

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN
EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO S.A.
E.S.P.**



**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE**

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

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO S.A. E.S.P.

ANÁLISIS AÑO 2012

AUDITOR: Jaime Escandón Quintero – Director Oficina Control Interno

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

Empresas municipales de Cartago E.S.P. se constituyó en el año 1998 para desarrollar las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La Empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$22.125.749.14560 y tiene su sede principal en la ciudad de Cartago. Su última actualización en RUPS fue el día 24 de Mayo de 2012.

Tabla 1.1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Empresa Municipal
Razón social	Empresas municipales de Cartago E.S.P.
Sigla	Emcartago E.S.P.
Nombre del gerente	Carlos Mario Mora Varela

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General

Los Activos de la Empresa para el año 2012 fueron de \$118.009 millones, presentando una disminución de \$4.986 millones con respecto al año anterior, debido a la variación de otros activos los cuales presentaron una reducción de 5,22%, provocada por el decrecimiento de valorizaciones por \$5.869 millones, ubicándose para el año 2012 en \$109.510 millones.

Con respecto a Deudores, se evidencia un crecimiento de 2,33% con respecto a 2011 ubicándose en \$5.066 millones, por el incremento de la cuenta de otros deudores por \$413 millones.

El efectivo presentó un incremento de 942,55% es decir \$1.635 millones con respecto a 2011, como consecuencia del crecimiento de la cuenta de bancos y corporaciones por \$1.625 millones, la cuenta de ahorro pasó de \$22 millones en 2011 a \$1.673 millones en 2012.

Por otra parte en la cuenta de propiedad planta y equipo se evidencia un decrecimiento de 37,11% con respecto al año anterior, ocasionado en su mayoría por la reducción en la cuenta de edificaciones por \$411 millones.

El Activo Corriente corresponde al 6,29% de los Activos Totales de la Empresa, el cual presentó un incremento del 25,55% con respecto al 2011, pasando de \$5.916 millones en 2011 a \$7.438 millones en 2012, este está compuesto por Deudores por \$5.066 millones, de los cuales \$4.070 millones corresponden a servicios públicos de energía.

Tabla 2.1 Balance General

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
Activo	\$118.008.839.846	\$122.994.511.074	-4,05%
Activo Corriente	\$7.427.543.508	\$5.916.025.772	25,55%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$1.063.708.976	\$1.691.465.298	-37,11%
Inversiones	\$1.546.096	\$1.546.096	0,00%
Pasivo	\$17.238.109.023	\$16.291.867.546	5,81%
Pasivo Corriente	\$7.849.387.838	\$6.143.141.737	27,77%
Obligaciones Financieras	\$3.941.699.091	\$5.381.099.953	-26,75%
Patrimonio	\$100.770.730.823	\$106.702.643.528	-5,56%
Capital Suscrito y Pagado	\$22.125.749.145	\$22.125.749.145	0,00%

Fuente: SUI

Con respecto a los Pasivos, aumentaron un 5,81%, ubicándose en \$17.238 millones en 2012, incremento producido en su mayoría por el aumento de las cuentas por pagar en \$2.026 millones con respecto al año anterior, las cuales ascienden a \$4.725 millones, esto generado en su mayoría por el crecimiento en la cuentas por pagar por concepto de adquisición de bienes y servicios por \$1.802 millones, las cuales pasaron de \$1.260 a \$3.062 millones.

Las Obligaciones Financieras disminuyeron en \$1.439 millones, explicados en su totalidad por la reducción en 26,75% del financiamiento con otras entidades, el cual pasó de \$5.381 millones en 2011 a \$3.942 millones en 2012.

Con respecto a los Pasivos Estimados, estos presentaron una reducción de \$987 millones como consecuencia de la disminución en la Provisión para pensiones en \$1.047 millones; por otra parte la provisión para contingencias aumentó \$194 millones por concepto de litigios o demandas con respecto a 2011.

El Pasivo Corriente corresponde al 45,54% del total de pasivos, el cual asciende a \$7.849 millones en 2012, presentando un incremento de 27,77% con respecto a 2011, este está compuesto por cuentas por pagar de \$4.725 millones, de las cuales \$3.062 millones corresponden a la adquisición de bienes y servicios nacionales; seguidos por Obligaciones Financieras por \$1.931 millones.

El Patrimonio presentó una disminución de 5,56% equivalente a \$5.932 millones con respecto a 2011, pasando de \$106.703 a \$100.771 millones en 2012, soportado en la variación de las cuentas de resultados del ejercicio y resultado de ejercicios anteriores las cuales presentan saldos negativos de \$1.618 y \$4,174 millones respectivamente. La cuenta de Superávit por valorización, no presenta variación con respecto al año anterior, a pesar que las valorizaciones registradas en el activo si presentaron una reducción de \$5.869 millones con respecto al año 2011.

En cuanto a la estructura de capital de la Empresa, el 85,39% de los fondos de la Empresa son propios, el 14,61% restante son aportados por acreedores.

2.2 Estado de Resultados

Tabla 2.2 Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$32.468.621.016	\$29.466.588.830	10,19%
COSTOS OPERACIONALES	\$31.826.036.597	\$29.282.205.683	8,69%
GASTOS OPERACIONALES	\$6.112.357.174	\$4.351.975.930	40,45%
UTILIDADES OPERACIONALES	(\$5.469.772.755)	(\$4.167.592.783)	31,25%
OTROS INGRESOS	\$696.652.007	\$497.882.797	39,92%
OTROS GASTOS	\$1.018.973.947	\$504.048.465	102,16%
GASTO DE INTERESES	\$628.422.024	\$419.559.800	49,78%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	(\$5.792.094.695)	(\$4.173.758.451)	38,77%

Fuente: SUI

Los Ingresos Operacionales para el 2012 fueron de \$32.469 millones, presentando un incremento del 10,19% con respecto al 2011, impulsado en su mayoría por el aumento de la venta del servicio de energía en \$2.373 millones, de los cuales \$2.327 millones corresponden a comercialización y \$46 millones a Distribución.

Los Costos Operacionales fueron de \$31.826 millones, los cuales representan el 98% de los Ingresos Operacionales, estos aumentaron un 8,69% con respecto al año anterior, ocasionado por el incremento en las compras de energía en bloque y/o a largo plazo, las cuales pasaron de \$590 millones en 2011 a \$14.676 millones en 2012.

Los Gastos Operacionales, aumentaron 40,45%, pasando de \$4.352 a \$6.112 millones, de los cuales \$5.438 millones corresponden a gastos de administración y \$675 millones a depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento, con un incremento del 31,07% y 231,63% respectivamente.

Los Gastos de Administración aumentaron \$1.289 millones, esto originado especialmente por el incremento en la cuenta de sueldos y salarios, la cual presentó un crecimiento de 52,74% ubicándose en \$2.840 millones; al igual que las contribuciones imputadas que presentaban saldo de \$0 en 2011, y pasaron a \$317 millones en 2012.

La cuenta de Depreciaciones, Amortizaciones, Provisiones y Agotamiento aumentó \$471 millones, debido a que la provisión para deudores del servicio de energía incrementó a \$307 millones, cuenta que presentaba saldo \$0 en 2011. La provisión para contingencias de litigios o demandas creció en 336,29% pasando de \$37 a \$162 millones.

Con respecto a la Depreciación de Propiedad Planta y Equipo, esta asciende a \$42 millones de pesos, en la cual se evidencia una variación de 15,26% equivalente a \$6 millones de pesos.

La Empresa obtuvo pérdidas operacionales por \$5.470 millones presentando un incremento de 31,25% con respecto a 2011, como consecuencia del crecimiento en los costos y gastos operacionales, los cuales superan significativamente los ingresos

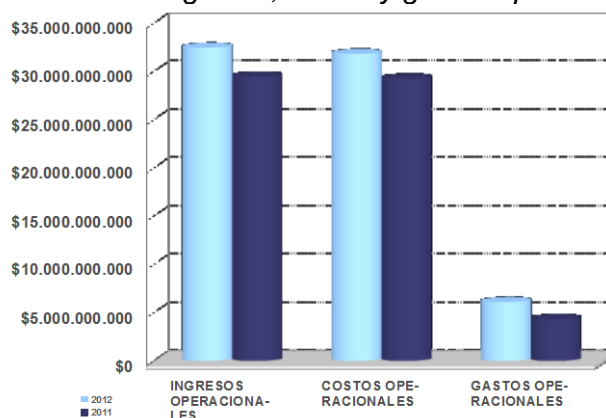
operacionales, los cuales equivalen al 98% de los ingresos que recibe la Empresa por su operación.

Los Ingresos No Operacionales aumentaron en 39,92% ubicándose en \$697 millones, ocasionado por el incremento de la cuenta de ajuste de ejercicios anteriores en \$277.542 millones.

Por otra parte los Gastos No Operacionales en 2012 fueron de \$1.019 millones, los cuales aumentaron 102,16% con respecto a 2011, variación explicada esencialmente en el crecimiento de los gastos de intereses, cuenta que incrementó 49,78%, pasando de \$419 a \$628 millones, como consecuencia del ascenso en la cuenta de otros intereses.

La pérdida neta fue de \$5,792 millones, presentando un incremento de 38,77% con respecto a 2011, variación que se registrada por la alta pérdida operacional y por el crecimiento en los gastos no operacionales, los cuales crecieron en mayor porcentaje que los ingresos no operacionales.

Gráfica 2.1 Ingresos, costos y gastos operacionales



Fuente: SUI

2.3 Indicadores Financieros

Liquidez

La razón corriente de la Empresa para el año 2012 es 0,9 veces, presentando una disminución de 0,1 veces con respecto al año anterior, esto indica que la Empresa no cuenta con los recursos suficientes para cumplir con sus obligaciones a corto plazo, pues sus pasivos corrientes para 2012 fueron de \$7.849 millones, los cuales superan los activos corrientes de \$7.438 millones.

La rotación de cuentas por cobrar presentó una disminución de 9 días pasando de 55 días en 2011 a 46 días en 2012, como consecuencia de la reducción en las cuentas por cobrar del servicio de energía eléctrica, lo que implica una mejora en la gestión de cobro de cartera por parte de la Empresa.

La Empresa tarda 35 días en realizar el pago de sus obligaciones, aumentando 19 días con respecto al 2011, año en el cual tardaba 16 días, debido al incremento de las cuentas por pagar en \$2.016 millones con respecto a la vigencia anterior.

Tabla 2.3 Indicadores Financieros

INDICADORES	2012	2011
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	0,9	1,0
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	46,0	55,4
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	35,1	15,7
Activo Corriente Sobre Activo Total	6,29%	4,81%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	14,6%	13,2%
Patrimonio Sobre Activo	85,4%	86,8%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	45,5%	37,7%
Cobertura de Intereses – Veces	-7,2	-8,9
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	-4.512.887.831	-3.750.270.946
Margen Operacional	-13,9%	-12,7%
Rentabilidad de Activos	-3,8%	-3,0%
Rentabilidad de Patrimonio	-4,5%	-3,5%

Fuente: *sui*

El activo corriente corresponde al 6,29% del total de activos de la compañía, porcentaje que presenta un incremento de 1,48% con respecto al 2011, el cual fue de 4,81%, 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 14,6%, en el cual se evidencia un crecimiento de 1,4% con respecto al año anterior que se ubicaba en 13,2%, variación explicada en el aumento en las cuentas por pagar.

El 85,4% de los recursos con los que cuenta la Empresa para su funcionamiento son propios, porcentaje que disminuyó con respecto al 2011, año en el cual el patrimonio de la Empresa representaba el 86,8% de los activos; esta variación es ocasionada por el incremento en el nivel de endeudamiento de la compañía en el 2012.

Para 2012 los Pasivos Corrientes representan el 45,5% de los pasivos totales de la compañía, porcentaje que aumento 7,8% con respecto al año anterior, el cual era de 45,5%.

Rentabilidad

El EBITDA es negativo en las dos vigencias de análisis, para 2012 es de -\$4.513 millones y presentó una variación de \$763 millones con respecto al año anterior, en el

cual era -\$3.750 millones, como consecuencia de las pérdidas operacionales presentadas y al alto esquema de costos y gastos que presenta la Empresa.

El margen operacional en 2012 fue de -13,9%, porcentaje negativo que presentó una disminución de 1,17% con respecto al año 2011, año en el cual fue de -12,7%, reducción que se registra por el incremento de las pérdidas operacionales con respecto a 2012.

La rentabilidad de los activos se redujo 0,78% con respecto al año anterior ubicándose en -3,8%, al igual que la rentabilidad del patrimonio la cual presentó una disminución de 0,98% con respecto a la vigencia anterior, siendo de -4,5% para el año 2012.

3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

No se cuenta con información confiable que permita emitir concepto en este ítem.

4. ASPECTOS COMERCIALES

4.1 Análisis Comercial

Tabla 4.1.1 Número de suscriptores 2012

Sector	Número de suscriptores	Participación
Total Residencial	35.094	89.59%
Total No Residencial	4.079	10.41%
Total Suscriptores	39.173	100.00%

Fuente: SUI

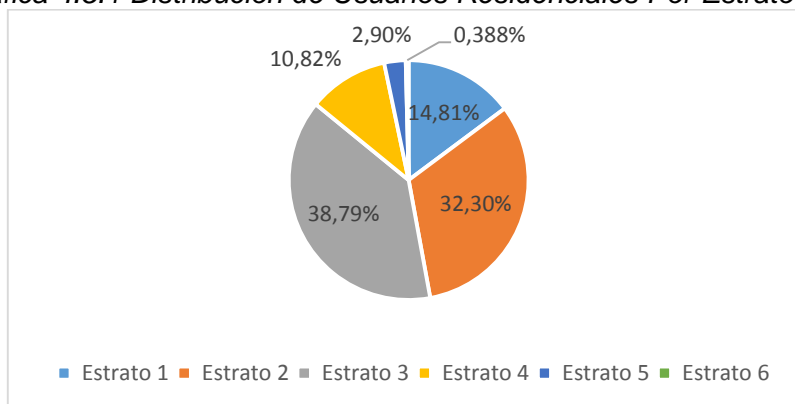
En la Tabla 4.2.1 se observa que el número de suscriptores de las Empresas Municipales de Cartago para el año 2012 es de 39.173, de los cuales el 89.6% corresponde al sector residencial.

Tabla 4.3.4 Número de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012

Estrato	Número de suscriptores	Participación
Estrato 1	5.196	14.81%
Estrato 2	11.336	32.30%
Estrato 3	13.612	38.79%
Estrato 4	3.797	10.82%
Estrato 5	1.017	2.90%
Estrato 6	136	0.388%

Fuente: SUI

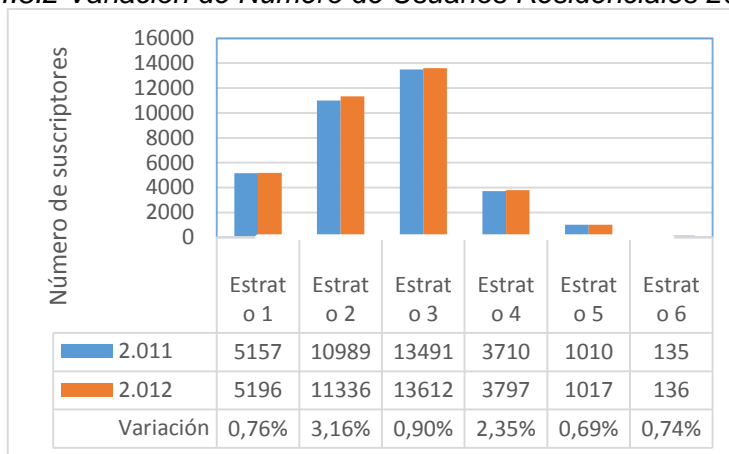
Gráfica 4.5.1 Distribución de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012



Fuente: SUI

De la Gráfica 4.6.1 y Tabla 4.7.2, se concluye que el 71.1% de los usuarios pertenece a los estratos 2 y 3, el 14.8% al estrato 1 y el 10.8% al estrato 4.

Gráfica 4.8.2 Variación de Número de Usuarios Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

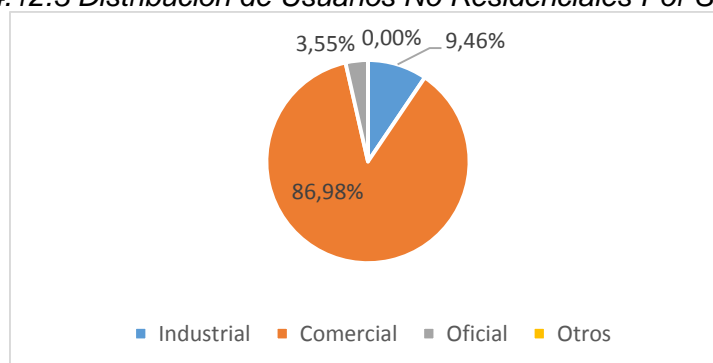
En la Gráfica 4.9.2 puede verse que en el año 2012 hubo incrementos en el número de usuarios residenciales de todos los estratos comparados con el año anterior. Estos incrementos anuales oscilaron entre el 0.7% ocurrido en el estrato 5, y el 3.2% en el estrato 2.

Tabla 4.10.11 Número De Usuarios No Residenciales Por Sector 2012

Sector	Número de usuarios	Participación
Industrial	386	9.46%
Comercial	3.548	86.98%
Oficial	145	3.55%
Otros	0	0.00%

Fuente: SUI

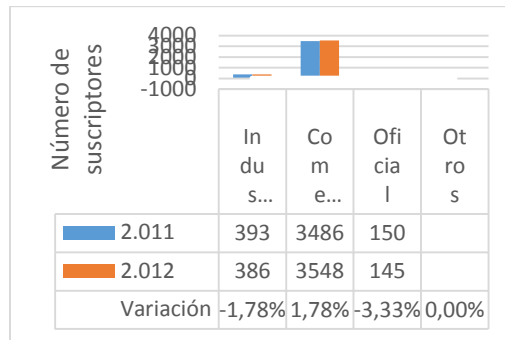
Gráfica 4.12.3 Distribución de Usuarios No Residenciales Por Sector 2012



Fuente: SUI

En la Tabla 4.13.3 y Gráfica 4.14.3 puede verse que en cuanto a los usuarios no residenciales, el 87% corresponde al sector comercial, seguido del sector industrial, con el 9.5%.

Gráfica 4.15.4 Variación de Número de Usuarios No Residenciales Por Sector 2011 - 2012



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.16.4 se observa que en el sector comercial se incrementó el número de usuarios, con relación al año anterior en el 1.8%. El número de usuarios en los sectores oficial e industrial disminuyó en el 3.3% y 1.8% respectivamente.

Tabla 4.17.4 Distribución De Usuarios Por Departamento

Departamento		2.011	2.012
RISARALDA	Suma - Estrato 1	747	726
	Suma - Estrato 2	860	898
	Suma - Estrato 3	46	38
	Suma - Estrato 4	0	0
	Suma - Estrato 5	1	1
	Suma - Estrato 6	3	5
	Suma - Industrial	37	35
	Suma - Comercial	25	25
	Suma - Oficial	7	7
	Suma - Otros	0	0
VALLE	Suma - Estrato 1	4.410	4.470
	Suma - Estrato 2	10.129	10.438
	Suma - Estrato 3	13.445	13.574
	Suma - Estrato 4	3.710	3.797
	Suma - Estrato 5	1.009	1.016
	Suma - Estrato 6	132	131
	Suma - Industrial	356	351
	Suma - Comercial	3.461	3.523
	Suma - Oficial	143	138
	Suma - Otros	0	0

Fuente: SUI

De la Tabla 4.18.4 se concluye que el 95.6% de los usuarios están ubicados en el departamento del Valle del Cauca, y el restante 4.4% en el departamento de Risaralda.

Tabla 4.19.5 Número De Usuarios Comparado Con Colombia

	Total Suscriptores Colombia	Número de usuarios	Participación
Total Suma - Estrato 1	2.737.327	5.196	0.19%
Total Suma - Estrato 2	4.317.969	11336.00	0.26%
Total Suma - Estrato 3	2.375.182	13612.00	0.57%
Total Suma - Estrato 4	746.906	3797.00	0.51%
Total Suma - Estrato 5	290.667	1017.00	0.35%
Total Suma - Estrato 6	181.398	136.00	0.07%
Total Suma - Industrial	46.971	386.00	0.82%
Total Suma - Comercial	627.674	3548.00	0.57%
Total Suma - Oficial	53.919	145.00	0.27%
Total Suma - Otros	39.970	0.00	0.00%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.20.5 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al sector oficial con el 0.8%, al sector comercial con el 0.6%, y al estrato 3 con el 0.6%.

Tabla 4.21.6 Consumo De Kwh Por Sector

Sector	Kwh	Participación
Total Residencial	52.971.877	52.77%
Total No Residencial	47.406.986	47.23%
Total Suscriptores	100.378.863	100.00%

Fuente: SUI

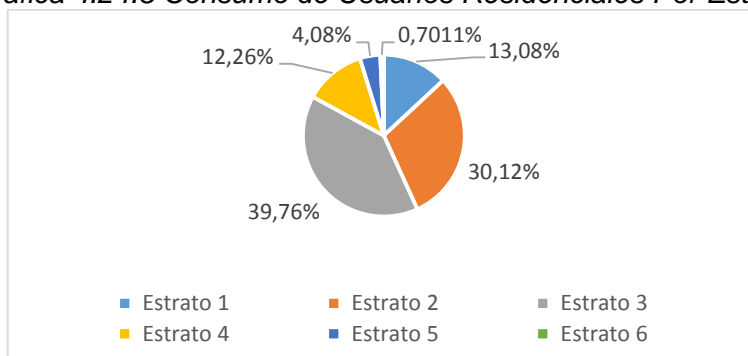
En la Tabla 4.22.6 se observa que el consumo de energía de los suscriptores de las Empresas Municipales de Cartago para el año 2012 es de 100.378.863 Kwh, de los cuales el 52.8% corresponde al sector residencial, y el restante 47.2% corresponde al no residencial.

Tabla 4.23.7 Consumo de Kwh de Usuarios Residenciales Por Estrato

Estrato	Kwh	Participación
Estrato 1	6.928.265	13.08%
Estrato 2	15.955.793	30.12%
Estrato 3	21.063.158	39.76%
Estrato 4	6.493.273	12.26%
Estrato 5	2.159.980	4.08%
Estrato 6	371.408	0.7011%

Fuente: SUI

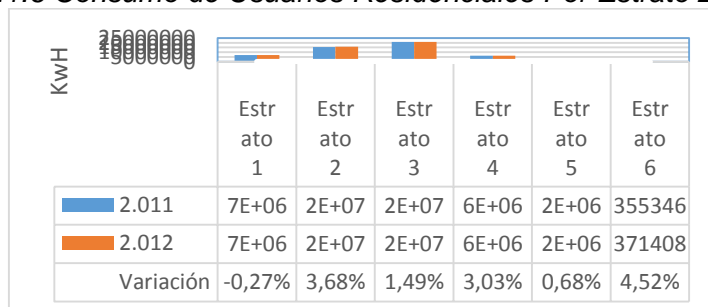
Gráfica 4.24.5 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato



Fuente: SUI

De la Gráfica 4.25.5 y Tabla 4.26.7, se concluye que el 69.9% del consumo de energía corresponde a usuarios de los estratos 2 y 3, el 13.1% a usuarios del estrato 1, y el 12.2% a usuarios del estrato 4.

Gráfica 4.1.6 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato 2011 - 2012



Fuente: SUI

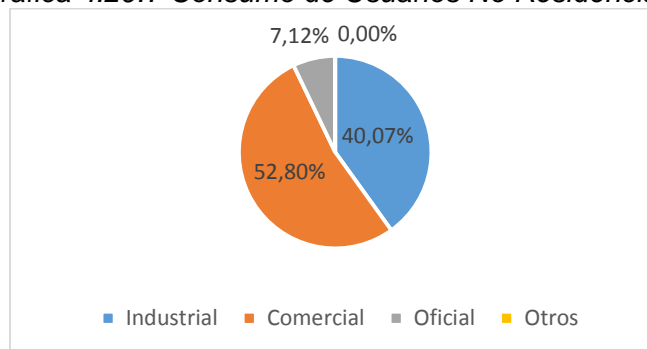
En la Gráfica 4.27.6 se observa que en todos los estratos con excepción del estrato 1 aumentó el consumo de energía en el año 2012 en comparación con el año anterior entre el 0.7% y el 4.5%. En el estrato 1 hubo disminución en el consumo del 0.3%.

Tabla 4.28.8 Consumo de Kwh de Usuarios No Residenciales

Sector	Kwh	Participación
Industrial	18.997.889	40.07%
Comercial	25.032.538	52.80%
Oficial	3.376.559	7.12%
Otros	0	0.00%

Fuente: SUI

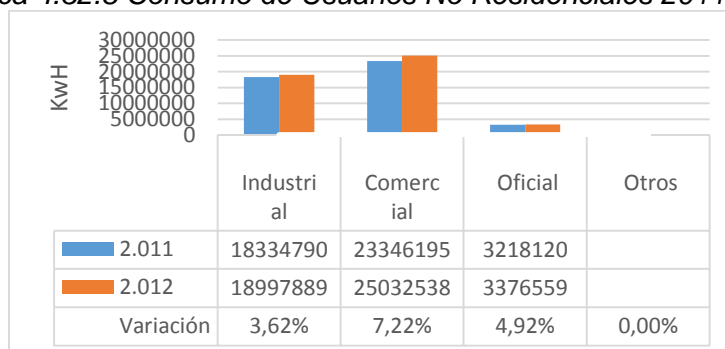
Gráfica 4.29.7 Consumo de Usuarios No Residenciales



Fuente: SUI

En la Tabla 4.30.8 y Gráfica 4.31.7 puede verse que en cuanto al consumo de los usuarios no residenciales, el 52.8% corresponde al sector comercial, seguido del industrial con el 40.1%. El menor porcentaje corresponde al sector oficial con el 7.1%.

Gráfica 4.32.8 Consumo de Usuarios No Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.33.8 se observa que en todos los sectores se incrementó el consumo de los usuarios, con relación al año anterior. El mayor incremento ocurrió en el sector comercial con el 7.2%. El consumo del sector oficial creció en el 4.9%, y el consumo del industrial creció en el 3.6%.

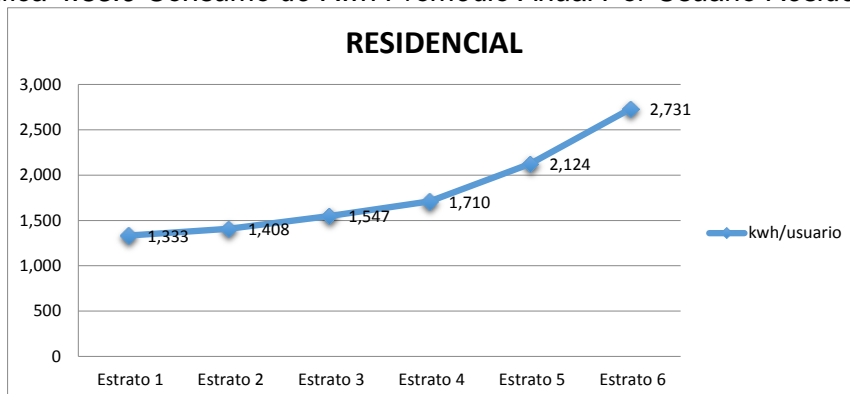
Tabla 4.34.9 Consumo de Kwh Promedio Anual Por Usuario

Estrato	Número de suscriptores	Kwh	kwh/usuario
Estrato 1	5,196	6,928,265	1,333
Estrato 2	11,336	15,955,793	1,408

Estrato 3	13,612	21,063,158	1,547
Estrato 4	3,797	6,493,273	1,710
Estrato 5	1,017	2,159,980	2,124
Estrato 6	136	371,408	2,731
Sector	Número de usuarios	Kwh	kwh/usuario
Industrial	386	18,997,889	49,217
Comercial	3,548	25,032,538	7,055
Oficial	145	3,376,559	23,287
Otros	0	0	

Fuente: SUI

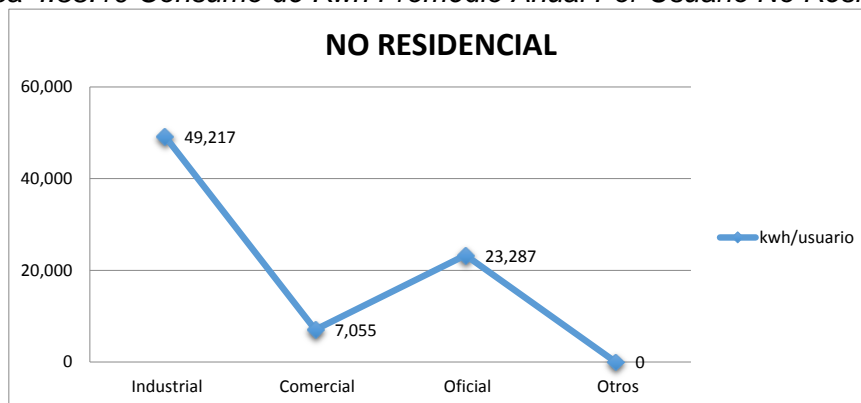
Gráfica 4.35.9 Consumo de Kwh Promedio Anual Por Usuario Residencial



Fuente: SUI

En la Tabla 4.36.9 y Gráfica 4.37.9 se puede observar que los consumos anuales por usuario van desde 1.333 Kwh en el estrato 1 hasta 2.731 Kwh en el estrato 6.

Gráfica 4.38.10 Consumo de Kwh Promedio Anual Por Usuario No Residencial



Fuente: SUI

En la Tabla 4.39.9 y Gráfica 4.40.10 se puede observar que el mayor consumo por usuario no residencial ocurre en el sector industrial, con 49.217 Kwh anuales, seguido del sector oficial con 23.287 Kwh.

Tabla 10 Consumo de Kwh de Usuarios Por departamento

Departamento	RISARALDA	VALLE
Estrato 1	960.201	5.968.064
Estrato 2	1.241.546	14.714.247
Estrato 3	81.782	20.981.376
Estrato 4		6.493.273

Estrato 5	2.554	2.157.426
Estrato 6	6.149	365.259
Total Residencial	2.292.232	50.679.645
Industrial	902.405	18.095.484
Comercial	248.762	24.783.776
Oficial	84.323	3.292.236
Otros		
Total No Residencial	1.235.490	46.171.496

Fuente: SUI

De la Tabla 4.41.10 se concluye que el 95.7% del consumo en el sector residencial corresponde al departamento del Valle del Cauca, y el restante 4.3% corresponde al departamento de Risaralda. En el sector no residencial, el 97.4% del consumo corresponde al departamento del Valle del Cauca, y el 2.6% al departamento de Risaralda.

Tabla 4.42.11 Consumo de Kwh Comparado Con Colombia

	Total Consumo Colombia	Consumo Empresa	Participación
Total Suma - Estrato 1	4.407.223.508	6.928.265	0.16%
Total Suma - Estrato 2	6.109.402.080	15.955.793	0.26%
Total Suma - Estrato 3	3.964.116.282	21.063.158	0.53%
Total Suma - Estrato 4	1.453.637.917	6.493.273	0.45%
Total Suma - Estrato 5	710.278.398	2.159.980	0.30%
Total Suma - Estrato 6	680.918.417	371.408	0.055%
Total Suma - Industrial	10.065.526.292	18.997.889	0.19%
Total Suma - Comercial	7.060.243.373	25.032.538	0.35%
Total Suma - Oficial	1.079.445.070	3.376.559	0.31%
Total Suma - Otros	1.984.751.818	0	0.00%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.43.11 que los mayores porcentajes de consumo de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al estrato 3 con el 0.5%, y a los sectores comercial y oficial, cada uno de ellos con el 0.3%.

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 estableció 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.

Se considera importante señalar algunos aspectos que menciona el AEGR¹, relacionado con el análisis efectuado al plan de pérdidas presentado por EPSA en virtud de lo

establecido en la Resolución CREG 172 de 2011, lo cual tendría repercusión sobre el cálculo de esta componente:

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:

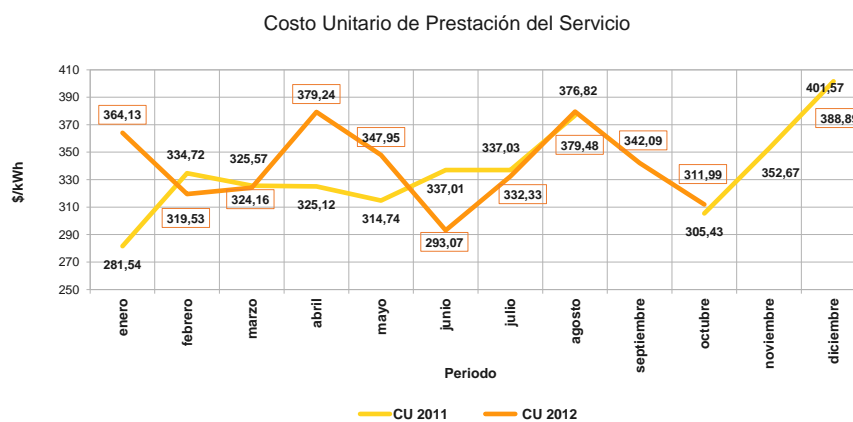
“(...) Artículo 28. Publicación de cargos estimados. A más tardar el sexto día calendario de cada Mes, el LAC deberá suministrar a los comercializadores el valor de los Cargos por Uso del STN y del STR y demás cargos que deba liquidar y facturar, estimados para ese Mes con la mejor información disponible.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

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.

4.2.2. Información Costo Unitario de Prestación del Servicio

El costo unitario de prestación del servicio, que incluye el cargo de distribución unificado de Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P., para el nivel de tensión 1, presentó una disminución del 3.16% con respecto al CU del mes de diciembre de 2011, tal como se detalla en el gráfico 4.2.1.

Grafico 4.2.1. Costo Unitario de Prestación del Servicio EMCARTAGO Año 2011 -2012



Fuente: Publicación de tarifas de ESP

Dentro del CU las variables de mayor participación son las componentes de distribución y generación con un 46,49% y 35,09% respectivamente.

Por otra parte, de acuerdo con el comportamiento de cada una de las componentes se observa en términos generales que en lo corrido del año 2012, las componentes de distribución y restricciones presentaron las mayores variaciones, la primera de ellas por el comportamiento del Dtun del ADD de Distribución que oscila entre 96 \$/kWh a 180 \$/kWh, y la variación de las restricciones las cuales varían entre 6,23 \$/kWh y 37,4 \$/kWh.

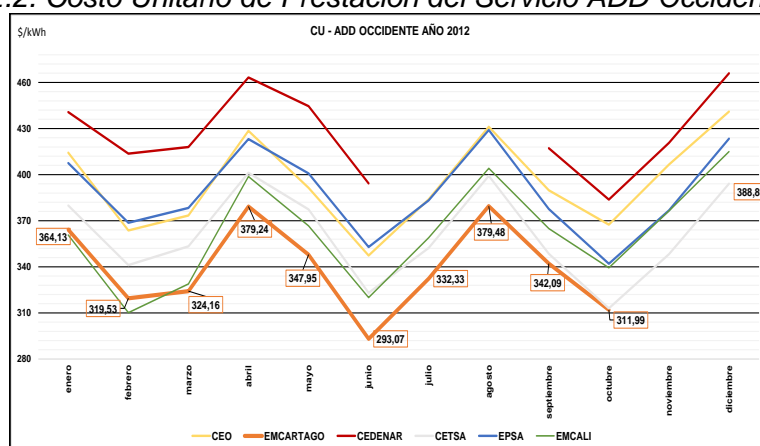
Información Costo Unitario de Prestación del Servicio para el ADD Occidente

El Ministerio de Minas y Energía – MME expidió el Decreto 388 de 2007, mediante el cual ordena a la CREG conformar Áreas de Distribución – ADD, lo cual se estableció a través de la Resolución CREG 058 de 2008 donde se crearon cuatro Áreas de Distribución.

A través del Decreto 3451 de 2008, el MME modificó el Decreto 388 de 2007 en el sentido de retomar la potestad de la conformación de las ADD, manteniendo el esquema donde se había iniciado.

De conformidad con lo anterior, el MME mediante la Resolución 181347 de 2010, creó el Área de Distribución Occidente, en la cual se incluye las Empresas Municipales de Cartago, al igual que las empresas Centrales Eléctricas de Nariño, Compañía de Electricidad de Tuluá, Compañía Energética de Occidente, Empresa Municipal de Energía Eléctrica, Empresas Municipales de Cali y, Empresas de Energía del Pacífico. El Costo Unitario de Prestación del Servicio, para las empresas que conforman la ADD Occidente, se observa en el Gráfica 4.2.2., donde se presenta una variación fuerte, como consecuencia de la componente de Distribución, tal como se mencionó anteriormente.

Gráfica 4.2.2. Costo Unitario de Prestación del Servicio ADD Occidente Año 2012



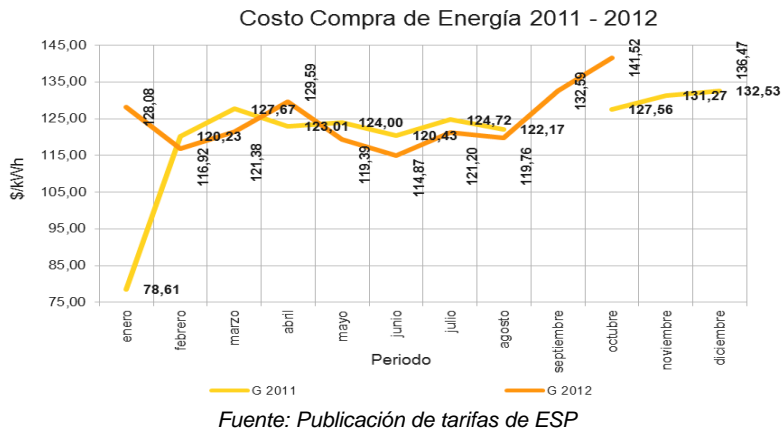
Fuente: Publicación de tarifas de ESP de ADD Occidente

Componente Generación, G

La componente de generación representa el costo de compra de energía que realiza el comercializador en mercado mayorista, la variación de la misma esta dado especialmente a los precios de Bolsa de Energía como a los precios de los contratos bilaterales de suministro de largo plazo que tiene la empresa.

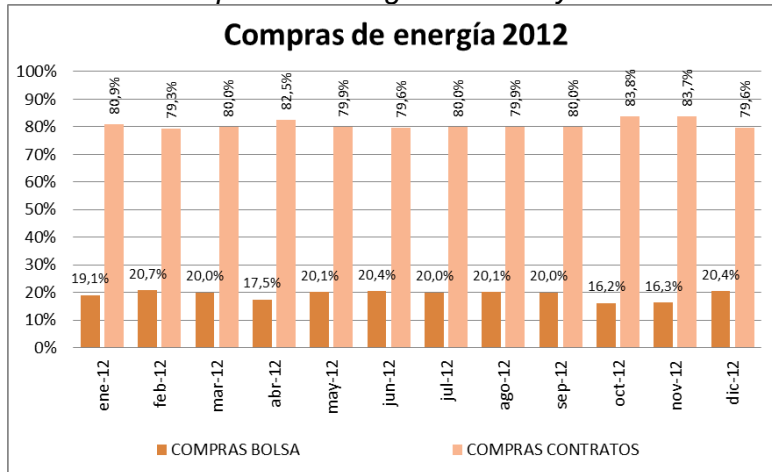
En la siguiente gráfica se puede apreciar que la componente de generación tiene una tendencia constante, que osciló entre un valor máximo de 141,52 \$/kWh y un mínimo de 114,87 \$/kWh, es decir que el rango de variación estuvo entre los 26,65 \$/kWh, así mismo se nota un aumento considerable en enero de 2012 que representó una variación de 62,93% en relación con enero del 2011.

Gráfico 4.2.3. Componente de Generación Año 2011 – 2012



El anterior comportamiento está directamente ligado con la compra de energía en contratos y bolsa que se presentan a continuación en la gráfica 4.2.4.:

Gráfica 4.2.4. Compras de Energía en Bolsa y Contrato Año 2012



La empresa en el año 2012 estuvo expuesta a bolsa en un promedio de 19,2% de su demanda y en contratos en un 80,8%, razón por la cual su componente de generación para este año se mantuvo constante.

Componente de Transmisión, T

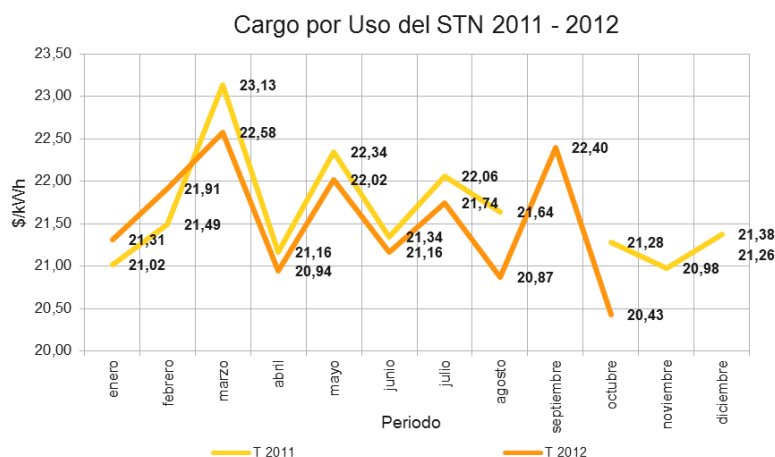
El cargo por uso del Sistema Nacional de Transmisión, componente T, es un valor único para todos los comercializadores, a través del cual se paga el transporte de energía de las plantas de generación hasta las redes de Transmisión Regional STR, la gráfica 4.2.5., muestra el valor de T empleado por el prestador dentro del CU, valor que se actualiza con el Índice de Precios al Productor y varía mensualmente por la demanda nacional.

Se señala nuevamente, que a partir de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 157 de 2011 y de acuerdo con lo publicado por el LAC, en Julio de 2012, el LAC cambió la fecha de publicación de los cargos del STR donde el insumo para el cálculo es la mejor información disponible, esto es la información de los cargos propios del mes donde se calculan las tarifas.

En términos generales el valor del componente T, durante el año 2012, tuvo una tendencia a la baja, con respecto a los valores que calculó el LAC para el año 2011.

El valor del componente T, empleado por el prestador durante los meses de los años 2011 y 2012, se muestran en la gráfica 4.2.5.:

Gráfica 4.2.5. Componente de Transmisión Publicado por EMCARTAGO



Fuente: *Publicación de Componentes y Tarifas ESP – Cálculo T - XM*

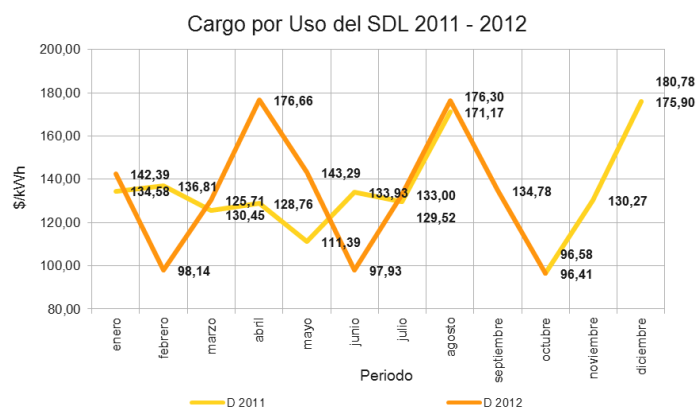
Componente de Distribución, D

Esta componente corresponde al costo por uso del Sistema de Transmisión Regional STR, el cual está compuesto por los transformadores de conexión al STN y las líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4 y Sistema de Distribución Local SDL, conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional.

Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P., se encuentra integrada dentro del área de distribución Occidente desde el año 2010, en conjunto con Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P., Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P., Compañía Energética de Occidente S.A. E.S.P., Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., Empresa Municipal de Energía Eléctrica y Empresas Municipales de Cali E.I.C.E E.S.P..

Como se observa en la siguiente gráfica, los picos de aproximadamente 20 \$/kWh, 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 de Cartago, representa aproximadamente un 38,5% del CU, sin embargo, este comportamiento es el resultado de la aplicación del cargo único del área, tal como se presenta en la gráfica 4.2.6.

Gráfica 4.2.6. Componente de Distribución - ADD Occidente Años 2011 – 2012



Fuente: *Publicación de tarifas de las ESP del ADD Occidente*

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 Empresas Municipales de Cartago 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).

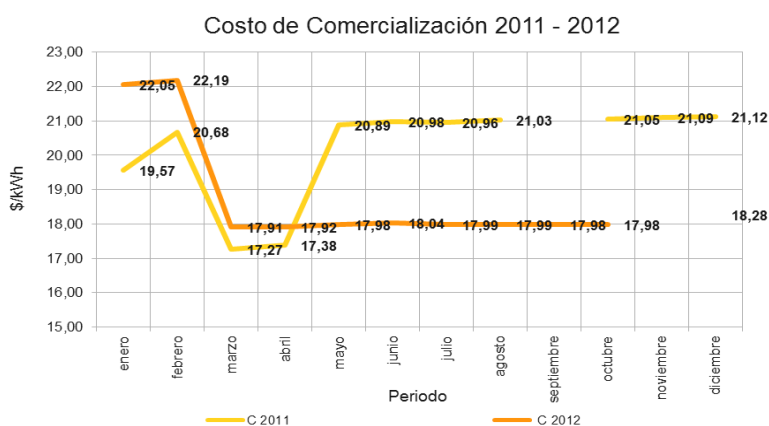
Dentro de la mencionada jornada, se solicitó a Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P., realizara la verificación del cálculo del PAOMR para los años 2010, 2011 y 2012, con información relativa 2009, 2010 y 2011 respectivamente, resultado de dicha verificación, la empresa determinó que el PAOMR 2012 fue igual a 3,92%.

Componente de Comercialización, C

La componente de Comercialización incluye entre otros, los costos por concepto del margen de la actividad, el riesgo de cartera, pagos al Administrador del Mercado, al Centro Nacional de Despacho CND, así como las contribuciones a la CREG y SSPD y los costos de atención comercial del usuario del servicio de energía eléctrica.

Como se puede observar de la gráfica 4.2.7., entre febrero y marzo de 2012, hubo una caída de 4,28 \$/kWh, seguido de una tendencia constante con un promedio de 18 \$/kWh, llegando a un valor máximo que alcanzó los 22,19 \$/kWh y un mínimo 17,91 \$/kWh, variando en un rango de 4,28 \$/kWh. Así mismo, para el mes de abril la componente de comercialización presentó un notable decrecimiento de un 14% en relación con el 2011.

Gráfica 4.2.7. Componente de Comercialización Publicado



Fuente: Publicación de tarifas de ESP

En un análisis del peso relativo de la componente de comercialización respecto al costo unitario de prestación del servicio, CU, permite establecer que ésta componente ha representado en promedio un 5,5% del CU predominantemente.

Componente de Pérdidas, Pr

Esta componente de pérdidas es una función directa de las componentes de Generación y Transmisión, en la gráfica 4.2.8., se observa los incrementos parciales evidenciados durante el año en estas variables, que resultan en una variación promedio de 5,48 \$/kWh, alcanzando un máximo de 26,89 \$/kWh y un mínimo de 21,41 \$/kWh.

Gráfica 4.2.8. Componente de Pérdidas Publicado por EMCARTAGO

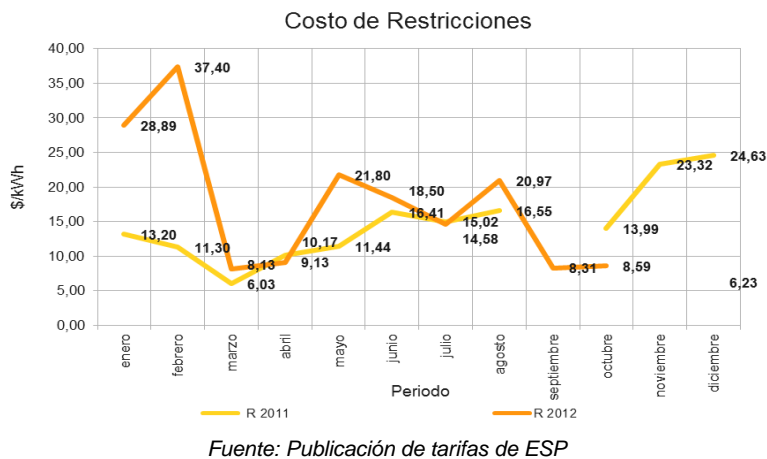


Componente de Restricciones, R

De acuerdo con la metodología tarifaria, las restricciones son limitaciones que presenta el Sistema Interconectado Nacional - SIN, para atender los requerimientos de energía (líneas de transmisión fuera de servicio, limitaciones técnicas, etc.), esto da lugar a generaciones con energía forzada que pueden estar fuera de mérito, por lo tanto resultan más costosas que la generación de energía en condiciones ideales, estos costos por restricciones son trasladadas al usuario final.

La mayor variación presentada en el 2012 estuvo entre febrero y marzo con un 23% y para los siguientes meses la componente de restricciones fluctuó en un rango de 37,40 \$/kWh con valores entre los 6,23 \$/kWh hasta 31,17 \$/kWh, tal como se observa en la gráfica 4.2.9. En relación con el 2011, la mayor variación se presentó en los meses de enero con un 45,7%.

Gráfica 4.2.9. Componente de Restricciones Año 2011- 2012



4.2.3. Evolución de las tarifas

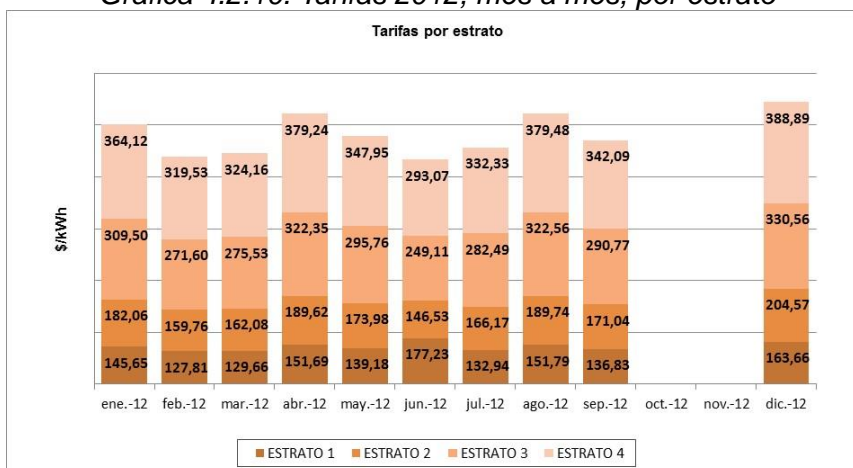
Las tarifas analizadas en este numeral corresponden a las publicadas en los años 2011 y 2012 por las empresas comercializadoras de energía eléctrica, las cuales incluyen los cargos por uso de los sistemas de distribución local para redes aéreas del nivel de tensión I, con activos 100% propiedad de la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

Evolución de las tarifas 2012 del prestador

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

Es así que para enero la tarifa aplicada fue de 364,12 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 145,65 \$/kWh, asignado un subsidio del 60% para este periodo.

Gráfica 4.2.10. Tarifas 2012, mes a mes, por estrato



Fuente: Información Publicada por la ESP

De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que el resultado de las variaciones mensuales fue un incremento del 6,8% en la tarifa, que para enero fue de 364,12 \$/kWh y para diciembre de 388,89 \$/kWh.

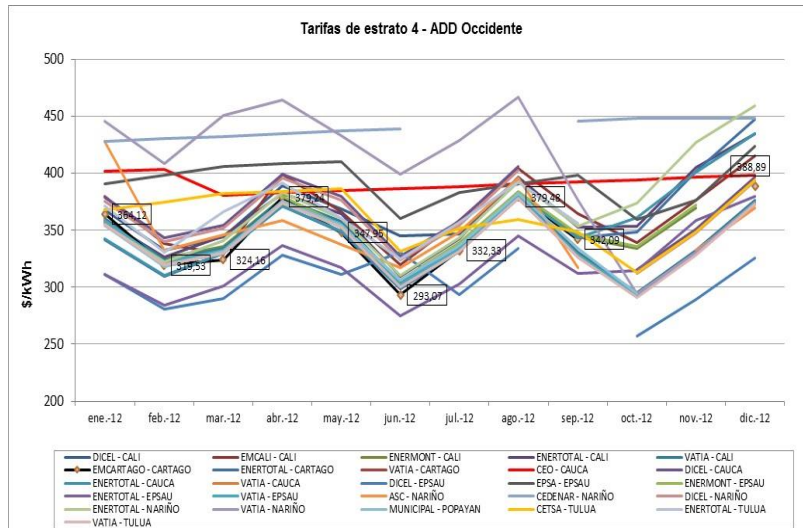
Evolución de las tarifas 2012 del prestador frente a los comercializadores y distribuidores del ADD Occidente.

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 Occidente y de otros comercializadores que prestan en los mercados del suroccidente Colombiano:

Gráfica 4.2.11. Tarifas 2012 ADD Occidente



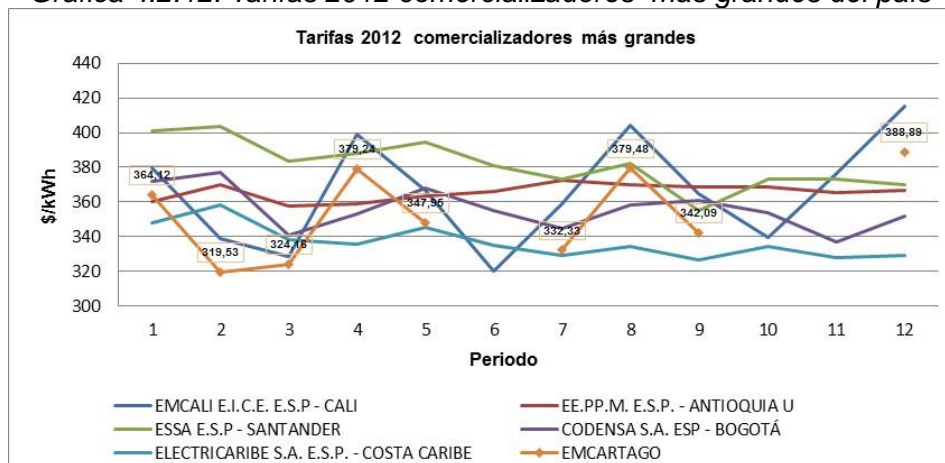
Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

De la gráfica 4.2.11., se concluye que la se mantuvo en una tarifa media en comparación con las demás empresas del ADD Occidente.

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, bastante oscilatoria, lo cual se explica por su pertenencia a un ADD.

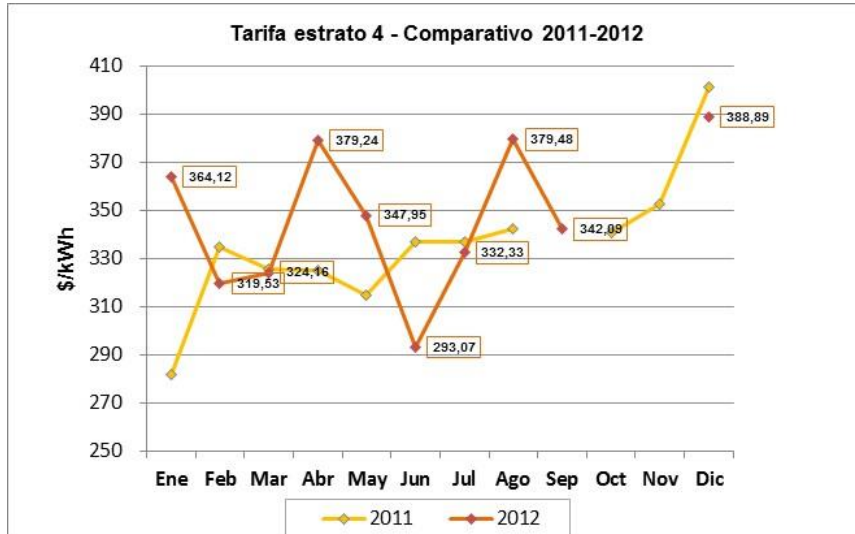
Gráfica 4.2.12. Tarifas 2012 comercializadores más grandes del país



Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

Comparativo de tarifas años 2011 - 2012 del prestador

Gráfica 4.2.13. Tarifas 2011 - 2012



Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

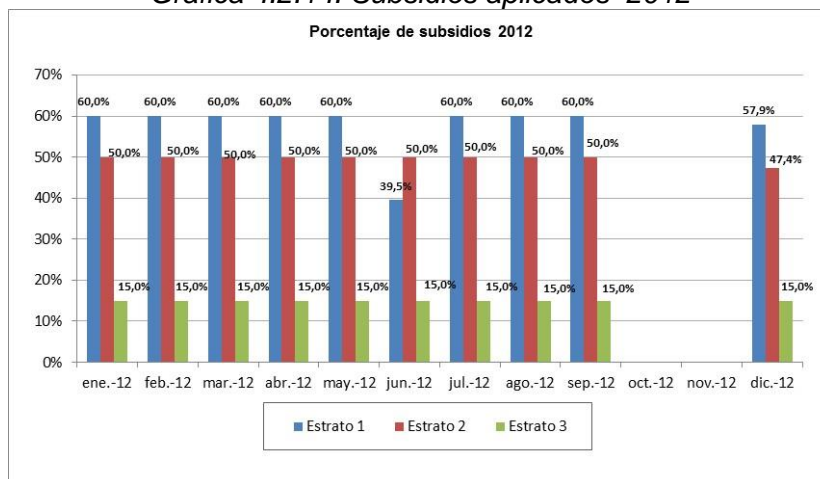
En la gráfica anterior podemos observar que la empresa tanto en 2011 como en 2012 ha tenido una tarifa oscilatoria entre los 290 y 390 pesos, se reitera que esta situación se debe a su pertenencia al ADD Occidente.

Consumos de Subsistencia Vigentes.

La Resolución UPME² 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.

Gráfica 4.2.14. Subsidios aplicados 2012



Fuente: Cálculos SSPD con Tarifas publicadas por el prestador

4. 2. 4. Subsidios y Contribuciones

² UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.

En la tabla 4.2.1., 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	1.216.800.397	1.303.190.339
Estrato 2	2.285.830.708	2.457.402.679
Estrato 3	887.752.597	949.400.301
Total Subsidios	4.390.383.702	4.709.993.320
Estrato 5	139.603.062	147.754.322
Estrato 6	22.314.003	24.665.183
Industrial	841.517.260	781.191.209
Comercial	1.415.930.136	1.463.824.656
Total Contribución	2.419.364.462	2.417.435.369
Déficit	-1.971.019.240	-2.292.557.950

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, el déficit del prestador se incrementó 16%, aproximadamente \$322 millones entre los años 2011 y 2012. La empresa otorgó durante el 2012 subsidios cercanos a \$ 4.710 millones, de los cuales el 52% (\$2.457 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 2, el 28% al estrato 1 (\$1.303 millones) y 20% al estrato 3 (\$949 millones). En lo que se refiere a los aportes solidarios el 60% se facturaron a los usuarios comerciales (\$1.646 millones), 32% a los usuarios industriales (\$781 millones), 7% menos de lo facturado en la vigencia anterior, y cerca del 7% se facturó a los usuarios de estratos 5 y 6.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$2.292 millones, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$4.710 millones y recaudar un total de \$2.417 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		4.384.513.037	4.622.147.742
Contribuciones		3.469.601.653	2.884.157.303
Déficit / Superávit		-914.911.384	-1.737.990.439
Giros	Presupuesto Nal	1.090.332.361	1.694.861.000
	FSSRI	18.190.214	52.000.000

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 \$1.738 millones, los cuales son cubiertos con recursos del Presupuesto Nacional por un monto de \$1.694 millones, con recursos del FSSRI se giraron cerca de \$52 millones.

5. EVALUACION DE LA GESTIÓN

De acuerdo a los referentes establecidos para 2012, Empresas Municipales de Cartago cumple tan solo con 1 de los indicadores de gestión financieros planteados para las Empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica.

En el reporte de los Indicadores de gestión de resultados, no se evidencia explicación sobre el comportamiento de los indicadores financieros, por parte de la compañía o sobre el cumplimiento o incumplimiento de estos,

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Margen Operacional	21,44%	-14%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	-7,2	No cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	56,00	46,0	Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	25,52	35,1	No cumple
Razón Corriente – Veces	1,53	0,9	No cumple

Fuente SUI

Las Cuentas por Cobrar es el único indicador que se encuentra dentro de los valores de referencia, el concepto del auditor es que existe una buena rotación de las cuentas por cobrar y que el indicador se ajusta a lo estipulado. Las cuentas por pagar no se encuentran dentro del referente establecido, la Empresa no tiene suficiente liquidez para cubrir las Obligaciones generando sobre costo.

La Razón Corriente indica que la Empresa no puede cubrir las Obligaciones de corto plazo, los compromisos adquiridos son altos con respecto a la disponibilidad que se tiene para cubrirlas.

El Margen Operacional es negativo, la Empresa presenta pérdidas operacionales, se evidencia un incremento en los gastos que incide de manera directa en las pérdidas obtenidas en el 2012.

Finalmente con relación al incumplimiento del indicador de cobertura de intereses, en el informe de indicadores de gestión de resultados presentado a la Superintendencia de Servicios Públicos, se evidencia que este indicador no aplica para la Empresa, el concepto del auditor con respecto a esto es que no evidencia el manejo del indicador por parte de la Empresa. Sin embargo al calcular el indicador el resultado es negativo, porque el EBITDA para 2012 es negativo, lo que quiere decir que la Empresa no puede cumplir con el pago de intereses.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

6.1. Oportunidad de cargue

La Empresa Municipales de Cartago S.A ESP, no presenta ningún formato pendiente de cargue para el año 2012:

Tabla 6.1.1. Formatos pendientes de cargue.

Formato	Periodicidad	Período	Resolución
FORMATO 25	SEMESTRAL	1	20111300003995

Fuente SUI

Se evidencia que la empresa mencionada ha realizado los cargues correspondientes al año 2012, exceptuando la información del formato 25 (Concurso económico).

Adicionalmente el 28% de los formatos fueron reportados 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.

6.2. Calidad de la información comercial residencial

- Usuarios por estrato

Tabla 6.2.1. Usuarios por estrato.

	Estrato1	Estrato2	Estrato3	Estrato4	Estrato5	Estrato6
Ene	5,138	11,259	13,511	3,755	1,009	134
Feb	5,146	11,314	13,532	3,775	1,014	134
Mar	5,145	11,319	13,548	3,777	1,015	134
Abr	5,149	11,325	13,572	3,785	1,016	134
May	5,185	11,293	13,607	3,788	1,017	134
Jun	5,189	11,302	13,635	3,796	1,018	134
Jul	5,197	11,324	13,652	3,810	1,019	133
Ago	5,195	11,337	13,652	3,806	1,019	136
Sep	5,249	11,348	13,640	3,814	1,019	136
Oct	5,272	11,358	13,645	3,817	1,019	137
Nov	5,273	11,382	13,655	3,822	1,020	136
Dic	5,210	11,465	13,694	3,824	1,021	136

Tabla 2. Fuente SUI

- Consumo por estrato

Tabla 6.2.2. Consumo por estrato.

	Estrato1	Estrato2	Estrato3	Estrato4	Estrato5	Estrato6
Ene	0.61	1.39	1.84	0.57	0.19	0.03
Feb	0.59	1.37	1.80	0.55	0.18	0.03
Mar	0.57	1.31	1.74	0.53	0.18	0.03
Abr	0.55	1.29	1.68	0.52	0.17	0.03
May	0.57	1.29	1.71	0.52	0.18	0.03
Jun	0.57	1.33	1.75	0.54	0.18	0.03
Jul	0.58	1.32	1.77	0.54	0.18	0.03
Ago	0.57	1.33	1.76	0.55	0.18	0.03
Sep	0.59	1.36	1.81	0.56	0.19	0.03
Oct	0.58	1.33	1.77	0.55	0.18	0.03
Nov	0.56	1.30	1.69	0.53	0.17	0.03
Dic	0.57	1.33	1.74	0.54	0.18	0.03

Fuente SUI

- Consumo medio (kWh/usuarios)

Tabla 6.2.3. Consumo medio residencial

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4
Ene	82.61	105.99	123.22	174.71
Feb	91.28	114.54	132.92	187.62
Mar	84.88	107.96	124.45	176.75
Abr	80.32	103.47	117.05	160.95
May	80.62	102.28	118.20	162.50
Jun	82.84	104.55	120.39	171.83
Jul	76.94	97.95	112.21	148.55
Ago	81.72	103.04	118.22	159.52
Sep	83.48	105.88	123.40	169.15
Oct	81.57	102.61	118.48	162.69
Nov	89.39	113.09	130.62	186.96
Dic	91.83	117.53	136.58	186.79

. Fuente SUI

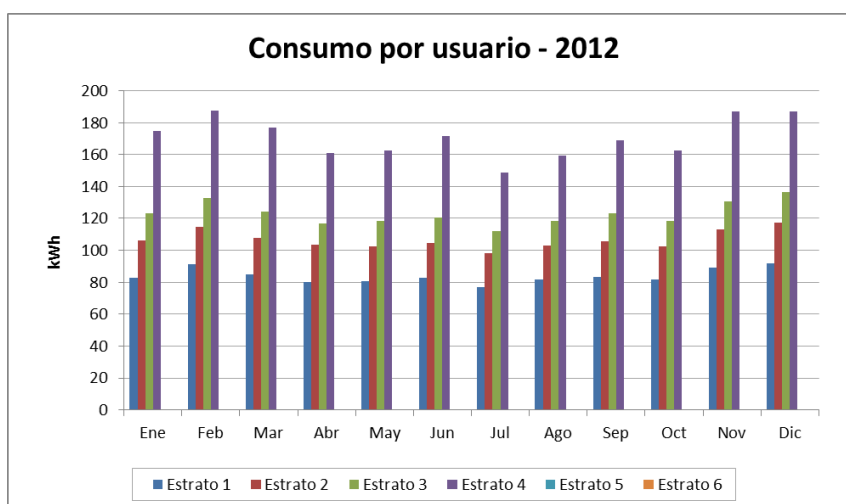


Gráfico 1. Consumo medio residencial. Fuente SUI

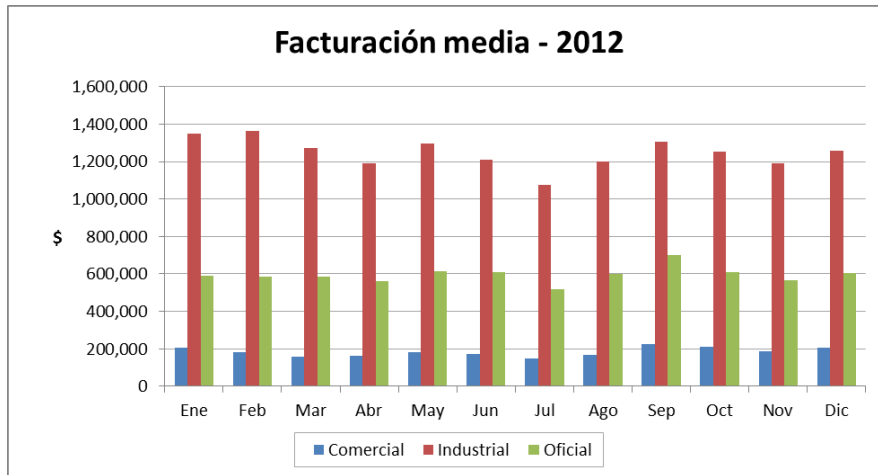
- Facturación media (Valor facturado/Cantidad de usuarios)

Tabla 6.2.4. Facturación media residencial.

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	204,137.84	1,347,112.45	588,087.80
Feb	182,599.10	1,364,599.89	582,500.49
Mar	156,668.01	1,271,874.30	582,734.58
Abr	161,665.98	1,188,449.71	558,774.52
May	182,824.25	1,295,395.88	611,400.92
Jun	173,288.34	1,208,429.33	607,295.41
Jul	147,943.02	1,075,448.32	516,523.97
Ago	167,330.64	1,202,372.36	600,314.85
Sep	225,667.63	1,304,743.30	697,726.56
Oct	208,782.67	1,252,362.34	607,683.74
Nov	187,100.10	1,192,597.62	563,543.19
Dic	205,855.13	1,257,876.68	605,499.96

Fuente SUI

Gráfico 6.1.1. Facturación media residencial. Fuente SUI



6.3. Calidad de la información no residencial

- Usuarios por sector

Tabla 6.3.1. Usuarios por sector.

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	3,500	387	146
Feb	3,539	386	146
Mar	3,544	387	146
Abr	3,536	383	146
May	3,540	383	145
Jun	3,544	386	145
Jul	3,555	387	145
Ago	3,557	388	145
Sep	3,558	387	145
Oct	3,553	386	145
Nov	3,552	388	145
Dic	7,124	776	290

Fuente SUI

- Consumo por sector

Tabla 6.3.2. Consumo por sector.

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	1.91	1.51	0.25
Feb	1.90	1.66	0.26
Mar	1.83	1.66	0.28
Abr	1.88	1.57	0.28
May	1.84	1.56	0.27
Jun	1.90	1.55	0.29
Jul	1.90	1.53	0.28
Ago	1.91	1.57	0.29
Sep	2.52	1.58	0.31
Oct	2.55	1.65	0.30
Nov	2.44	1.60	0.28
Dic	4.89	3.11	0.56

Fuente SUI

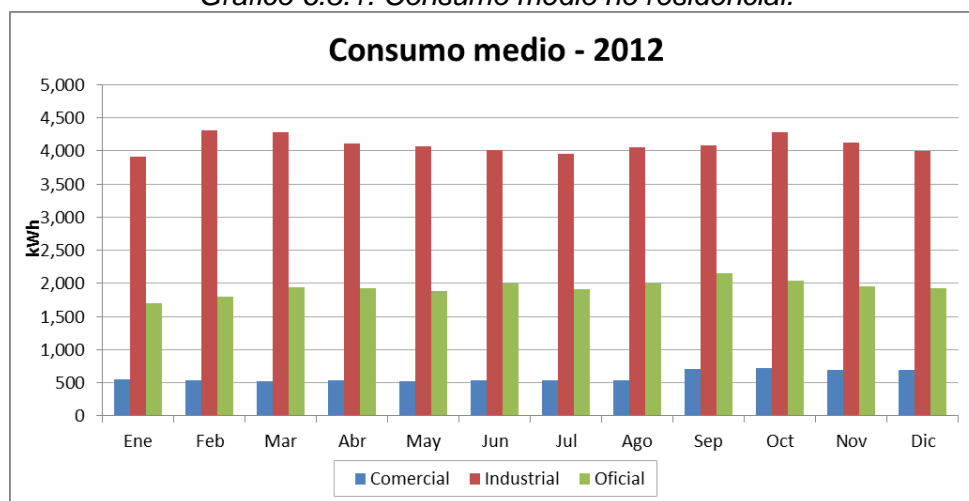
- Consumo medio (kWh/usuarios)

Tabla 6.3.3 Consumo medio no residencial

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	545.14	3,910.80	1,701.05
Feb	535.48	4,302.84	1,795.69
Mar	517.31	4,277.72	1,946.83
Abr	532.25	4,110.37	1,930.90
May	520.54	4,071.26	1,880.90
Jun	536.45	4,016.23	2,003.01
Jul	534.90	3,951.91	1,906.14
Ago	536.41	4,047.14	2,003.28
Sep	707.95	4,079.25	2,149.26
Oct	718.83	4,283.29	2,036.32
Nov	687.44	4,121.56	1,953.76
Dic	686.67	4,003.45	1,928.61

. Fuente SUI

Grafico 6.3.1. Consumo medio no residencial.



Fuente SUI

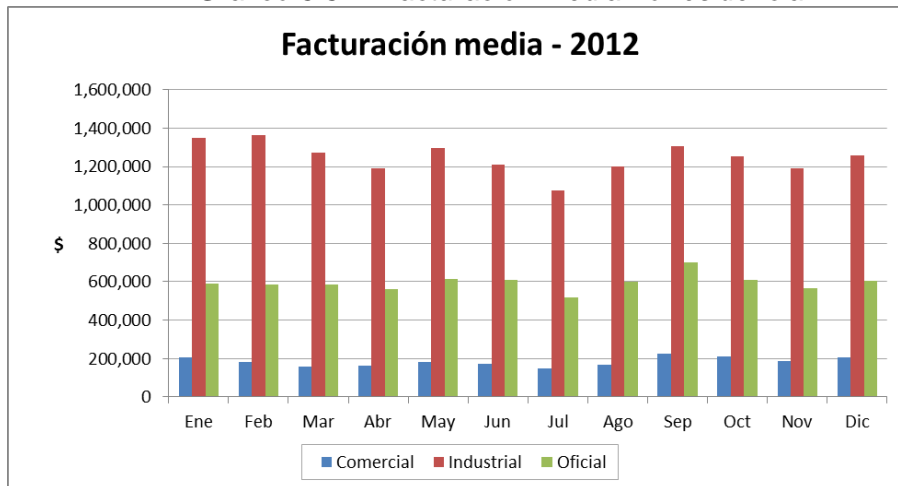
- Facturación media (Valor facturado/Cantidad de usuarios)

Tabla 6.3.4. Facturación Media no residencial.

	Comercial	Industrial	Oficial
Ene	204,137.84	1,347,112.45	588,087.80
Feb	182,599.10	1,364,599.89	582,500.49
Mar	156,668.01	1,271,874.30	582,734.58
Abr	161,665.98	1,188,449.71	558,774.52
May	182,824.25	1,295,395.88	611,400.92
Jun	173,288.34	1,208,429.33	607,295.41
Jul	147,943.02	1,075,448.32	516,523.97
Ago	167,330.64	1,202,372.36	600,314.85
Sep	225,667.63	1,304,743.30	697,726.56
Oct	208,782.67	1,252,362.34	607,683.74
Nov	187,100.10	1,192,597.62	563,543.19
Dic	205,855.13	1,257,876.68	605,499.96

Fuente SUI

Grafico 6.3.2. Facturación Media no residencial.



Fuente SUI

6.4. Mesas de ayuda

Tabla 6.4.1. Mesas de ayuda.

APLICACIÓN	APOYO	ESTADO			
		ASIGNADA	CERRADA	CONTESTADA	ESCALADA POR ESCALAR REPLICADA
CAMBIO DE DATOS				9	1
CARGUE MASIVO		1		17	1
ESTADOS FINANCIEROS				3	
FABRICA				5	
GOBIERNO NIF				1	
INFORMACION GENERAL				4	
MODELO GENERAL CONTABILIDAD (MGC)				1	
RUPS				1	
SITIO SUI				2	
VALIDADOR				4	

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 MUNICIPALES DE CARTAGO E.S.P.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- De acuerdo al análisis financiero realizado, se encuentra que la Empresa no genera rentabilidad, presenta EBITDA y márgenes operacionales negativos, al igual que pérdidas operacionales y netas significativas como consecuencia de los altos costos y gastos en los cuales incurre para su funcionamiento.
- El nivel de endeudamiento de la compañía es bajo; el pago de las obligaciones se realiza de manera oportuna, aunque aumentó el número de días en el que esto se realiza con respecto de 2011. La Empresa no tarda en hacer efectivas las cuentas por cobrar, este indicador mejoró con respecto a la vigencia anterior.

- La Empresa presenta problemas de liquidez, está no tiene capacidad de realizar el pago de sus obligaciones a corto plazo, sus recursos no son suficientes para cubrirlos, los pasivos corrientes crecen en mayor proporción que los activos corrientes, lo que hace aún más difícil que la Empresa logre cumplir con estas obligaciones.
- El anexo presentado por parte de la Empresa como notas a los estados financieros, no presenta detalle de la variación en las principales cuentas de los estados financieros de la compañía; en este anexo se presentan los datos resumidos en formatos de cada uno de los estados financieros, pero no las explicaciones que permitan determinar con mayor precisión las causas de sus variaciones.
- Respecto al informe del Auditor Externo, específicamente en el tópico de viabilidad financiera, no cumple con el análisis establecido en la Resolución SSPD 20061300012295 de 2006, dado que no se indican las proyecciones Financieras del prestador para los próximos cinco años. No se emite un concepto claro sobre el comportamiento financiero de la Compañía.
- El prestador tiene una tarifa media en relación con los demás del ADD y su comportamiento es similar al de las demás empresas que conforman el ADD Occidente con una tarifa bastante oscilatoria.
- El prestador continúa presentando un comportamiento deficitario en su estructura de subsidios y sobreprecios. Situación que se acentúa a partir de la expedición de los Decretos 2915 y 4955 del 2011 expedidos por MME cuya aplicación disminuyó los recursos por aportes solidarios provenientes de los usuarios industriales.
- No obstante lo anterior, y a diferencia de otros sectores los déficit de la estructura tarifaria de la empresa son atendidos a través del Presupuesto Nacional. Para el 2012, la empresa presentó un déficit de \$2.292 millones.