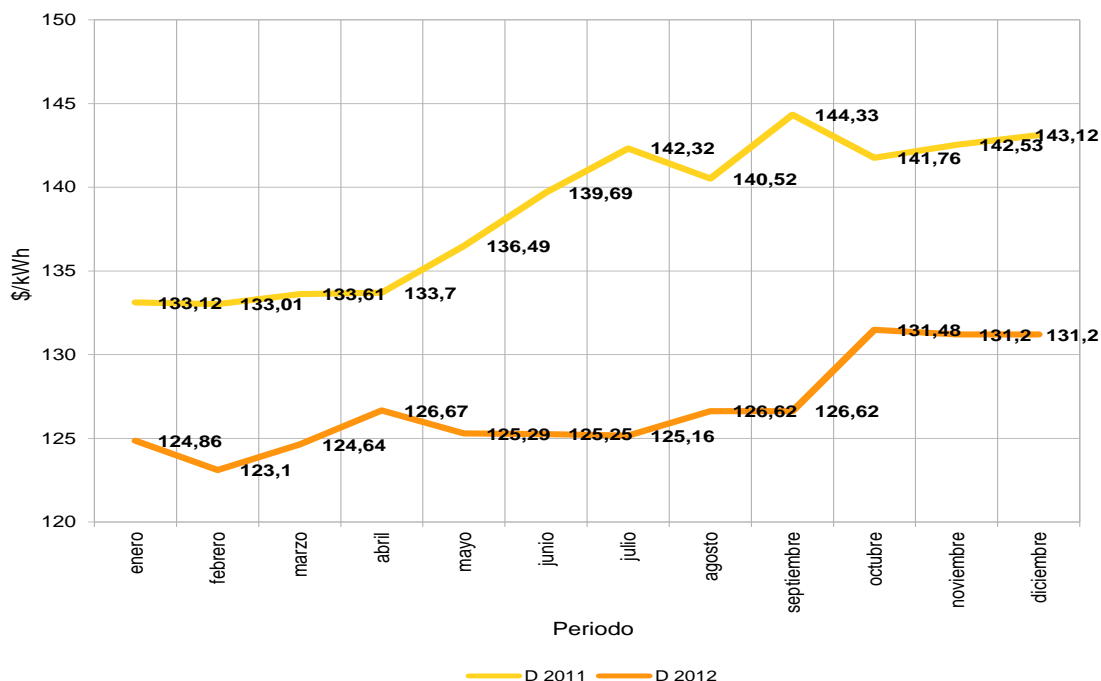
A partir de la entrada en vigencia de la resolución 157 de 2011, a partir de Julio de 2012, el LAC cambió la fecha de publicación de los cargos del STN y STR donde el

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.

### Componente de Distribución D:

Gráfica 4.2.6 Cargo por Uso del SDL 2011-2012

Cargo por Uso del SDL N 1 2011-2012



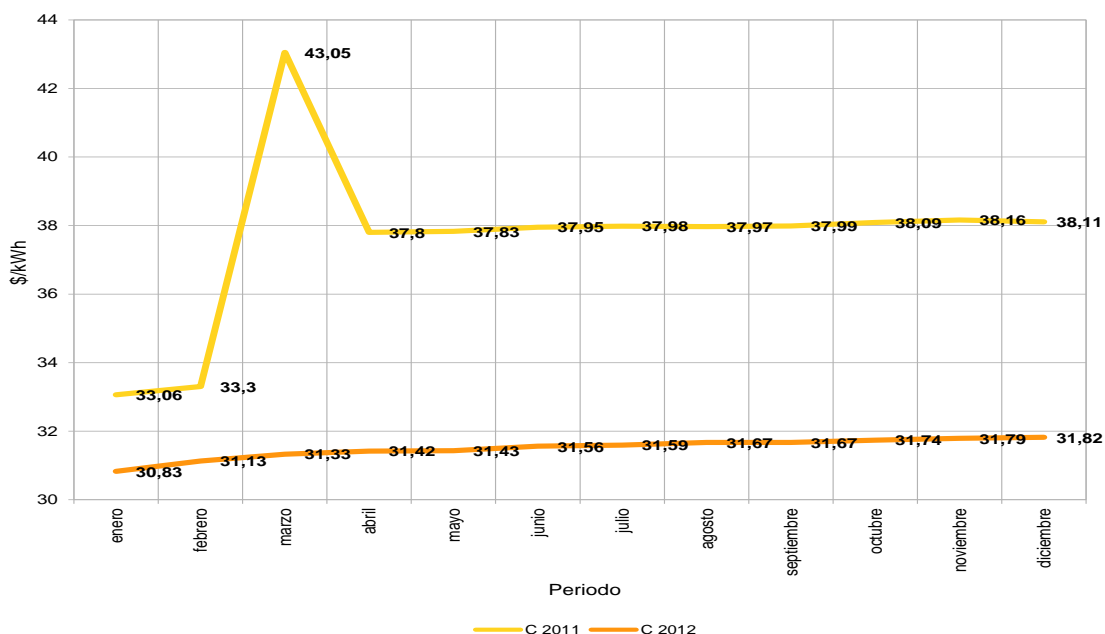
Mediante la Resolución 18 0574 del 17 de abril de 2012 del Ministerio de Minas y Energía, se crea el área de distribución centro conformado por las empresas: EPM E.S.P, CHEC S.A. E.S.P., EEP S.A. E.S.P, EDEQ S.A. E.S.P., ESSA S.A. E.S.P., RUITOQUE S.A. E.S.P. y CENS S.A E.S.P.. lo anterior significa el inicio de la aplicación del cargo único de distribución.

Ahora bien, dado a que la empresa EPM, posee el cargo más bajo del ADD centro aproximadamente 126 \$/kWh, y contribuye con la mayor participación en energía alrededor de 475,85 GWh/mes, condiciona la tendencia a la baja de los cargos por uso del SDL de nivel de tensión 1, de las empresas RUITOQUE S.A. E.S.P., CHEC S.A., EDEQ S.A. E.S.P., CENS S.A E.S.P., esto significó un beneficio para los usuarios de los mercados Ruitoque, Caldas, Risaralda, Quindío, Santander y Norte de Santander, dado a que percibieron una disminución general del costo de la energía facturado.

### Componente de Comercialización

Gráfica 4.2.7 Costo de Comercialización 2011-2012

Componente de Comercialización

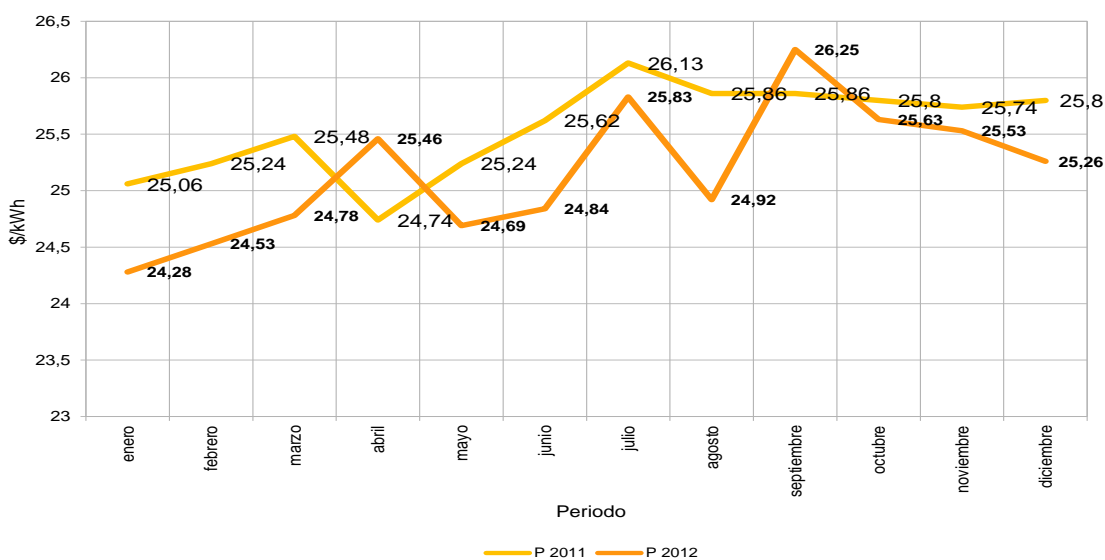


La componente de comercialización, en comparación con 2011, presentó un comportamiento similar, donde se muestra estable siguiendo la tendencia propia del índice de precios al consumidor IPC. No obstante, muestra un pico de 43,05 \$/kWh en el mes de marzo de 2012, lo que significó un incremento de aproximadamente 10 \$/kWh con relación al mes de febrero.

Componente de Pérdidas P:

Gráfica 4.2.8 Costo de Pérdidas 2011-2012

Componente de Pérdidas

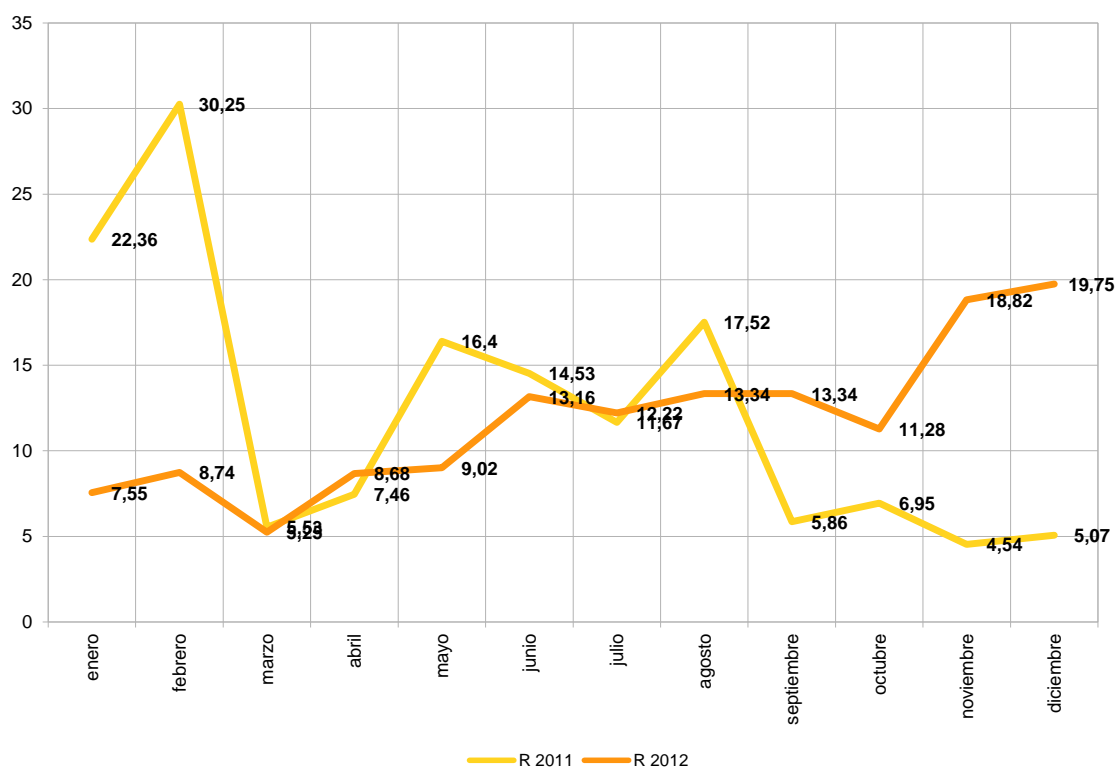


Dado que la componente de pérdidas es una función directa de las componentes de Generación y Transmisión, las variaciones parciales evidenciadas durante el año en estas variables, dan como resultado una variación promedio respecto del año inmediatamente anterior de 1,49%.

### Componente de Restricciones R:

Gráfica 4.2.9 Costo de Restricciones 2011-2012

Componente de Restricciones 2011-2012



Como se observa del Gráfico 4.2.9 en comparación con el año 2011, el costo de las restricciones durante 2012 presenta una alta volatilidad, donde si bien la componente tiene poco peso en el CU, sus picos condicionan el comportamiento final del costo unitario de prestación del servicio.

### 4.2.3. Evolución de las tarifas 2012

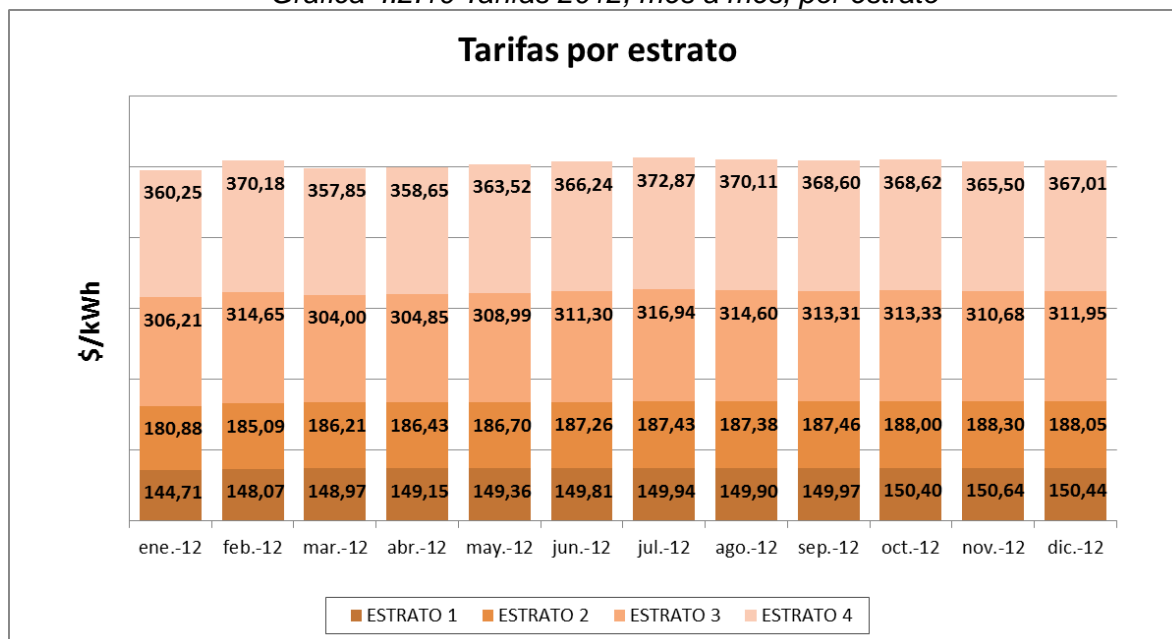
Las tarifas analizadas en este numeral corresponden a las publicadas en los años 2011 y 2012 por las empresas comercializadoras de energía eléctrica, las cuales incluyen los cargos por uso de los sistemas de distribución local para redes aéreas del nivel de tensión I, con activos 100% propiedad de la empresa.

#### Evolución de las tarifas 2012 del prestador

En la gráfica 4.2.10., podemos observar la tarifa aplicada por las Empresas Públicas de Medellín a cada estrato durante el año 2012.

Es así que para enero la tarifa aplicada fue de 360.25 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 144.71 \$/kWh, asignado un subsidio del 59.8% para este periodo.

Gráfica 4.2.10 Tarifas 2012, mes a mes, por estrato



Fuente: Publicación del tarifas del prestador.

De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que el resultado de las variaciones mensuales fue un incremento del 1.87% en la tarifa, que para enero fue de 360.25 \$/kWh y para diciembre de 367.01 \$/kWh.

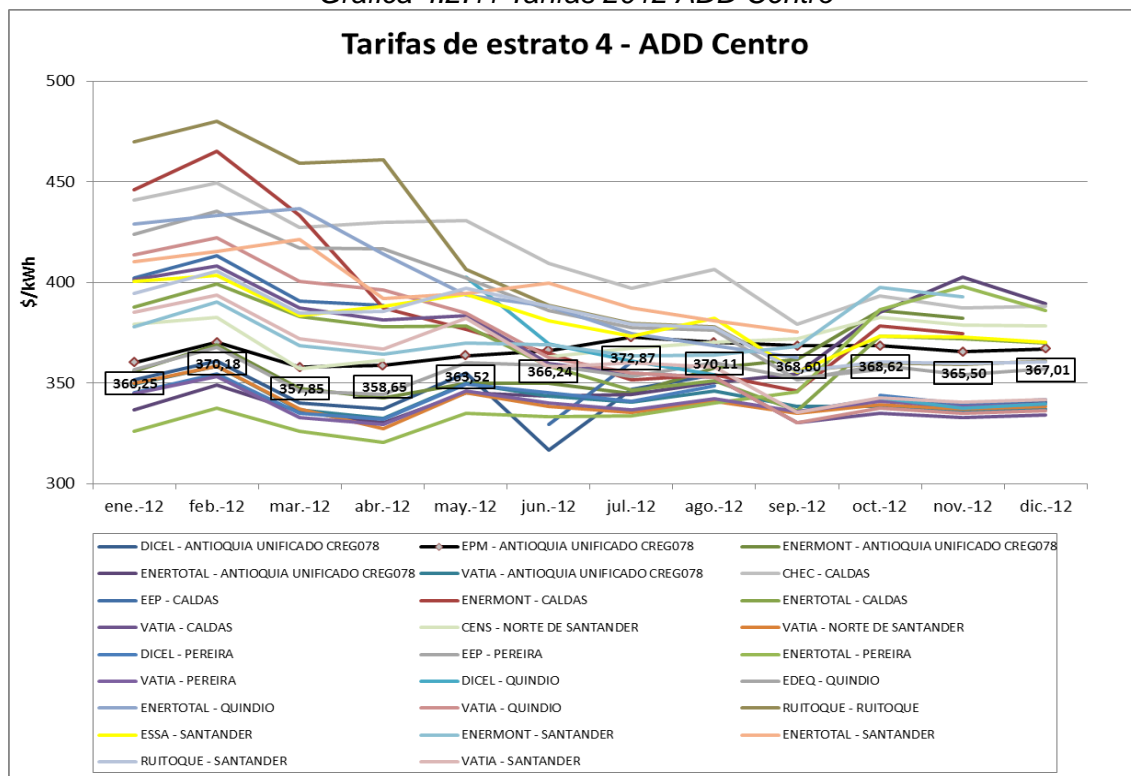
### Evolución de las tarifas 2012 del prestador frente a los comercializadores y distribuidores del ADD Centro.

Mediante el Decreto 388 de 2007 se ordenó a la Comisión Reguladora de Energía y Gas -CREG conformar, dentro de la metodología que establezca la remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, áreas de distribución -ADD, las cuales se definen como el “Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución Local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley.”, y se establece que debe existir un Cargo Único por Nivel de Tensión por cada ADD.

Lo que busca la integración de las ADD es normalizar la componente de distribución -D de la tarifa regulada (Resoluciones CREG 119/07 y 097/08), debido a que para regiones relativamente cercanas geográficamente, se presentaban variaciones considerables en la tarifa influenciadas por esta componente.

Por lo anterior, vale la pena observar las tarifas aplicadas por las diferentes empresas que conforman el ADD Centro:

Gráfica 4.2.11 Tarifas 2012 ADD Centro



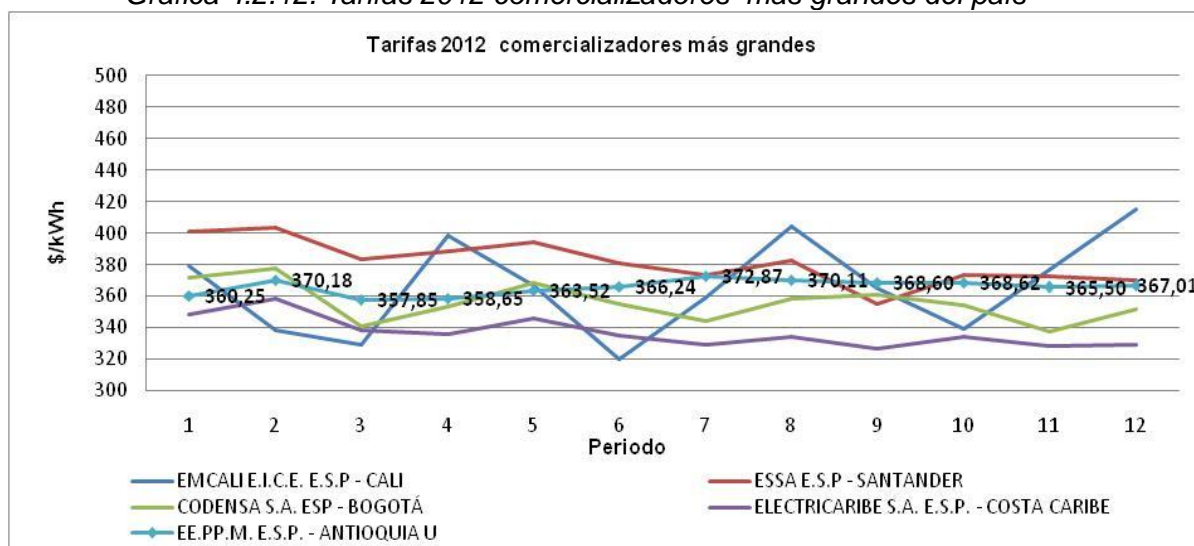
Fuente: Publicación del tarifas del prestador.

De la gráfica 4.2.11, se concluye que la empresa posee una tarifa baja en comparación con las demás del ADD y su tarifa tiene leves oscilaciones.

**Evolución de las tarifas 2012 del prestador frente a los comercializadores y distribuidores más grandes del país.**

De la gráfica 4.2.12, se concluye que en comparación con los comercializadores más grandes del país el prestador tiene una tarifa media.

Gráfica 4.2.12. Tarifas 2012 comercializadores más grandes del país



Fuente: Publicación del tarifas del prestador.

## Comparativo de tarifas años 2011 - 2012 del prestador

Gráfica 4.2.13 Tarifas 2011 - 2012



Fuente: Publicación del tarifas del prestador.

En la gráfica anterior podemos observar que la empresa mantiene su comportamiento levemente oscilatorio de 2011, el cual está influenciado por su pertenencia al ADD Oriente.

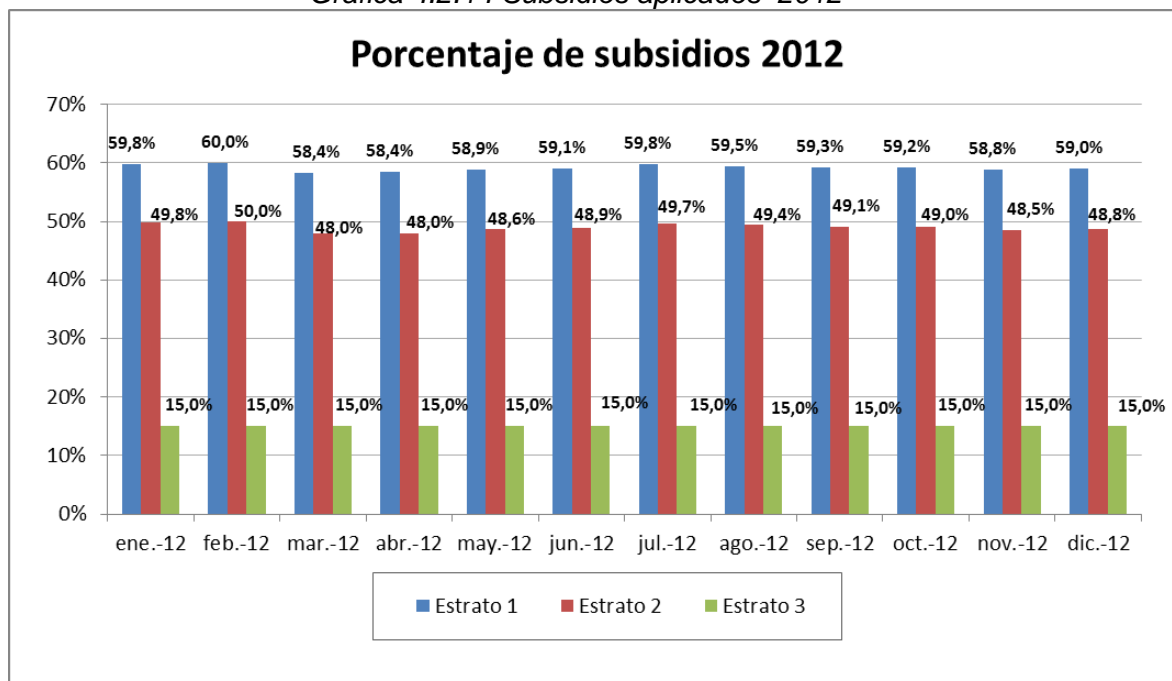
### Consumos de Subsistencia Vigentes.

La Resolución UPME<sup>1</sup> 0355/04 modificó los consumos básicos de subsistencia, estableciendo que para el año 2007 el Consumo de Subsistencia en alturas iguales o superiores a 1000 msnm es de 130 kWh/mes y para alturas inferiores a 1000 msnm el consumo de subsistencia es de 173 kWh/mes.

En la siguiente gráfica se presenta el porcentaje de subsidios al consumo de subsistencia, para los estratos 1, 2, y 3.

<sup>1</sup> UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.

Gráfica 4.2.14 Subsidios aplicados 2012



#### 4.2.4. Subsidios y Contribuciones

En la tabla a continuación se presenta un comparativo entre los subsidios otorgados y contribuciones recaudadas para los años 2011 y 2012, de acuerdo con la información reportada al SUI por parte del prestador.

Tabla 4.2.1 Subsidios y Contribuciones 2011-2012

Estrato/Sector	2011	2012
Estrato 1	68.827.612.122	75.522.258.710
Estrato 2	135.581.372.311	144.304.288.802
Estrato 3	30.715.396.932	33.158.674.081
Total Subsidios	235.124.381.364	252.985.221.593
Estrato 5	13.291.071.140	13.851.440.179
Estrato 6	7.008.236.492	7.228.464.063
Industrial	78.784.149.470	30.699.884.646
Comercial	87.899.292.768	91.629.438.868
Total Contribución	186.982.749.870	143.409.227.756
Déficit	-48.141.631.494	-109.575.993.837

Fuente: SUI

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 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, la empresa otorgó durante el 2012 subsidios cercanos a \$ 252.985 millones de pesos, de los cuales el 57% (\$144.304 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 2, el 30% al estrato 1 (\$75.522 millones) y 13% a los usuarios del estrato 3 (\$33.158 millones), además facturó contribuciones por un valor total de \$143.409 millones los cuales el 64% corresponden a aportes del sector comercial (\$91.629 millones). Los aportes de los usuarios de los estratos 5 y 6 son cerca del 15% de las contribuciones totales.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$109.576 millones de pesos, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$252.985 millones y recaudar un total de \$143.409 millones por concepto de contribución.

Según las conciliaciones efectuadas por el Ministerio, entre el año 2011 y 2012, se observó lo siguiente:

*Tabla 4.2.2 Conciliaciones MME 2011-2012*

<b>Concepto</b>		<b>2011</b>	<b>2012</b>
<b>Subsidios</b>		236.145.164.987	254.212.535.713
<b>Contribuciones</b>		200.475.287.160	170.313.373.783
<b>Déficit / Superávit</b>		-35.669.877.826	-83.899.161.930
<b>Giros de</b>	<b>Presupuesto Nal</b>	10.711.639.187	90.010.570.000
	<b>FSSRI</b>	235.043.161	1.415.000.000

Fuente: MME

Para el año 2012, el Ministerio de Minas y Energía MME, efectúa el cálculo de las conciliaciones determinando un déficit del orden de \$83.899 millones, los cuales son cubiertos con recursos del Presupuesto Nacional por un monto de \$90.010 millones y del FSSRI por \$1.415 millones.

## 5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

### 5.1 Evaluación Financiera

*Tabla 5.1 Indicadores de Gestión Financieros*

<b>INDICADORES DE GESTIÓN</b>	<b>Referente 2012</b>	<b>Resultado</b>	<b>Observación</b>
<b>Margen Operacional</b>	27%	45%	Cumple
<b>Cobertura de Intereses – Veces</b>	6	5,8	Cumple
<b>Rotación de Cuentas por Cobrar- Días</b>	52,93	57,6	No cumple
<b>Rotación de Cuentas por Pagar – Días</b>	36,72	26,5	Cumple
<b>Razón Corriente – Veces</b>	1,38	1,86	Cumple

Fuente: SUI

De acuerdo a los referentes establecidos para 2012, las Empresas Públicas de Medellín ESP, cumple con 4 de los indicadores de gestión financieros planteados para las Empresas de energía eléctrica.

El incumplimiento del referente de cuentas por cobrar no establece una situación crítica que pudiere comprometer el buen funcionamiento de la compañía.

## 6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI CALIDAD Y OPORTUNIDAD DE LA INFORMACIÓN REPORTADA AL SUI

### 6.1 Oportunidad de cargue

Empresas Públicas de Medellín S.A ESP, no presenta formatos ni formularios pendientes para el año 2012, esta empresa presenta una buena oportunidad en el reporte de la información insumo de análisis.

### 6.2 Calidad de la información comercial residencial

*Tabla 6.1 Usuarios por estrato*

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Ene	313,579	665,694	478,983	118,685	78,374	33,745
Feb	315,173	667,083	479,309	119,985	78,583	33,751
Mar	317,131	669,062	481,420	120,532	78,813	33,813
Abr	317,009	669,050	481,538	120,838	79,046	33,893
May	317,844	670,138	480,668	113,895	70,616	33,902
Jun	319,657	671,623	484,033	121,929	79,378	34,000
Jul	321,990	673,385	485,226	122,264	79,773	34,004
Ago	324,011	674,988	485,652	123,063	79,886	34,186
Sep	325,600	676,292	486,851	123,580	80,210	34,270
Oct	327,301	678,198	488,079	124,079	80,561	34,432
Nov	328,696	679,374	489,891	123,802	80,549	34,485
Dic	331,881	680,890	491,233	124,542	80,942	34,870

*Fuente SUI*

*Tabla 6.2 Consumo por estrato*

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
<b>Ene</b>	35.22	92.97	78.69	23.59	18.37	11.13
<b>Feb</b>	35.34	92.05	78.02	23.31	18.05	10.80
<b>Mar</b>	35.77	92.21	77.11	23.20	17.90	11.28
<b>Abr</b>	35.57	91.76	77.04	22.92	17.70	10.89
<b>May</b>	35.63	91.85	76.27	21.51	15.73	10.51
<b>Jun</b>	35.32	91.10	77.37	23.35	18.12	11.34
<b>Jul</b>	35.88	90.98	76.59	23.41	18.14	10.86
<b>Ago</b>	36.03	92.67	78.72	23.48	17.96	10.86
<b>Sep</b>	35.79	90.35	76.19	23.55	18.05	11.58
<b>Oct</b>	35.78	89.51	75.44	23.09	17.78	10.72
<b>Nov</b>	35.55	90.40	76.53	22.95	17.81	11.18
<b>Dic</b>	36.40	91.39	77.09	23.42	18.07	11.30

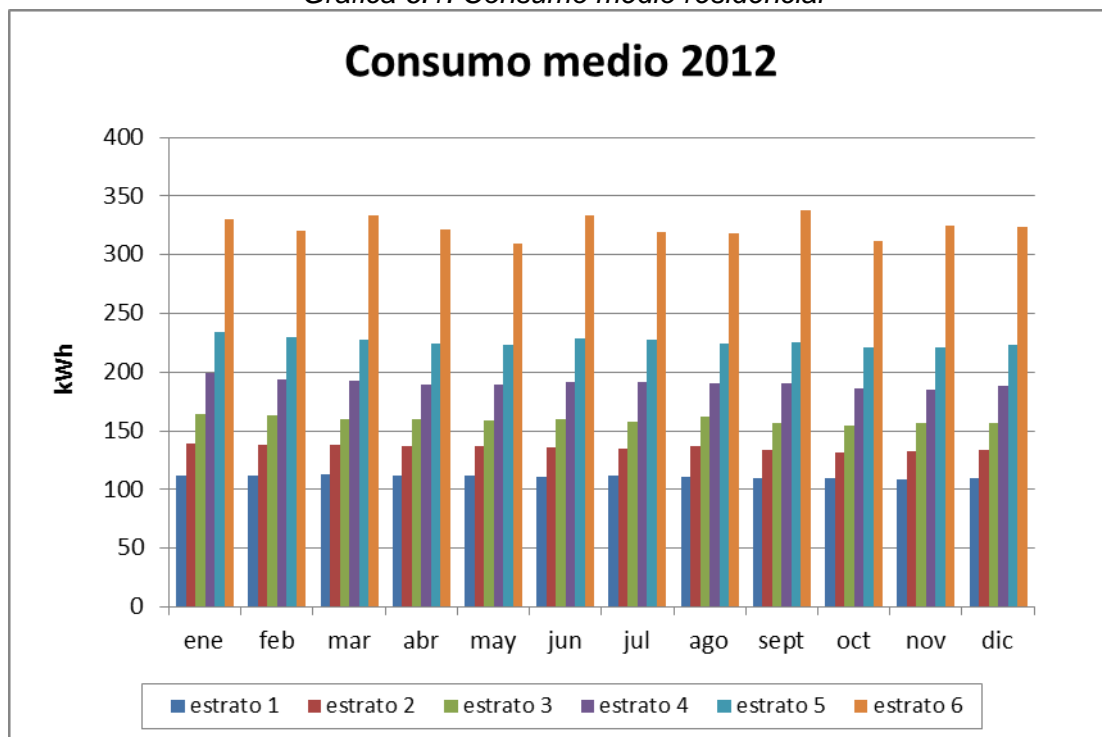
*Fuente SUI*

**Tabla 6.3 Consumo medio (kWh/usuarios)**

	estrato 1	estrato 2	estrato 3	estrato 4	estrato 5	estrato 6
ene	112.33	139.66	164.29	198.80	234.42	329.86
feb	112.12	137.99	162.77	194.26	229.63	320.14
mar	112.80	137.83	160.18	192.46	227.11	333.68
abr	112.21	137.16	159.99	189.70	223.86	321.41
may	112.10	137.05	158.67	188.88	222.77	310.02
jun	110.49	135.64	159.84	191.51	228.33	333.47
jul	111.42	135.11	157.85	191.46	227.36	319.39
ago	111.19	137.29	162.09	190.83	224.76	317.78
sept	109.91	133.60	156.49	190.55	225.08	337.78
oct	109.31	131.98	154.56	186.10	220.69	311.40
nov	108.15	133.07	156.21	185.40	221.06	324.34
dic	109.69	134.22	156.93	188.01	223.26	324.15

Fuente SUI

**Grafica 6.1. Consumo medio residencial**



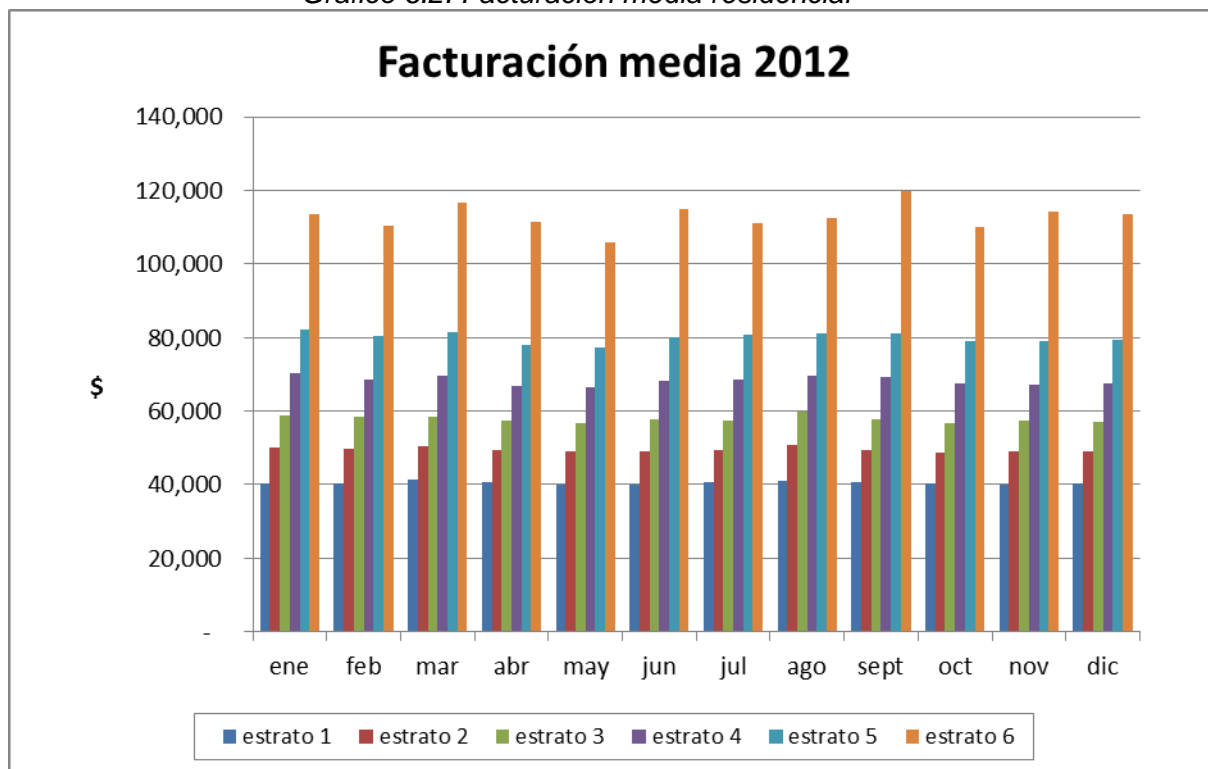
Fuente SUI

**Tabla 6.4 Facturación media (Valor facturado/Cantidad de usuarios)**

	estrato 1	estrato 2	estrato 3	estrato 4	estrato 5	estrato 6
ene	40,407	50,222	58,878	70,358	82,104	113,629
feb	40,366	49,650	58,357	68,732	80,366	110,322
mar	41,298	50,578	58,629	69,620	81,345	116,656
abr	40,642	49,462	57,369	66,989	78,069	111,547
may	40,135	49,055	56,577	66,392	77,361	105,974
jun	39,946	49,075	57,633	68,100	80,249	115,031
jul	40,668	49,326	57,421	68,691	80,671	111,292
ago	41,163	50,898	59,909	69,582	81,045	112,386
sept	40,768	49,487	57,722	69,361	81,095	119,940
oct	40,331	48,643	56,736	67,409	79,112	109,924
nov	39,833	48,993	57,296	67,077	79,127	114,240
dic	40,184	49,107	57,175	67,572	79,424	113,579

Fuente SUI

Grafico 6.2. Facturación media residencial



Fuente SUI

### 6.3 Calidad de la información no residencial

Tabla 6.5. Usuarios por sector.

	Comercial	Industrial	Oficial
ene	138,579	14,167	10,653
feb	138,937	14,239	10,577
mar	139,023	14,280	10,600
abr	138,828	14,303	10,578
may	135,033	14,085	10,579
jun	139,439	14,429	10,572
jul	139,953	14,464	10,499
ago	140,635	14,485	10,456
sep	141,399	14,532	10,207
oct	141,831	14,589	10,131
nov	141,950	14,658	10,110
dic	142,374	14,733	10,198

Fuente SUI

Tabla 6.6. Consumos por sector.

	Comercial	Industrial	Oficial
ene	170.63	229.51	22.73
feb	164.79	245.52	24.68
mar	164.69	250.05	27.24
abr	166.26	259.74	28.39
may	158.61	219.83	26.33
jun	168.29	233.42	27.45
jul	167.72	233.58	26.90
ago	171.49	240.78	27.54
sep	170.70	245.52	32.34
oct	168.68	239.38	30.19
nov	171.79	236.56	30.59
dic	172.52	233.91	27.21

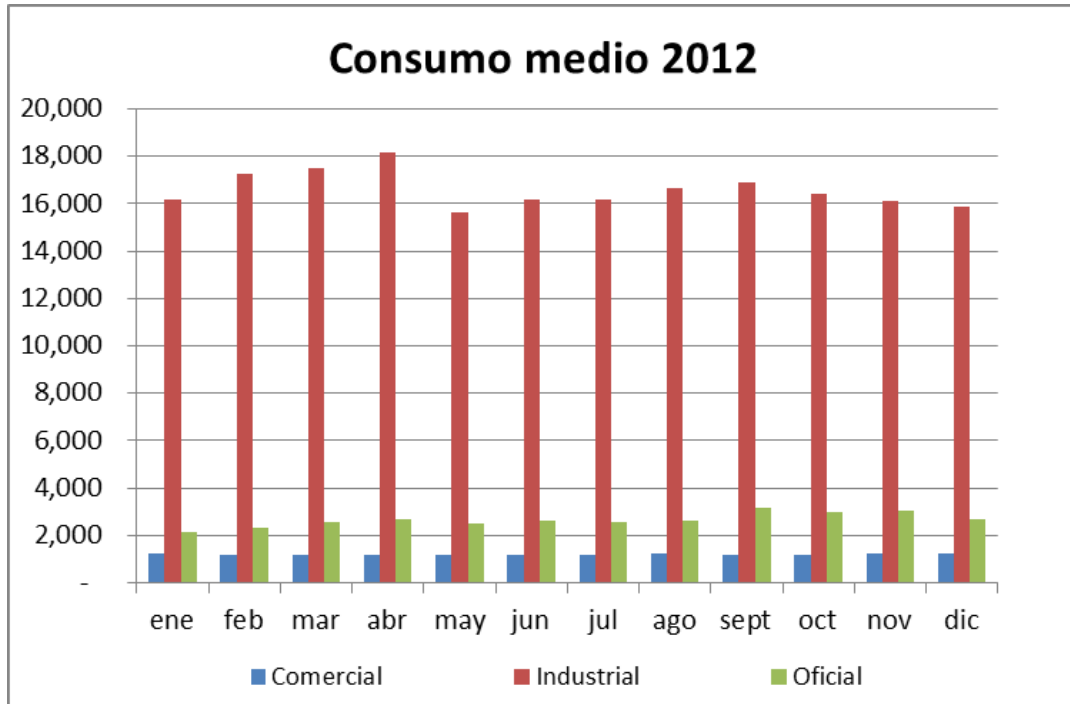
Fuente SUI

Tabla 6.7. Consumo medio (kWh/usuarios)

	Comercial	Industrial	Oficial
ene	1,231	16,200	2,134
feb	1,186	17,242	2,333
mar	1,185	17,511	2,570
abr	1,198	18,160	2,683
may	1,175	15,607	2,489
jun	1,207	16,177	2,597
jul	1,198	16,149	2,562
ago	1,219	16,623	2,634
sept	1,207	16,895	3,168
oct	1,189	16,408	2,980
nov	1,210	16,139	3,026
dic	1,212	15,876	2,668

Fuente SUI

Grafico 6.3. Consumo medio no residencial.



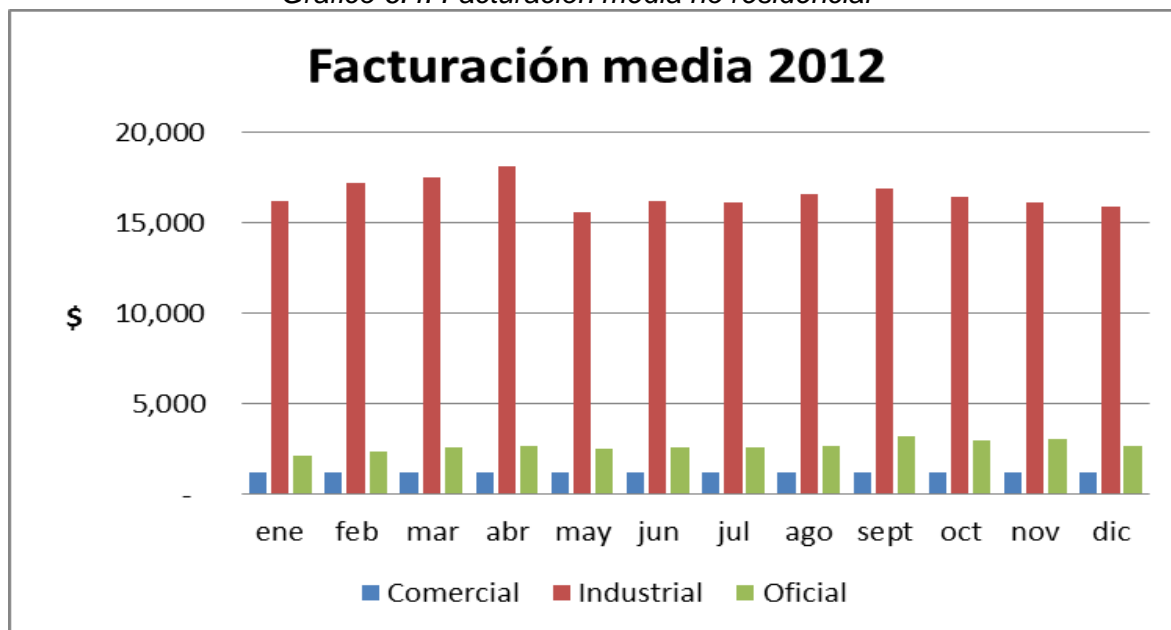
Fuente SUI

Tabla 6.8 Facturación media (Valor facturado/Cantidad de usuarios)

	Comercial	Industrial	Oficial
ene	1,231	16,200	2,134
feb	1,186	17,242	2,333
mar	1,185	17,511	2,570
abr	1,198	18,160	2,683
may	1,175	15,607	2,489
jun	1,207	16,177	2,597
jul	1,198	16,149	2,562
ago	1,219	16,623	2,634
sept	1,207	16,895	3,168
oct	1,189	16,408	2,980
nov	1,210	16,139	3,026
dic	1,212	15,876	2,668

Fuente SUI

Grafico 6.4. Facturación media no residencial



Fuente SUI

Se puede observar en las gráficas 3 y 4, que para los primeros meses del año se presenta picos en cuanto a consumo y facturación, por lo razón, es necesario revisar comportamiento de los datos en período anteriores para saber si es comportamiento atípicos o si son resultados de los diferentes períodos de facturación que tiene la empresa.

#### 6.4 Mesas de ayuda

A continuación las mesas de ayuda registradas para el 2012:

Tabla 6.9. Mesas de ayuda.

APLICACIÓN	ASIGNADA	CERRADA	CONTESTADA	ESCALADA	REPLICADA
CAMBIO DE DATOS			6		
CARGUE MASIVO	3		116	5	4
FABRICA	1		32	1	
GOBIERNO NIF			4		
INFORMACION GENERAL	1		9	1	
LOGINS			2		
MESA DE AYUDA			1		
RUPS			3		
SIN ASIGNAR			25		
SITIO SUI			25	1	
VALIDADOR			7		

Fuente SUI

## 7. ACCIONES DE LA SSPD

De conformidad con la información que reposa en la Dirección de Investigaciones para Energía y Gas, esta Superintendencia no adelantó investigaciones al prestador EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.

## **8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

Las valorizaciones evidenciaron un incremento de \$ 563.985 millones cuenta que al reflejar ascenso impacta de forma positiva tanto el activo como el patrimonio, debido a la contabilización de su contrapartida el superávit por valorización.

La empresa refleja aumento en las propiedades planta y equipo este tipo de incrementos constituye inversiones en infraestructura, los cuales se verán reflejados en mayor cobertura o mejoría del servicio público de energía

La empresa presenta incremento en sus utilidades, en buena forma establecidas por el buen comportamiento del margen operacional, derivado de una buena estructura de costos de producción

El prestador continúa presentando un comportamiento deficitario en su estructura de subsidios y sobrepagos. 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. De acuerdo con la información reportada al SUI, para el 2012, la empresa presentó un déficit de \$109.576 millones.

Por disposición del MME, las Empresas Públicas de Medellín E.S.P., hace parte de la ADD Centro desde el mes de abril de 2012 con la expedición de la Resolución 18 0574 de abril de 2012, dando cumplimiento al objetivo de disminuir las diferencias entre los cargos por uso a usuarios finales.

El prestador tiene una tarifa baja en relación con los demás del ADD y su comportamiento no es tan oscilatorio como el de las demás empresas que conforman el ADD.

Se hace necesario revisar la información comercial reportada ya que en los primeros meses del año se presentan picos pronunciados y no se repiten en meses posteriores para el mismo año, indicando que el comportamiento no es cíclico.