

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN  
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P.**



**Libertad y Orden**

**Prosperidad  
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS  
COMBUSTIBLE**

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

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN**  
**EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P.**  
**ANÁLISIS AÑO 2012**

**AUDITOR: Consultores Profesionales Asociados Consultando Ltda.**

**1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA**

Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. se constituyó en el año 1997 para desarrollar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La Empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$91.841.093.060 y tiene su sede principal en la ciudad de Pereira. Su última actualización en RUPS fue el día 19 de Julio de 2013.

*Tabla 1.1. Datos Generales*

<b>Tipo de sociedad</b>	Sociedad Anónima (S.A.)
<b>Razón social</b>	Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.
<b>Sigla</b>	EEP
<b>Nombre del gerente</b>	Carlos Andrés Peña Bernal

*Fuente: SUI*

**2. ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS**

**2.1 Balance General**

*Tabla 2.1 Balance General*

<b>BALANCE GENERAL</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>Var</b>
<b>Activo</b>	<b>\$378.864.531.539</b>	<b>\$368.277.419.781</b>	<b>2,87%</b>
Activo Corriente	\$157.004.800.247	\$171.544.578.375	-8,48%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$79.242.349.744	\$76.869.117.625	3,09%
Inversiones	\$53.825.015.137	\$41.589.172.462	29,42%
<b>Pasivo</b>	<b>\$57.824.083.292</b>	<b>\$58.814.099.584</b>	<b>-1,68%</b>
Pasivo Corriente	\$26.229.141.947	\$30.002.185.192	-12,58%
Obligaciones Financieras	\$0	\$206.917.528	-100,00%
<b>Patrimonio</b>	<b>\$321.040.448.247</b>	<b>\$309.463.320.197</b>	<b>3,74%</b>
<b>Capital Suscrito y Pagado</b>	<b>\$91.841.093.060</b>	<b>\$91.841.093.060</b>	<b>0,00%</b>

*Fuente SUI*

Los Activos de la Empresa para el año 2012 fueron de \$378.865 millones, presentando un incremento de \$10.587 millones con respecto al año anterior, debido al aumento en inversiones en 29,42%, como resultado del crecimiento de \$11.786 millones en las inversiones en administración de liquidez de renta fija en certificados de depósito a término con entidades financieras. La empresa tiene inversiones en cartera colectiva en Correval.

La cuenta de otros activos, presenta un crecimiento de 5% con respecto a 2011 ascendiendo a \$122.546 millones, esta variación es explicada por el incremento en las valorizaciones por \$9.099 millones, en especial en plantas ductos y túneles.

En cuanto a la propiedad Planta y equipo se evidencia un aumento de 3,09%, como consecuencia del crecimiento en redes de distribución, éstas registraron una variación de \$3.482 millones, ubicándose en \$60.597 millones en el año 2012.

Por otra parte, la cuenta de deudores, registra una disminución de 5,26% con respecto a 2011 descendiendo a \$5.675 millones, debido a la reducción de la cuenta de avances y anticipos entregados en \$8.752 millones, los cuales corresponden a la compra de energía realizada a la empresa Enertolima.

El efectivo disminuyó \$4.288 millones, descendiendo a \$19.651 millones en el año 2012, debido a la reducción en 71,01% en la cuenta de bancos y corporaciones especialmente en cuentas corrientes.

El Activo Corriente corresponde al 41,44% de los Activos Totales de la Empresa, el cual presentó una reducción del 8,48% con respecto al 2011, pasando de \$171.545 millones en 2011 a \$157.005 millones en 2012, compuesto por deudores de \$82.382 millones; seguido por inversiones por \$53.038 millones y efectivo de \$19.651 millones.

En cuanto a los Pasivos, disminuyeron un 1,68%, ubicándose en \$58.814 millones en 2012, variación producida en su mayoría por la reducción en \$2.580 millones en cuentas por pagar, las cuales corresponden en su mayoría a adquisición de bienes y servicios.

Las operaciones de crédito público registran una reducción de 30,41%, como resultado de la reducción de \$2.079 millones en la deuda pública interna de largo plazo con la banca comercial, la cual descendió a \$4.599 millones en 2012.

En cuanto a las obligaciones financieras con la banca comercial, estas presentaban un saldo de \$207 millones en 2011, el cual fue cancelado en su totalidad en el año 2012.

Por otra parte los otros pasivos aumentaron 210,26%, ascendiendo a \$3.749 millones, como consecuencia del incremento de \$2.535 millones en recaudos a favor de terceros.

El Pasivo corriente corresponde al 45,36% del total del Pasivo, el cual desciende a \$26.229 millones en 2012, presentando una variación de 12,58% con respecto a 2011, éste está compuesto principalmente por cuentas por pagar de \$23.156 millones, seguido por obligaciones laborales y de seguridad integral por \$2.873 millones.

El patrimonio presentó un incremento de 3,74% equivalente a \$11.577 millones con respecto a 2011, pasando de \$321.040 a \$309.463 millones en 2012, soportado en el superávit por valorización, el cual aumentó \$9.099 millones y el crecimiento en la utilidad del ejercicio en \$2.031 millones.

En cuanto a la estructura de capital de la Empresa, el 84,74% de los fondos de la Empresa son propios, y los 15,26% restantes son aportados por acreedores.

## 2.2 Estado de Resultados

Los ingresos operacionales para el 2012 fueron de \$178.4999 millones, presentando un incremento del 5,47% con respecto al 2011, impulsado en su mayoría por el aumento en la venta de servicio de energía en \$8.119 millones, las cuales pasaron de \$163.652 a \$171.771 millones; estas ventas corresponden a distribución y comercialización de energía eléctrica.

Los Costos Operacionales fueron de \$155.937 millones, los cuales representan el 87,36% de los Ingresos Operacionales, estos aumentaron 5,00% con respecto al año anterior, como consecuencia del incremento en \$4.965 millones en las compras en

bloque y/o a largo plazo y de \$2.138 millones en las compras de energía en bolsa y/o a corto plazo.

Los gastos operacionales aumentaron 2,45%, pasando de \$19.820 a \$20.306 millones, de los cuales \$18.483 millones corresponden a gastos de administración y \$1.822 millones a depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento.

*Tabla 2.2. Estado de Resultados*

<b>ESTADO DE RESULTADOS</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>VAR</b>
INGRESOS OPERACIONALES	\$178.498.637.087	\$169.240.301.018	5,47%
COSTOS OPERACIONALES	\$155.936.774.594	\$148.512.157.708	5,00%
GASTOS OPERACIONALES	\$20.305.714.221	\$19.820.273.315	2,45%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$2.256.148.272	\$907.869.995	148,51%
OTROS INGRESOS	\$10.790.917.238	\$13.485.579.691	-19,98%
OTROS GASTOS	\$6.539.662.809	\$9.916.771.657	-34,05%
GASTO DE INTERESES	\$1.091.410.800	\$2.888.893.196	-62,22%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$6.507.402.701	\$4.476.678.029	45,36%

*Fuente SUI*

Los ingresos operacionales para el 2012 fueron de \$178.4999 millones, presentando un incremento del 5,47% con respecto al 2011, impulsado en su mayoría por el aumento en la venta de servicio de energía en \$8.119 millones, las cuales pasaron de \$163.652 a \$171.771 millones; estas ventas corresponden a distribución y comercialización de energía eléctrica.

Los Costos Operacionales fueron de \$155.937 millones, los cuales representan el 87,36% de los Ingresos Operacionales, estos aumentaron 5,00% con respecto al año anterior, como consecuencia del incremento en \$4.965 millones en las compras en bloque y/o a largo plazo y de \$2.138 millones en las compras de energía en bolsa y/o a corto plazo.

Los gastos operacionales aumentaron 2,45%, pasando de \$19.820 a \$20.306 millones, de los cuales \$18.483 millones corresponden a gastos de administración y \$1.822 millones a depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento.

Los gastos de administración crecieron \$445 millones, variación poco significativa pero que es ocasionada por el aumento de 6,46% en gastos generales.

La cuenta de depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento aumentó \$41 millones, debido a que la provisión para deudores presenta un incremento de 28,18%, la cual corresponde en su totalidad a deudores de servicio de energía.

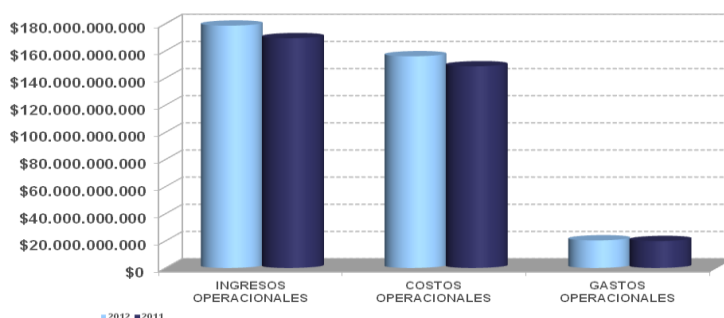
La Empresa obtuvo utilidades operacionales por \$2.256 millones presentando un crecimiento de 148,51% con respecto a 2011, como consecuencia del aumento en los ingresos operacionales, los cuales superaron el incremento evidenciado en los costos y gastos operacionales.

Los Ingresos No Operacionales disminuyeron 19,98% ubicándose en \$13.486 millones, como consecuencia del decrecimiento en \$2.963 millones en la cuenta de ingresos extraordinarios.

Los Gastos No Operacionales en 2012 fueron de \$6.540 millones, los cuales decrecieron 34,05% con respecto a 2011, como consecuencia de la reducción en gastos de intereses en \$1.797 millones, los cuales descienden a \$1.091 millones y corresponden en su mayoría a obligaciones financieras de créditos obtenidos.

La utilidad neta fue de \$6.507 millones, presentando un incremento de 45,36% con respecto a 2011, como consecuencia de la reducción en los gastos no operacionales la cual supera la disminución en otros ingresos.

*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	6,0	5,7
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	61	58
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	45	53
Activo Corriente Sobre Activo Total	41,44%	46,58%
<b>INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO</b>		
Nivel de Endeudamiento	15,3%	16,0%
Patrimonio Sobre Activo	84,7%	84,0%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	45,4%	51,0%
Cobertura de Intereses – Veces	10,4838	3,4130
<b>INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD</b>		
Ebitda	11.957.894.307	10.031.903.246
Margen Operacional	6,7%	5,9%
Rentabilidad de Activos	3,2%	2,7%
Rentabilidad de Patrimonio	3,7%	3,3%

Fuente SUI

#### Liquidez

La razón corriente de la empresa para el año 2012 es 6,0 veces, indicador que evidencia un incremento de 0,3 veces con respecto al año anterior; esto quiere decir que la empresa posiblemente podría cubrir sus obligaciones a corto plazo, pues sus Activos corrientes para 2012 fueron de \$157.005 millones los cuales superan los Pasivos corrientes de \$26.229 millones.

La rotación de cuentas por cobrar presentó un incremento de 3 días pasando de 59 días en 2011 a 61 días en 2012, lo que implica que la empresa tarda más días en hacer efectivas las cuentas por cobrar, como consecuencia del aumento evidenciado en las cuentas por cobrar por concepto de servicio de energía en 2012.

La Empresa tarda 46 días en realizar el pago de sus obligaciones, disminuyendo 8 días con respecto al 2011, año en el cual tardaba 56 días, como consecuencia de la reducción en las cuentas por pagar por adquisición de bienes y servicios.

El Activo corriente corresponde al 44,44% del total de Activos de la compañía, porcentaje que presenta una reducción de 5,14% con respecto al 2011, lo que implica que la mayor parte de los Activos de la Empresa están concentrados en activos fijos.

#### Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para el año 2012 es de 15,3%, en el cual se evidencia una reducción de 0,7% con respecto al año anterior, año en el que era de 16%, esta variación es explicada en la disminución de los pasivos de la empresa, impulsada principalmente en el decrecimiento de las cuentas por pagar.

El 84,7% de los recursos con los que cuenta la empresa para su funcionamiento son propios, porcentaje que aumentó con respecto al 2011, año en el cual el patrimonio de la Empresa representaba el 84% de los Activos, debido a la reducción del endeudamiento de la compañía en el 2012.

Para 2012 los Pasivos corrientes representaban el 45,4% de los Pasivos totales de la compañía, porcentaje que disminuyó 5,6% con respecto al año anterior, el cual era de 51,0%, lo que implica que la compañía tiene menores obligaciones a corto plazo

La empresa presenta una cobertura de intereses de 10,48 veces, se evidencia una mayor capacidad de pago de estos con respecto al año anterior como consecuencia de la disminución de los gastos de intereses en 2012.

#### Rentabilidad

El EBITDA presenta un incremento de \$1.926 millones con respecto al año anterior, pasando de \$10.032 a \$11.958 millones en el 2012, debido al incremento en los ingresos operacionales.

El margen operacional en 2012 fue de 6,7%, presentando un incremento de 0,8% con respecto a 2011, año en el cual fue de 5,9%; variación que es resultado del incremento registrado en el EBITDA.

La rentabilidad de los Activos aumentó 0,5% con respecto al año anterior ubicándose en 3,2%, al igual que la rentabilidad del patrimonio presentó un incremento de 0,4% con respecto a la vigencia anterior, ubicándose en 3,7% para el año 2012.

### **3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS**

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

La Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., opera nueve (9) subestaciones, las cuales tienen una capacidad de transformación en 115 kV de 225 MVA y en 33 kV de

183,5 MVA., con lo cual se atiende toda la demanda de la ciudad de Pereira y parte de los municipios vecinos.

La Empresa de Energía de Pereira, suministra energía en esta ciudad a más de 148.000 usuarios distribuidos en el área urbana y rural. El 75,43% de estos usuarios son atendidos por las subestaciones de Cuba, Dosquebradas y Ventorrillo.

A continuación se presenta la cantidad de transformadores de distribución y la longitud de las líneas operadas por la EEP S.A. ESP durante el 2012:

*Tabla 3.1. Transformadores operadas por EEP*

SECTOR	2011		2012		CRECIMIENTO KVA
	Cantidad	KVA	Cantidad	KVA	
Urbano	2578	268.258	2.746	317.510	18,35%
Rural	2897	102.390	3.043	114.493	11,82%

Fuente: AEGR

*Tabla 3.2. Longitud Líneas operadas por EEP*

TENSIÓN	LONGITUD (Km)	
	2011	2012
115 kV	8,88	8,88
33 kV	93,88	110,05
13,2 kV	1.124,73	1.140,19
< 1 kV	3.165,02	3.179,18

Fuente: EEP S.A. ESP

A 31 de diciembre de 2012 la EEP S.A. ESP cuenta con una capacidad nominal de generación de 9,38 MW distribuida de la siguiente forma:

*Tabla 3.3. Capacidad de Generación EEP*

PLANTA	POTENCIA NOMINAL (MVA)	CAPACIDAD NOMINAL (MW)	AÑO ENTRADA OPERACIÓN
Nuevo Libaré	6,25	5,625	1994
Belmonte G1	2,35	1,88	1937
Belmonte G2	2,35	1,88	1941

Fuente: AEGR

### **Planta Nuevo Libaré**

Fue puesta en servicio el 14 de Mayo de 1994, con una unidad instalada de 6,25 MVA, pertenece a un proyecto mixto de acueducto y energía. Está interconectada directamente con la subestación Ventorrillo a 13.800 Voltios.

Con el fin de mantener el caudal ecológico y el de calidad del río Otún y de acuerdo al concepto técnico No. 1535 del 09 de Julio de 2012 emitido por la CARDER, se realizó una suspensión de la generación, parcialmente durante los meses de agosto, septiembre y octubre de 2012, debido a la disminución del caudal medio del río, atribuible al fenómeno del niño.

### **Planta Belmonte**

Esta Planta cuenta con 4,70 MVA instalados, representados en dos (2) unidades (G1 Y G2) de 2,35 MVA cada una y cuentan con un factor de eficiencia de planta de 0.86, lo que hace que su generación sea muy estable. Las unidades fueron puestas en

operación en 1937 y 1941 respectivamente, funcionando continuamente y a plena carga hasta el 18 de Enero de 2011, mes donde se presentó una restricción por parte de la Corporación Autónoma Regional de Risaralda - CARDER para la Generación en la Planta, restricción emitida bajo la resolución 3344 del 15 de Octubre de 2010.

En el mes de julio de 2012, la CARDER levanta la restricción sobre la planta Belmonte, dando vía libre para desarrollar todos los proyectos de mantenimiento que permitían reiniciar la generación, es así que se desarrolló el mantenimiento al turbogenerador 1 y mantenimiento al canal Belmonte, actividades que se ejecutaron durante el segundo semestre de 2012, con un costo aproximado de \$800 millones de pesos.

Esta planta de generación se integra al SDL, por medio de una línea a 13.200 Voltios y de un transformador elevador 2,4/13,2 kV al CIRCUITO 1 CUBA.

### 3.2 Inversiones

En relación con la inversión de expansión del año 2012 se proyectó las siguientes actividades:

*Tabla 3.4. Proyectos de Inversión EEP*

ITEM	NOMBRE DEL PROYECTO	OBJETIVO	AVANCE (%)	FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN
1	Remodelación de la línea ANDI a 33 kV y la conexión de esta a la subestación Dosquebradas	Alimentar clientes industriales desde la subestación Dosquebradas	100	Enero de 2012
2	Construcción de las redes de nivel de tensión 2. Suministro e hincada de posteria para nivel de tensión 1 y alumbrado público para la prestación del servicio de energía para el proyecto de vivienda de interés social El Remanso sectores B y C	Atender expansión de la demanda del sector	100	Mayo de 2012
3	Construcción de la línea Dosquebradas – Ventorrillo 33 kV	Brindar mayor confiabilidad, servicio y optimizar el uso de los activos de la Empresa	100	Septiembre de 2012
4	Construcción de las redes de nivel 2 y 3 entre la Trilladora Pereira y Caimalito	Atender la demanda prevista de la Zona Franca	100	Octubre de 2012

*Fuente. SUI*

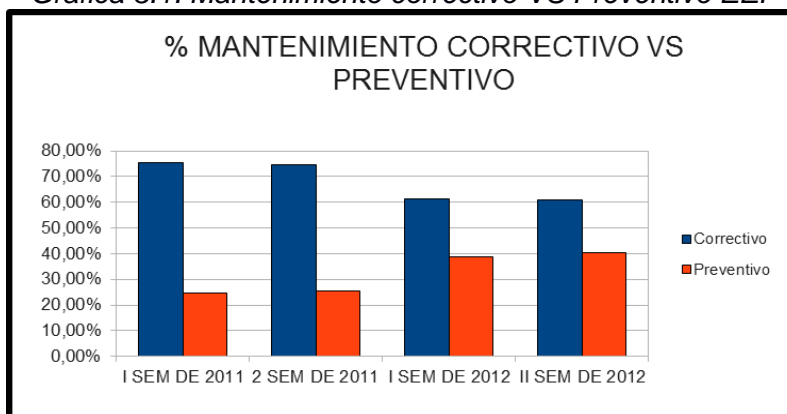
### 3.3 Mantenimiento y operación

En relación con el % de cumplimiento del plan anual de mantenimiento la auditoria encontró que para el año 2012 en relación al año 2011 se presentó una disminución del 4,5%, pese a esto se cumplió la meta ideal de ejecución que estaba en un 90%.

La Empresa de Energía de Pereira para el año 2012, atendiendo el programa de gestión firmado con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, obtuvo un indicador de mantenimientos ejecutados frente a los mantenimientos programados del 93,75%. De la misma manera, se logró una mayor activación de los mantenimientos preventivos (61,15%) frente a los correctivos (39,60%).



Grafica 3.1. Mantenimiento correctivo VS Preventivo EEP



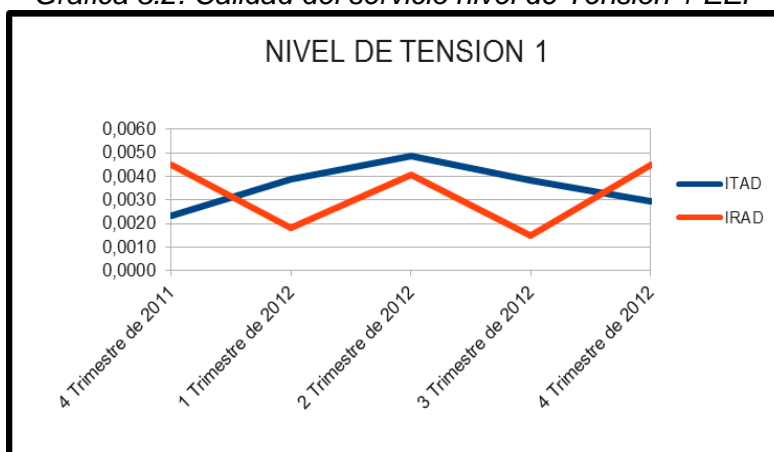
Fuente: AEGR

### 3.4 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 resolución CREG 097 de 2008, se evidencia que desde la entrada al esquema de calidad la EEP S.A. ESP en el cuarto trimestre de 2011, la calidad del servicio presentó un comportamiento en donde el ITAD supera al IRAD en los tres primeros trimestres, sin embargo, en el cuarto trimestre se evidencia una mejora en calidad del servicio.

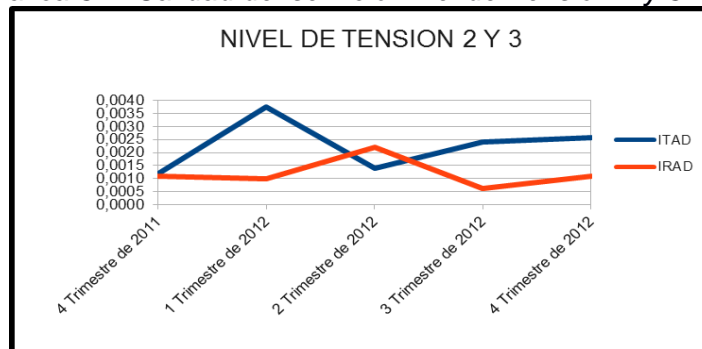
Grafica 3.2. Calidad del servicio nivel de Tensión 1 EEP



Fuente: SUI

En el nivel de tensión agregado 2 y 3, se observa que el índice ITAD se encuentra por encima del IRAD excepto en el segundo trimestre de 2012, lo que evidencia que la calidad del servicio en estos niveles de tensión no fueron los óptimos.

Grafica 3.2. Calidad del servicio nivel de Tensión 2 y 3 EEP



Fuente: SUI

### 3.5 Calidad de la potencia

A solicitud de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, EEP S.A. ESP 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 EEP S.A. ESP, presuntamente no cumple con los siguientes estándares o referencias establecidas en la regulación vigente:

- Estándares de factor de potencia en 32 puntos de los 41 medidos.
- Estándares de Distorsión Armónica de Tensión en 2 puntos de los 41 medidos.

## 4. ASPECTOS COMERCIALES

### Cantidad de suscriptores

Tabla 4.1.1. Número de suscriptores 2012

Sector	Número de suscriptores	Participación
Total Residencial	254,935	93.77%
Total No Residencial	16,933	6.23%
Total Suscriptores	271,868	100.00%

Fuente: SUI

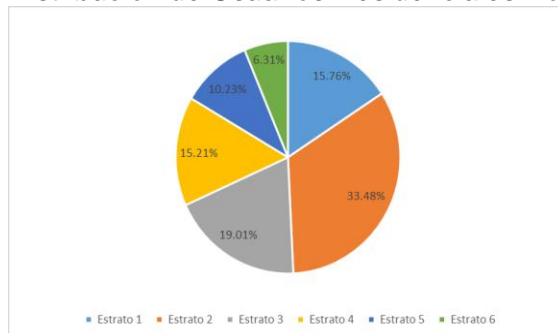
En la Tabla 4.1.1 se observa que el número de suscriptores de la Empresa de Energía de Pereira para el año 2012 es de 271.868, de los cuales el 93.8% corresponde al sector residencial.

Tabla 4.1.2 Número de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012

Estrato	Número de suscriptores	Participación
Estrato 1	40,171	15.76%
Estrato 2	85,346	33.48%
Estrato 3	48,475	19.01%
Estrato 4	38,772	15.21%
Estrato 5	26,091	10.23%
Estrato 6	16,080	6.31%

Fuente: SUI

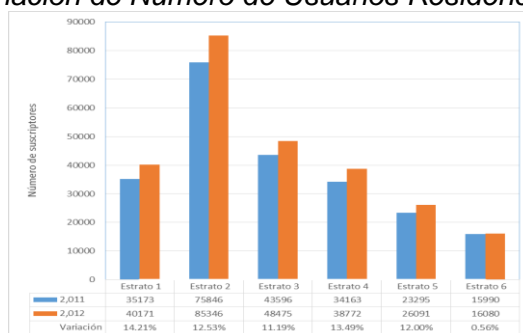
Gráfica 4.1.1 Distribución de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012



Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.1 y Tabla 4.1.2, se concluye que el 33.5% de los usuarios pertenece al estrato 2, un 50% está distribuido en porcentajes similares entre los estratos 1, 3 y 4, y el 10.2 corresponde al estrato 5 y el 6.3% al estrato 6.

Gráfica 4.1.2 Variación de Número de Usuarios Residenciales 2011 – 2012



Fuente: SUI

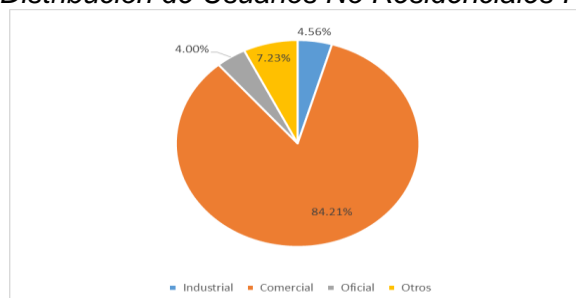
En la Gráfica 4.1.2 puede verse que en el año 2012 hubo incrementos en el número de usuarios residenciales comparados con el año anterior en todos los estratos. Los mayores incrementos se dieron en los estratos 1 y 4 con el 14.2% y el 13.5% de incremento, respectivamente.

Tabla 4.1.3 Número De Usuarios No Residenciales Por Sector 2012

Sector	Número de usuarios	Participación
Industrial	772	4.56%
Comercial	14,259	84.21%
Oficial	678	4.00%
Otros	1,224	7.23%

Fuente: SUI

Gráfica 4.1.3 Distribución de Usuarios No Residenciales Por Sector 2012



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.3 y Gráfica 4.1.3 puede verse que en cuanto a los usuarios no residenciales, el 84.2% corresponde al sector comercial, seguido del sector otros, con el 7.2%. El menor porcentaje corresponde al sector oficial con el 4%.

Gráfica 4.1.4 Variación de Usuarios No Residenciales Por Sector 2011 - 2012



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.4 se observa que en todos los sectores se incrementó el número de usuarios, con relación al año anterior. Los mayores incrementos ocurrieron en el sector oficial con el 14.1%, y en otros, con el 8.6% de incremento anual.

Tabla 4.1.4 Distribución De Usuarios Por Departamento

Departamento		2011	2012
RISARALDA	Suma - Estrato 1	35,171	40,169
	Suma - Estrato 2	75,530	85,029
	Suma - Estrato 3	43,594	48,473
	Suma - Estrato 4	34,159	38,768
	Suma - Estrato 5	23,293	26,089
	Suma - Estrato 6	15,990	16,080
	Suma - Industrial	764	772
	Suma - Comercial	13,833	14,255
	Suma - Oficial	591	678
	Suma - Otros	1,124	1,216

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.4 puede verse que el 99.8% de los usuarios están ubicados en el departamento de Risaralda.

Tabla 4.1.5 Número De Usuarios Comparado Con Colombia

	Total Suscriptores Colombia	Número de usuarios	Participación
Total Estrato 1	2,737,327	40,171	1.47%
Total Estrato 2	4,317,969	85346.00	1.98%
Total Estrato 3	2,375,182	48475.00	2.04%
Total Estrato 4	746,906	38772.00	5.19%
Total Estrato 5	290,667	26091.00	8.98%
Total Estrato 6	181,398	16080.00	8.86%
Total Industrial	46,971	772.00	1.64%
Total Comercial	627,674	14259.00	2.27%
Total Oficial	53,919	678.00	1.26%
Total Otros	39,970	1224.00	3.06%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.1.5 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden a los estratos 5 y 6 con el 8.9%, seguidos del estrato 4 con el 5.2%.

## Consumos

**Tabla 4.1.6 Consumo De Kwh Por Sector**

Sector	KwH	Participación
Total Residencial	208,579,113	42.57%
Total No Residencial	281,371,257	57.43%
Total Suscriptores	489,950,370	100.00%

Fuente: SUI

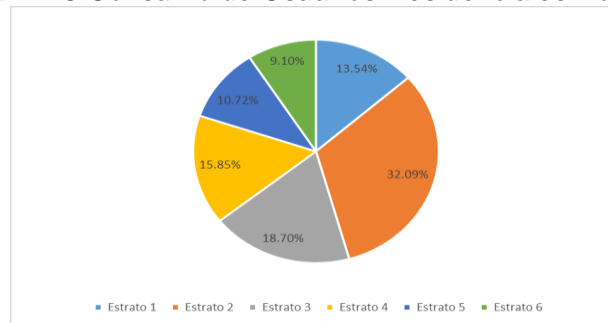
En la Tabla 4.1.6 se observa que el consumo de energía de los suscriptores de la Empresa de Energía de Pereira para el año 2012 es de 489.950.370 Kwh, de los cuales el 42.6% corresponde al sector residencial, y el restante 57.4% corresponde al no residencial.

**Tabla 4.1.7 Consumo de Kwh de Usuarios Residenciales Por Estrato**

Estrato	KwH	Participación
Estrato 1	28,236,513	13.54%
Estrato 2	66,937,071	32.09%
Estrato 3	38,994,717	18.70%
Estrato 4	33,068,430	15.85%
Estrato 5	22,357,183	10.72%
Estrato 6	18,985,199	9.10%

Fuente: SUI

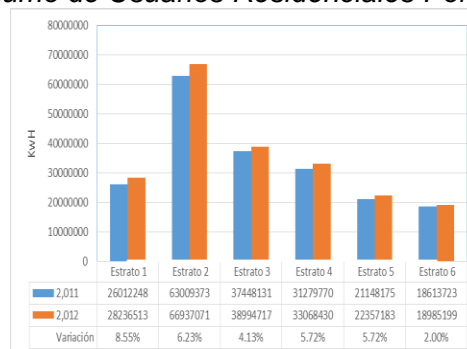
**Gráfica 4.1.5 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato**



Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.5 y Tabla 4.1.7, se concluye que el 32.1% del consumo de energía corresponde a usuarios del estrato 2, el 48.1% repartido en porcentajes similares entre los estratos 1, 3 y 4, y el 19.8% restante entre los usuarios de los estratos 5 y 6.

**Gráfica 4.1.6 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato 2011 - 2012**



Fuente: SUI

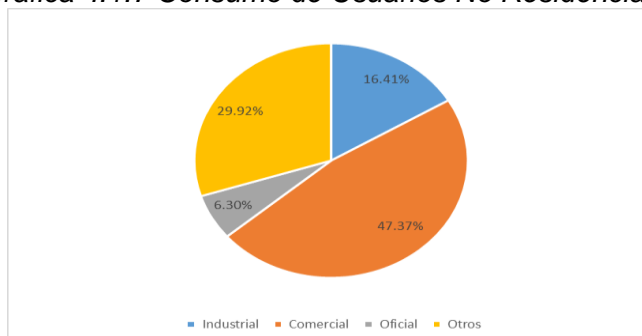
En la Gráfica 4.1.6 se observa que en todos los estratos, aumentó el consumo de energía en el año 2012 en comparación con el año anterior. Los mayores aumentos se presentaron en el estrato 1 con el 8.6% y en el estrato 2 con el 6.2%.

Tabla 4.1.8 Consumo de Kwh de Usuarios No Residenciales

Sector	KwH	Participación
Industrial	46,168,886	16.41%
Comercial	133,294,688	47.37%
Oficial	17,733,542	6.30%
Otros	84,174,141	29.92%

Fuente: SUI

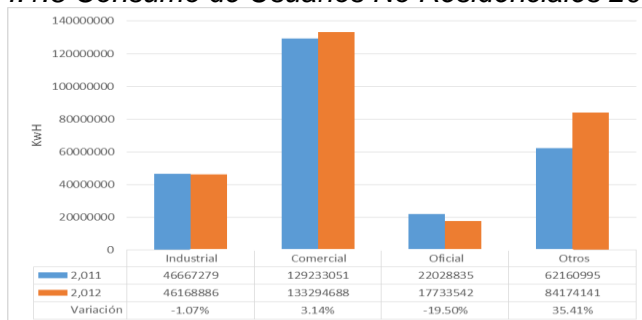
Gráfica 4.1.7 Consumo de Usuarios No Residenciales



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.8 y Gráfica 4.1.7 puede verse que en cuanto al consumo de los usuarios no residenciales, el 47.4% corresponde al sector comercial, seguido de otros con el 29.9% y del sector industrial con el 16.4%.

Gráfica 4.1.8 Consumo de Usuarios No Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

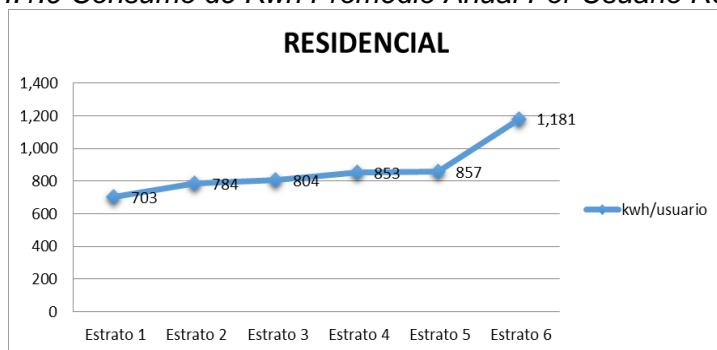
En la Gráfica 4.1.8 se observa que en los sectores oficial e industrial disminuyó el consumo de los usuarios, con relación al año anterior, mientras que en los sectores otros y comercial el consumo aumentó en el 35.4% y el 3.1% respectivamente.

Tabla 4.1.9 Consumo de Kwh Promedio Anual Por Usuario

Estrato	Número de suscriptores	KwH	kwh/usuario
Estrato 1	40,171	28,236,513	703
Estrato 2	85,346	66,937,071	784
Estrato 3	48,475	38,994,717	804
Estrato 4	38,772	33,068,430	853
Estrato 5	26,091	22,357,183	857
Estrato 6	16,080	18,985,199	1,181
Sector	Número de usuarios	KwH	kwh/usuario
Industrial	772	46,168,886	59,804
Comercial	14,259	133,294,688	9,348
Oficial	678	17,733,542	26,156
Otros	1,224	84,174,141	68,770

Fuente: SUI

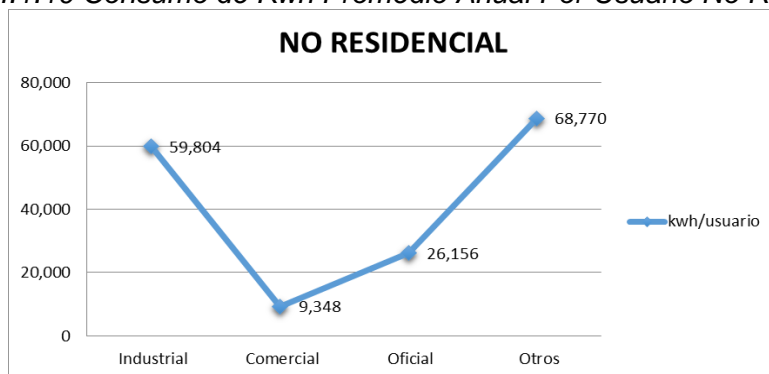
Gráfica 4.1.9 Consumo de Kwh Promedio Anual Por Usuario Residencial



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.9 y Gráfica 4.1.9 se puede observar que los consumos anuales por usuario van desde 703 Kwh en el estrato 1 hasta 1.181 Kwh en el estrato 6.

Gráfica 4.1.10 Consumo de Kwh Promedio Anual Por Usuario No Residencial



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.9 y Gráfica 4.1.10 se puede observar que el mayor consumo por usuario no residencial ocurre en el sector otros con 68.770 Kwh anuales, seguido del sector industrial con 59.804 Kwh.

Tabla 4.1.10 Consumo de Kwh de Usuarios Por departamento

Departamento	CALDAS	CUNDINAMARCA	QUINDIO	RISARALDA	VALLE
Estrato 1			1.018	28.235.495	
Estrato 2			146.391	66.752.825	37.855
Estrato 3			1.377	38.993.340	
Estrato 4			2.238	33.063.825	2.367
Estrato 5				22.326.325	30.858
Estrato 6				18.985.199	
Total Residencial			151.024	208.357.009	71.080
Industrial				46.168.886	
Comercial			3.836	133.290.852	0
Oficial				17.733.542	
Otros	12.907.109	9.396.115	13.960.728	47.910.189	
Total No Residencial	12.907.109	9.396.115	13.964.564	245.103.469	0

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.10 puede verse que el 92.6% del consumo corresponde al departamento de Risaralda, mientras que el 7.4% restante corresponde a los departamentos del Quindío, Caldas, Cundinamarca y Valle del Cauca.

*Tabla 4.1.11 Consumo de Kwh Comparado Con Colombia*

	<b>Total Consumo Colombia</b>	<b>Consumo Empresa</b>	<b>Participación</b>
Total Suma - Estrato 1	4,407,223,508	28,236,513	0.64%
Total Suma - Estrato 2	6,109,402,080	66,937,071	1.10%
Total Suma - Estrato 3	3,964,116,282	38,994,717	0.98%
Total Suma - Estrato 4	1,453,637,917	33,068,430	2.27%
Total Suma - Estrato 5	710,278,398	22,357,183	3.15%
Total Suma - Estrato 6	680,918,417	18,985,199	2.79%
Total Suma - Industrial	10,065,526,292	46,168,886	0.46%
Total Suma - Comercial	7,060,243,373	133,294,688	1.89%
Total Suma - Oficial	1,079,445,070	17,733,542	1.64%
Total Suma - Otros	1,984,751,818	84,174,141	4.24%

*Fuente: SUI*

Se observa en la Tabla 4.1.11 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al sector otros, con el 4.2%, al estrato 5 con el 3.2% y al estrato 6 con el 2.8%.

### **Atención al Cliente**

Según lo informado en la Página Web de la Empresa, se cuenta con una atención centralizada de requerimientos de usuarios, de manera directa en el Edificio Torre Central Piso 2, con personal dispuesto y capacitado a atender inquietudes, según lo indicado.

Por otra parte, según la información de la Página Web, la Empresa cuenta con las siguientes alternativas para el pago de la factura:

<b>Punto de Atención</b>	<b>Dirección</b>
Multiservicios Edificio Torre Central	Cra. 10 N° 17-55 Local 206 Edificio Torre Central
Multiservicios Avenida Circunvalar	Calle 3 N°13-28 Local 2 - Edificio Mirador del Parque
Multiservicios Dos Quebradas	Avenida Simón Bolívar N° 27-37
Multiservicios Santa Rosa	Calle 12 N° 13-58 Local 2 CAM
Multiservicios Cuba	Cra 24B N° 708-04 CAM Cuba
Banco de Crédito BCP	Todas las sucursales a nivel Nacional - Pereira Cra. 6 N°19-36
Banco Caja Social	calle 19 cra 7 Esquina, Edif. Palacio M/Pal
Banco Caja Social	Av. 30de Agosto N° .35-38/42
Banco Colmena	Cr 2 N°19-34 Salazar Londoño
Davivienda, Banco Davivienda Red Bancafe	Todas las sucursales de Pereira y Recaudo en Risaralda
Banco de Bogotá	Todas las sucursales - Av. 30 de Agosto N° 35-70
Redeban Multicolor	Pagos Cajeros Automáticos
Banco Colpatria	Pago por Domiliación

*Fuente: AEGR*

### **Pérdidas**

De acuerdo con lo informado por el AEGR, para la vigencia del 2012, la Empresa ha llegado a un indicador de pérdidas del 12,84%; en el 2005, el mencionado indicador ascendió al 25,14% y durante el período 2008-2009, se mantuvo en un 20%.

Según el informe del AEGR, las pérdidas de la Empresa se han reducido como consecuencia de las campañas de macromediciones, normalización, cambio de acometidas y medidores y para el 2017 se fijó la meta de llevar el indicador a menos del 10,03%.



## 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.

Por otra parte, La Comisión expidió la Resolución CREG 151 de 2012, mediante la cual aprobaron la solicitud de Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., en relación con la actualización del costo anual del nivel de tensión 4 y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3 y 2, así como los costos de reposición de la inversión de los niveles de tensión 4, 3 y 2 de los activos, por la modificación de la base de activos reconocidos.

### **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 Empresa de Energía de Pereira S.A. 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 Públicas de Medellín 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.

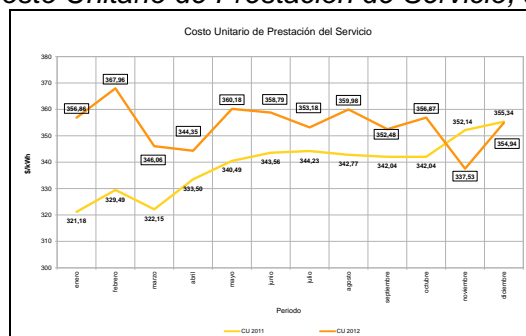
#### **4.2.2. Información del Costo Unitario de Prestación del Servicio**

EEP S.A. E.S.P., presenta una variación positiva del Costo Unitario de Prestación del Servicio CU promedio al pasar de 339,54 \$/kWh en el 2011 a 354,10 \$/kWh en 2012, que corresponde al 4,43%, a diferencia de las otras empresas que conforman la ADD Centro, la empresa presenta un incremento en la componente de distribución al pasar de 133,09 \$/kWh a 134,07 \$/kWh, que corresponde al 8.92%.

Para el prestador, en promedio la componente que tiene la mayor participación es la generación con un 40.22% y le sigue la componente de distribución con 37,86% y pérdidas con el 7,67%.

La evolución del costo unitario de prestación del servicio de energía para la EEP S.A. E.S.P., para las vigencias 2011 y 2012, se detalla en la gráfica 4.2.1.

Gráfica 4.2.1. Costo Unitario de Prestación de Servicio, año 2011 y 2012.



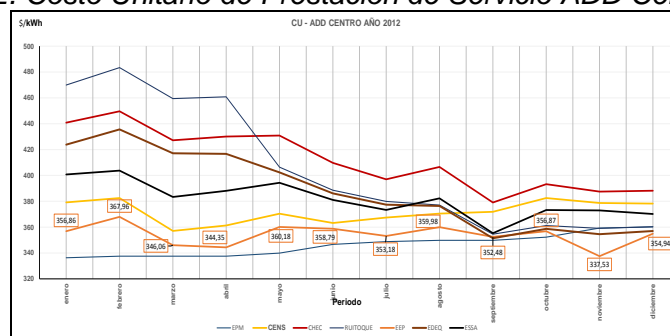
Fuente: Publicación de tarifas del prestador

### 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 EEP S.A. E.S.P., en términos generales es estable incluso con la entrada del prestador en la ADD Centro, sigue conservando una de las tarifas más bajas entre estas empresas, se observa que para el mes de noviembre el CU es el más bajo con un valor de \$337,53 \$ /kWh.

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



Fuente: Publicación de tarifas de los prestadores 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:

“(...) EEP es un OR que la mayor parte del tiempo ha sido excedentario, sin embargo en el último periodo fue beneficiario, por lo cual asume parte de los costos de la ADD y ha recibido beneficios. Los usuarios de este mercado han percibido incrementos

tarifarios que van desde un 2% hasta un 5% y en septiembre tuvieron una reducción tarifaria promedio del 3%.

EEP tiene aproximadamente 146.106 usuarios en el nivel de tensión 1, de los cuales el 43,3% son de estrato 1 y 2. El total de usuarios subsidiados representa el 60,1%, los usuarios contribuyentes son el 24,7%, el restante 15,2% son usuarios que no contribuyen ni reciben subsidio.

EEP consume aproximadamente el 4,2% de la energía de nivel de tensión 1 del ADD Centro. De la energía vendida en el OR operado por EEP el 37,5% es consumida por los estratos 1, 2 y 3; el 21,8% por usuarios que pagan el CU y el restante 40,7% por usuarios contribuyentes.

**Beneficios de EEP:** El beneficio total recibido por los usuarios de nivel 1 ubicados en el mercado operado por EEP alcanza un monto de \$277'278.729 pesos de julio de 2012, el cual representa el 1,8% de los beneficios recibidos por los usuarios de esta ADD. De estos beneficios los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 han recibido un 23,8%, los usuarios que pagan el CU un 24,3% y los usuarios que contribuyen un 51,9%.

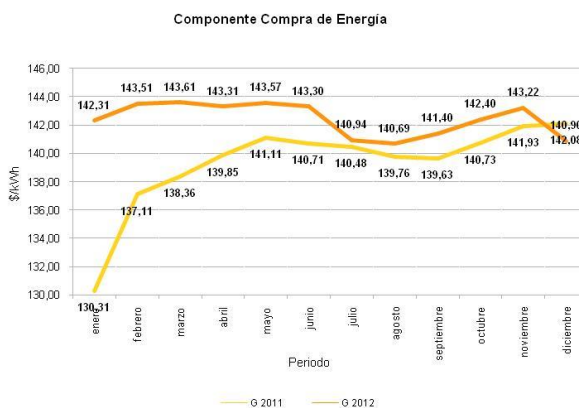
**Costos de EEP:** El costo total asumido por los usuarios de nivel 1 ubicados en el mercado operado por EEP alcanza un monto de \$1.329'103.561 pesos de julio de 2012. De estos costos los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 asumen un 24%, los usuarios que pagan el CU un 24,1% y los usuarios que contribuyen un 52% (...)"

Es de anotar que el estudio para la EEP abarca desde mayo de 2012 a julio de la vigencia mencionada.

### Componente de Generación G:

A diferencia del comportamiento oscilatorio del CU, durante 2012, la componente G se presenta relativamente estable tal como se muestra en la Gráfica 4.2.3, debido principalmente a que tanto las cantidades como el precio promedio de compra en contratos nacional Mc, no manifiestan variaciones importantes en este período.

Gráfico 4.2.3. Comparativo G 2011 – 2012.



Fuente: Publicación de tarifas del prestador

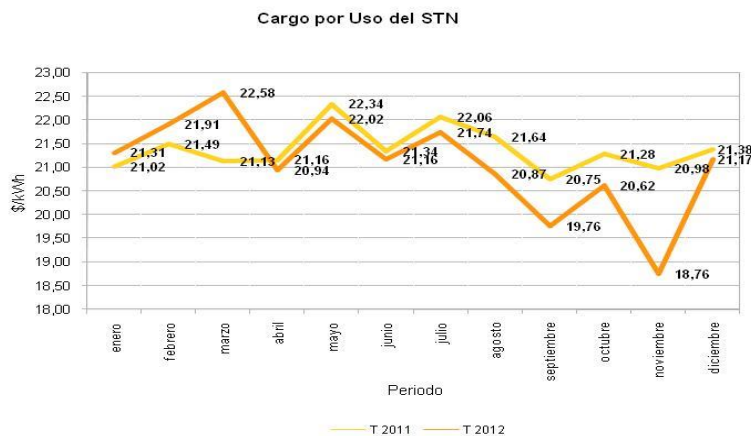
### Componente de Transmisión T:

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.

La Gráfica 4.2.4, presenta el comportamiento de la componente de Transmisión T:

**Gráfico 4.2.4. Comparativo T 2011 – 2012.**



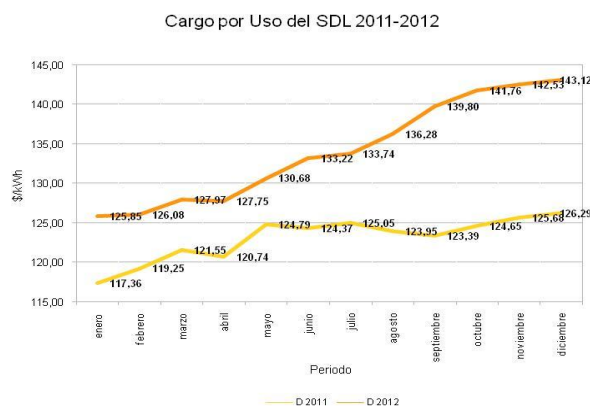
Fuente: Información de la ESP – Publicada por XM

### Componente de Distribución D:

EEP S.A. E.S.P. se encuentra integrado dentro del área de distribución centro desde el año 2012, en compañía de las empresas: las Empresas Públicas de Medellín 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.

Como se ha mencionado los picos que presenta el cargo por uso del SDL, tiene una alta incidencia en el costo unitario final, dado a que la componente de distribución, en el mercado Bogotá, representa 38 % del CU, sin embargo, este comportamiento es el resultado de la aplicación del cargo único del área, tal como se presenta en la gráfica 4.2.5.

**Gráfico 4.2.5. Comparativo D 2011 – 2012.**



Fuente: Publicación de tarifas del prestador

Ahora bien, se considera importante reseñar la verificación de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento – AOM que se efectúa para los operadores de red y transmisores del país, en el cual se describe lo concerniente a Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.

Según lo dispuesto en el artículo 15°, numeral 13 del Decreto 990 de 2002, corresponde a la DTGE, vigilar la correcta aplicación del régimen tarifario para energía eléctrica que señalen las Comisiones de Regulación.

En este sentido, la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, mediante resolución CREG 051 de 2010 modificada por la Resolución CREG 24 de 2012, estableció la obligación a los OR de entregar la información referente a los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento - AOM a esta Superintendencia en los siguientes términos:

*"Artículo 5. Modificación del artículo 3 de la Resolución CREG 051 de 2010. Se modifica el artículo 3 de la Resolución CREG 051 de 2010, el cual quedará así:*

*"Artículo 3. Fecha de Entrega de Información de AOM. Los Operadores de Red deben entregar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, a más tardar el 30 de abril de cada año, la información de AOM del año anterior junto con el informe del auditor contratado y la información adicional que se señala en esta resolución.*

*La información presentada después de esta fecha se considerará como no entregada para efectos de lo previsto en el numeral 10.3 de la Resolución CREG 097 de 2008."*  
*"(subrayado fuera de texto)*

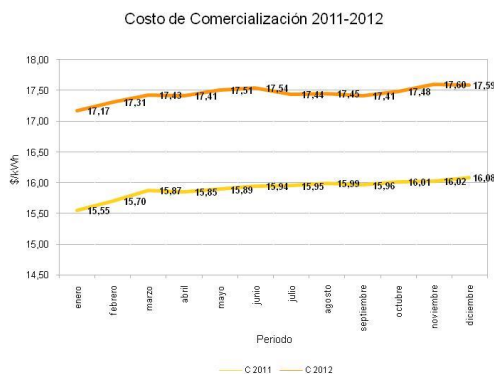
Al respecto, los gastos anuales por concepto de AOM se suman a la tarifa que la CREG reconoce y se calculan como un porcentaje (Porcentaje de AOM a reconocer - PAOMR) a partir de los gastos contables demostrados por el agente y condicionado a que los indicadores de calidad del servicio no se deterioren, siendo cubiertos dichos gastos en su totalidad por el usuario final vía tarifa.

En virtud de dicha función, la Dirección Técnica de Gestión de Energía - DTGE, identificó la necesidad de implementar una jornada de verificación del reporte y cálculo del Porcentaje de Administración, Operación y Mantenimiento a Reconocer - PAOMR para cada uno de los operadores de red - OR, relativo a los tres años reportados (2010 – 2012).

Dentro de la mencionada jornada, se encontró que Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., realizó los cálculos del PAOMR 2010-2012 de acuerdo con la metodología establecida en la resolución CREG 097 de 2008, sin presentar observaciones por parte de la DTGE.

### Componente de Comercialización C:

Gráfico 4.2.6. Comparativo C 2011 – 2012.



Fuente: Publicación de tarifas del prestador

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.

### Componente de Pérdidas Pr:

Dado que la componente de pérdidas es una función directa de las componentes de Generación y Transmisión, los incrementos parciales evidenciados durante el año en estas variables, cierta medida se compensaron, tal como se observa en la gráfica 4.2.7.

Gráfico 4.2.7. Comparativo Pr 2011 – 2012.

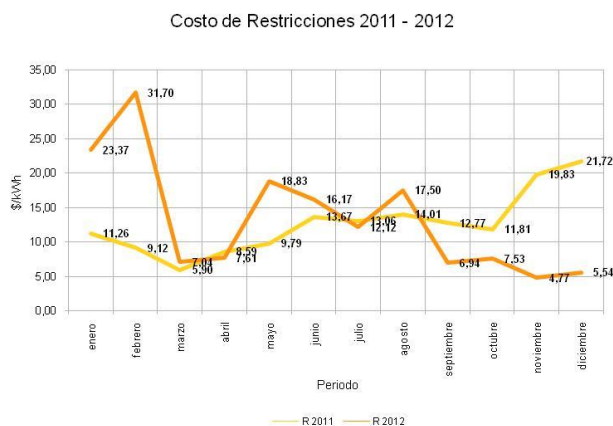


Fuente: Publicación de tarifas del prestador

### Componente de Restricciones

Como se observa del Gráfico 4.2.8 la componente de restricciones del prestador es bastante oscilatoria; esto se debe a la indisponibilidad de activos.

Gráfico 4.2.8. Comparativo R 2011 – 2012.



Fuente: Publicación de tarifas del prestador

### 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

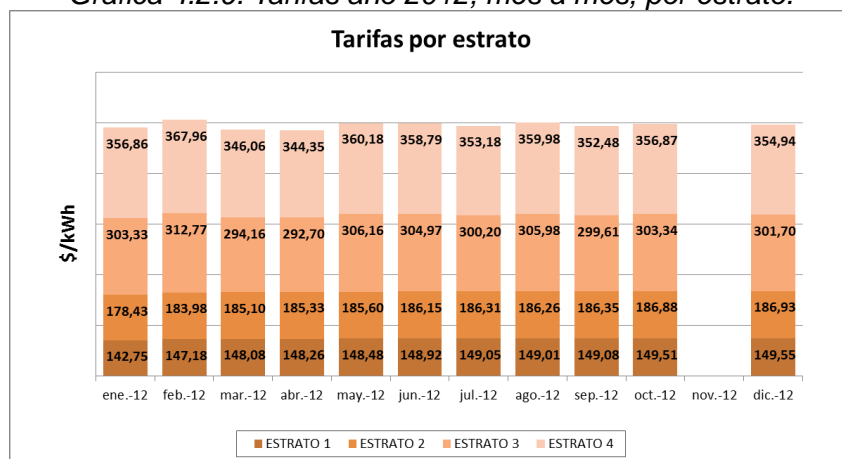
incluyen los cargos por uso de los sistemas de distribución local para redes aéreas del nivel de tensión I, con activos 100% propiedad de la empresa.

### Evolución de las tarifas 2012 del prestador

En la gráfica 4.2.9., se observa la tarifa aplicada por la Empresa de Energía de Pereira a cada estrato durante el año 2012.

Es así que para enero la tarifa aplicada fue de 356.86 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 142.75 \$/kWh, asignado un subsidio del 60% para este periodo.

Gráfica 4.2.9. Tarifas año 2012, mes a mes, por estrato.



Fuente: Publicación de tarifas del prestador

De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que el resultado de las variaciones mensuales fue una disminución del 0.53% en la tarifa, que para enero fue de 356.86 \$/kWh y para diciembre de 354.94 \$/kWh.

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

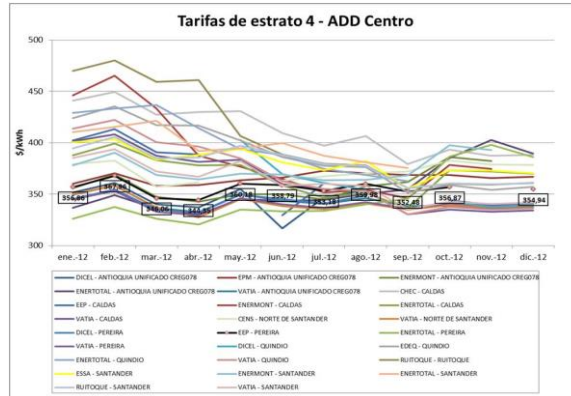
Mediante el Decreto 388 de 2007 se ordenó a la Comisión Reguladora de Energía y Gas -CREG conformar, dentro de la metodología que establezca la remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, áreas de distribución -ADD, las cuales se definen como el “Conjunto de redes de Transmisión 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 e incluso los comercializadores que hacen presencia en el mercado de Bogotá, tal como se registran en la Gráfica 4.2.10.



**Gráfica 4.2.10. Tarifas 2012 ADD Centro**



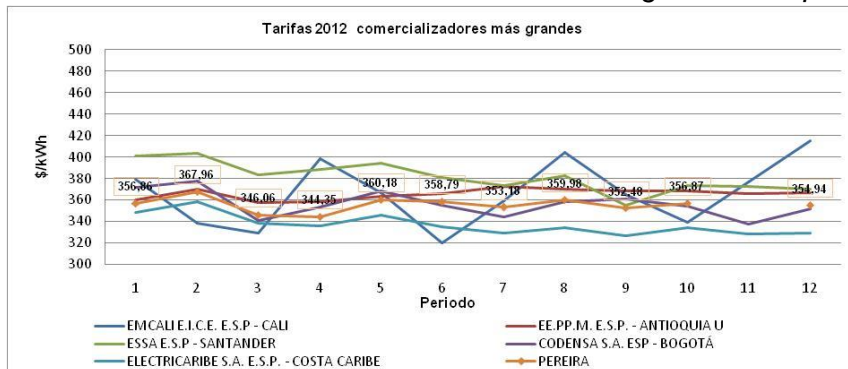
Fuente: Publicación de tarifas del prestador

De la gráfica 4.2.10., se concluye que la empresa posee una de las tarifas más bajas del ADD.

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

De la gráfica 4.2.11., se observa un comportamiento similar del prestador frente a los comercializadores, toda vez que también frente a los comercializadores más grandes del país la empresa posee una tarifa baja.

**Gráfica 4.2.11. Tarifas 2012 comercializadores más grandes del país**



Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

**Comparativo de tarifas años 2011 - 2012 del prestador**

**Gráfica 4.2.12. Tarifas 2011 – 2012**



Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

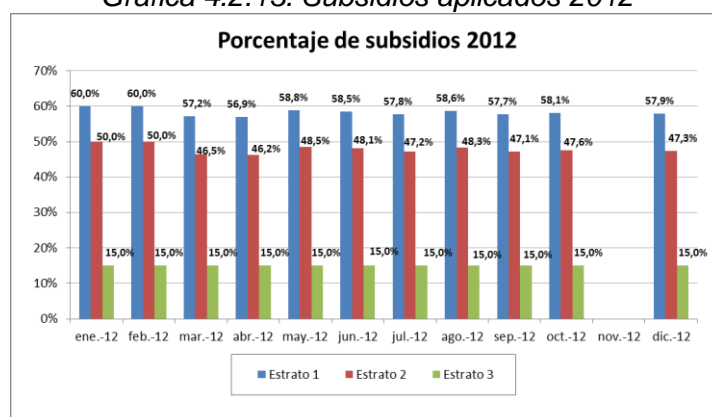
En la gráfica 4.2.12., observa que la empresa en el 2012 mantiene unas tarifas similares a las del año 2011 con un comportamiento relativamente oscilatorio.

### 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 gráfica 4.2.13., presenta el porcentaje de subsidios al consumo de subsistencia, para los estratos 1, 2, y 3.

Gráfica 4.2.13. Subsidios aplicados 2012



Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

### 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	4.130.538.787	4.703.415.705
Estrato 2	7.645.654.519	8.462.145.091
Estrato 3	1.348.987.535	1.532.704.165
Total Subsidios	13.125.180.841	14.698.264.961
Estrato 5	1.414.051.678	1.554.124.141
Estrato 6	1.244.379.754	1.303.157.343
Industrial	3.352.912.637	1.659.196.447
Comercial	9.234.590.856	8.483.134.848
Total Contribución	15.245.934.925	12.999.612.779
Déficit	2.120.754.084	-1.698.652.182

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

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

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, la empresa otorgó durante el 2012 subsidios cercanos a \$ 14.698 millones de pesos, de los cuales el 57% (\$8.462 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 2 , el 32% al estrato 1 (\$4.703 millones) y 10% a los usuarios del estrato 3 (\$1.533 millones), además facturó contribuciones por un valor total de \$13.000 millones los cuales el 65% corresponden a aportes del sector comercial (\$8.483 millones). Los aportes de los usuarios de los estratos 5 y 6 son cerca del 22% e las contribuciones totales.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$1.698 millones de pesos, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$14.698 millones y recaudar un total de \$12.999 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*

Concepto		2011	2012
Subsidios		14.256.319.772	14.867.256.407
Contribuciones		16.365.742.073	15.172.913.523
Déficit / Superávit		2.109.422.301	305.657.116
Giros de	Presupuesto Nal	-	-
	FSSRI	-	-

*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 \$305 millones. No obstante, no se reportan giros del Presupuesto Nacional ni del FSSRI.

## 5. EVALUACION DE LA GESTIÓN

Indicadores de Gestión

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Margen Operacional	27,37%	6,70%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	10,5	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	52,93	61,4	No cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	36,72	45,7	No cumple
Razón Corriente – Veces	1,38	6,0	Cumple

*Fuente: SUI*

De acuerdo a los referentes establecidos para 2012, la Empresa de Energía de Pereira cumple con 2 de los indicadores de gestión financieros planteados para evaluar la Gestión de Resultados.

La rotación de cuentas por cobrar, se encuentra fuera del referente establecido, este indicador presentó un incremento con respecto a la vigencia anterior como resultado del aumento en la cartera.

En cuanto a la rotación de cuentas por pagar, el promedio de días en los cuales se cubren las obligaciones con los proveedores no se encuentra dentro del referente determinado; El indicador presenta mejoría con respecto a 2011, como resultado del

pago de cuentas con el fin de acogerse a descuentos financieros otorgados por los proveedores.

La razón corriente supera el límite establecido, la empresa cuenta con los recursos para atender las obligaciones de corto plazo; a pesar que la empresa cuenta con liquidez, no obstante el indicador presentó una disminución con respecto a la vigencia anterior.

El margen operacional registrado en 2012 es inferior al referente, a pesar que este mejoró con respecto al año anterior como resultado de los ingresos operacionales, el indicador aun presenta una desviación significativa con respecto al margen operacional planteado en el referente.

La empresa tiene capacidad de asumir el pago de sus gastos en intereses, se realizó el pago oportuno de las obligaciones adquiridas con entidades financieras lo que genera que el monto de los intereses disminuya y así sea posible atender este tipo de gasto. El resultado del indicador se encuentra sobre el referente establecido para la cobertura de intereses.

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

Oportunidad de cargue

La Empresa de Energía de Pereira S.A ESP, presenta los siguientes formatos pendientes para el año 2012:

Formato	Periodicidad	Período	Resolución
Formulario 10	Mensual	1	20102400008055

*Tabla 6.1. Formatos pendientes de cargue. Fuente SUI*

Se evidencia que la empresa mencionada ha realizado los cargues correspondientes al año 2012, exceptuando la información del formulario 10. Se debe tener en cuenta que el 18% de los formatos reportados lo realizo de manera extemporánea.

La información presentada a continuación se muestra en serie de datos, de la cual se puede observar las variaciones para el año analizado y la completitud de la misma.

Calidad de la información comercial residencial

Usuarios por estrato

*Tabla 6.2. Usuarios por estrato.*

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Ene	18,584	38,321	21,427	16,535	10,976	5,827
Feb	19,996	42,699	24,253	19,218	13,090	8,132
Mar	20,031	42,757	24,301	19,403	13,107	8,132
Abr	20,075	42,810	24,334	19,456	13,117	8,165
May	20,104	42,874	24,378	19,483	13,135	8,200
Jun	20,237	42,959	24,465	19,567	13,131	8,178
Jul	20,297	43,034	24,489	19,572	13,153	8,173
Ago	20,358	43,105	24,505	19,793	13,229	8,169
Sep	20,382	43,190	24,587	19,812	13,263	8,175
Oct	20,432	43,250	24,597	20,062	13,278	8,181
Nov	20,541	43,261	24,587	20,147	13,312	8,184
Dic	20,551	43,358	24,604	20,178	13,315	8,209

Fuente SUI

## Consumo por estrato (En GWh)

**Tabla 6.3. Consumo por estrato.**

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
<b>Ene</b>	2.04	4.55	2.57	1.96	1.26	0.72
<b>Feb</b>	2.34	5.68	3.29	2.85	1.88	1.64
<b>Mar</b>	2.42	5.73	3.38	2.95	1.96	1.70
<b>Abr</b>	2.35	5.56	3.24	2.74	1.86	1.58
<b>May</b>	2.39	5.64	3.32	2.82	1.91	1.69
<b>Jun</b>	2.37	5.61	3.31	2.80	1.93	1.65
<b>Jul</b>	2.40	5.67	3.31	2.81	1.92	1.66
<b>Ago</b>	2.41	5.76	3.33	2.87	1.96	1.73
<b>Sep</b>	2.32	5.57	3.26	2.79	1.90	1.62
<b>Oct</b>	2.39	5.75	3.33	2.82	1.92	1.70
<b>Nov</b>	2.38	5.68	3.33	2.82	1.92	1.69
<b>Dic</b>	2.42	5.76	3.32	2.83	1.93	1.63

Fuente SUI

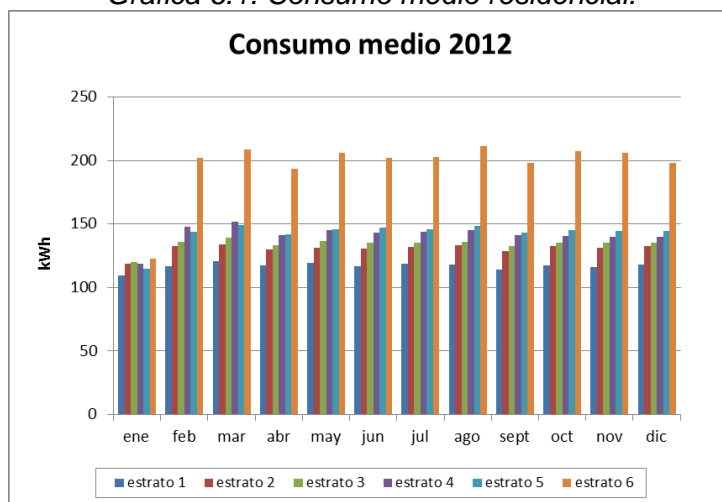
## Consumo medio (kWh/usuario)

**Tabla 6.4. Consumo medio residencial.**

	estrato 1	estrato 2	estrato 3	estrato 4	estrato 5	estrato 6
<b>ene</b>	109.76	118.85	120.16	118.78	115.09	123.00
<b>feb</b>	116.85	132.93	135.61	148.08	143.92	201.94
<b>mar</b>	120.83	133.91	138.98	151.93	149.29	208.44
<b>abr</b>	117.23	129.82	133.09	141.01	141.70	193.28
<b>may</b>	119.09	131.47	136.34	144.84	145.77	205.68
<b>jun</b>	116.91	130.49	135.09	143.19	146.96	201.89
<b>jul</b>	118.45	131.79	135.33	143.70	146.15	202.86
<b>ago</b>	118.18	133.58	135.92	145.21	148.19	211.60
<b>sept</b>	113.87	128.88	132.69	141.01	143.01	198.15
<b>oct</b>	117.19	132.88	135.31	140.37	144.86	207.25
<b>nov</b>	115.83	131.18	135.40	139.90	144.23	206.14
<b>dic</b>	117.84	132.91	135.00	140.18	144.76	198.16

Fuente SUI

**Grafica 6.1. Consumo medio residencial.**



Fuente SUI

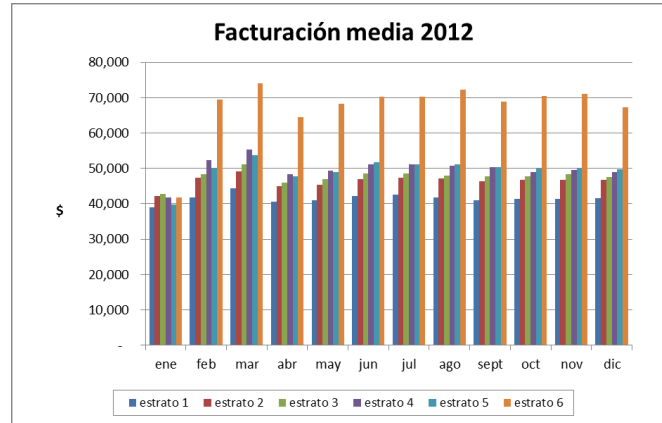
## Facturación media (Valor facturado/Cantidad de usuarios)

**Tabla 6.5. Facturación media residencial.**

	estrato 1	estrato 2	estrato 3	estrato 4	estrato 5	estrato 6
ene	39,000	42,223	42,676	41,803	39,786	41,778
feb	41,695	47,424	48,371	52,409	50,171	69,553
mar	44,447	49,238	51,114	55,402	53,697	74,106
abr	40,563	44,912	46,034	48,365	47,854	64,543
may	41,053	45,279	46,944	49,425	48,963	68,258
jun	42,102	46,986	48,634	51,118	51,690	70,188
jul	42,490	47,270	48,530	51,090	51,199	70,280
ago	41,730	47,160	47,979	50,824	51,065	72,196
sept	40,982	46,377	47,743	50,307	50,299	68,942
oct	41,302	46,820	47,669	49,020	49,849	70,538
nov	41,330	46,797	48,295	49,469	50,233	71,020
dic	41,503	46,801	47,531	48,918	49,762	67,369

Fuente SUI

Grafico 6.2. Facturación media residencial.



Fuente SUI

Calidad de la información no residencial

Usuarios por Sector

Tabla 6.6. Usuarios por sector.

	Comercial	Industrial	Oficial
ene	5,088	567	41
feb	5,086	577	41
mar	5,131	581	41
abr	5,178	583	41
may	5,247	591	41
jun	5,246	601	41
jul	5,119	599	41
ago	5,293	618	43
sep	5,239	624	41
oct	5,371	635	44
nov	5,409	642	29
dic	5,475	644	26

Fuente SUI

Consumo por sector (GWh)

Tabla 6.7. Consumos por sector.

	Comercial	Industrial	Oficial
ene	17.47	29.69	1.19
feb	16.95	30.02	1.38
mar	18.40	31.74	1.45
abr	17.92	28.62	1.18
may	19.85	31.20	1.34
jun	19.51	30.69	1.31
jul	20.09	31.67	1.26
ago	20.35	31.11	1.46
sep	20.18	30.36	1.39
oct	20.82	32.19	1.44
nov	20.76	31.46	0.42
dic	21.65	29.33	0.37

Fuente SUI

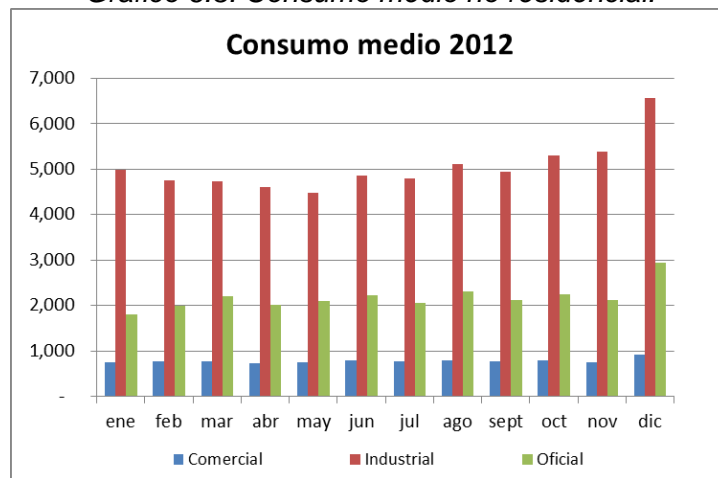
Consumo medio (kWh/usuario)

**Tabla 6.8. Consumo medio no residencial.**

	Comercial	Industrial	Oficial
ene	756	4,977	1,800
feb	770	4,758	1,994
mar	779	4,739	2,199
abr	738	4,600	2,022
may	746	4,485	2,088
jun	785	4,851	2,221
jul	767	4,791	2,047
ago	789	5,110	2,301
sept	767	4,953	2,128
oct	785	5,301	2,240
nov	756	5,387	2,111
dic	917	6,566	2,950

Fuente SUI

**Grafico 6.3. Consumo medio no residencial.**



Fuente SUI

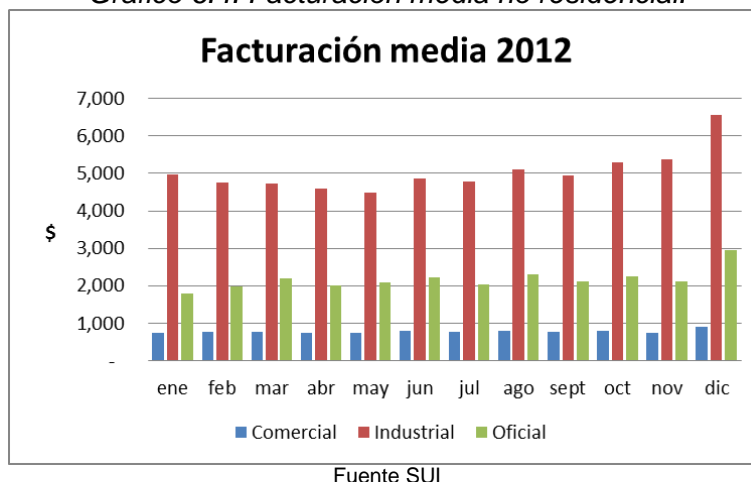
Facturación media (Valor facturado/Cantidad de usuarios)

**Tabla 6.9. Facturación media no residencial.**

	Comercial	Industrial	Oficial
ene	756	4,977	1,800
feb	770	4,758	1,994
mar	779	4,739	2,199
abr	738	4,600	2,022
may	746	4,485	2,088
jun	785	4,851	2,221
jul	767	4,791	2,047
ago	789	5,110	2,301
sept	767	4,953	2,128
oct	785	5,301	2,240
nov	756	5,387	2,111
dic	917	6,566	2,950

Fuente SUI

Grafico 6.4. Facturación media no residencial.



Mesas de ayuda

A continuación se muestra las mesas de ayuda registradas para el año 2012

Tabla 6.10. Mesas de ayuda.

APLICACIÓN	ASIGNADA	CERRADA	CONTESTADA	ESCALADA	REPLICADA
CAMBIO DE DATOS		13	2		
CARGUE MASIVO	1	55	5		1
ESTADOS FINANCIEROS		9			
FABRICA		9			1
INFORMACION GENERAL		7			
LOGINS		1			
MODELO GENERAL CONTABILIDAD		1			
RUPS		1			1
SIN ASIGNAR		14	1		
SITIO SUI		22	2		
VALIDADOR		13			

Fuente SUI

## 7. ACCIONES DE LA SSPD

Dada la información suministrada por la Dirección de Investigaciones de Energía y Gas, a continuación se relacionan las acciones de Vigilancia y Control desarrolladas por la Superintendencia Delegada para Energía y Gas, en la vigencia 2012 fueron:

- Resolución sanción con radicado SSPD Nro 20122400004035 por otras violaciones al regimen regulatorio fecha 17/02/2012
- Resolución sanción con radicado SSPD Nro 20122400014625 por Falta de calidad en la informacion reportada 14/05/2012
- Resolución sanción con radicado sspd nro 20122400031515 por falta de calidad en la informacion reportada - falta de oportunidad en el envio de la informcion al sui 8/10/2012

## 8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De acuerdo al análisis financiero realizado, se encuentra que la empresa mejoró su liquidez, aumentando la capacidad de pago de sus obligaciones a corto plazo, adicionalmente se evidencia una mejoría en la gestión de pago de las cuentas de la compañía, con respecto al año 2011 reduciendo el número de días en los cuales estas se hacen efectivas.



Se registran utilidades operacionales y netas en los dos periodos de análisis, al igual que incremento en el EBITDA, la rentabilidad operativa de la empresa es superior al 7%.

En cuanto al nivel de endeudamiento, este disminuyó como resultado de la reducción en las cuentas por pagar, reduciendo el porcentaje de fondos de acreedores en la compañía.

La recuperación de Cartera no tiene niveles desmesurados en su rotación que en promedio es de 60 días, sin embargo, hay posibilidad de mejorar la rotación de Cartera y homologarla a la rotación de proveedores a 45 días para no tener financiación en su ciclo de efectivo.

Por disposición del MME, la Empresa de Energía de Pereira S.A. 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 posee una de las tarifas más bajas del ADD Centro, e incluso una tarifa relativamente baja en comparación con los comercializadores más grandes del país. Según la información reportada al SUI, el prestador pasó de un comportamiento superavitario en el 2011 a un déficit cercano a los \$1.700 millones.