

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E 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 CALI E.I.C.E. E.S.P.
ANÁLISIS AÑO 2012

1. DESCRIPCION GENERAL DE LA EMPRESA

Empresas Municipales de Cali E.I.C.E.E.S.P se constituyó en el año 1985 para desarrollar las actividades de Generación, comercialización y distribución de Energía Eléctrica. La empresa presenta un capital fiscal de \$ 17.380.521 y tiene su sede principal en la ciudad de Cali. Su última actualización en RUPS aprobada fue el día mayo 21 de 2013.

Tabla 1.1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Empresa Industrial y Comercial del Estado
Razón social	Empresas Municipales de Cali E.I.C.E.E.S.P
Sigla	EMCALI E.I.C.E. E.S.P
Nombre del gerente	Tafur Reyes Sabas Ramiro

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General

Tabla 2.1 Balance General

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
Activo	\$545.898.278.595	\$453.465.737.236	20,38%
Activo Corriente	(\$737.283.097.757)	(\$793.804.104.023)	-7,12%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$202.005.265.569	\$206.952.909.069	-2,39%
Inversiones	\$338.771.691.077	\$336.675.244.754	0,00%
Pasivo	\$557.851.281.174	\$553.797.305.009	0,73%
Pasivo Corriente	\$166.431.968.746	\$166.178.953.136	0,15%
Obligaciones Financieras	\$0	\$0	NA
Patrimonio	(\$11.953.002.579)	(\$100.331.567.773)	-88,09%
Capital fiscal	\$17.380.521	\$17.380.521	0,00%

Fuente: SUI

Para el año 2012 los Activos de la Empresa ascienden a \$ 545.898 millones, presentando un incremento de 20,38% equivalente a \$ 92.432 millones, con respecto al año anterior, aumento sustentado en el mejoramiento del comportamiento de la cuenta otros deudores, esta que por efecto de la distribución de los reportes por cada servicio, viene presentando saldo de naturaleza contraria, pasando de menos \$ 710.881 millones en el 2011 a menos \$ 685.412. Equivalente a un mejoramiento de \$ 106,627 millones.

La cartera del servicio representa el 15,73% del total del activo, posicionándose en \$ 85.868 millones, \$ 4.698 millones superior a la presentado en el año 2011, vigencia en la que se situó en \$ 80.609 millones

La propiedad planta y equipo se ubica en \$ 202.005, esta revela una disminución del 2,39% equivalente a \$ 4.947 millones, como consecuencia de la depreciación, la cual está situada en menos \$ 543.067 millones.

Los otros activos presentan un decrecimiento de 2,36%, ubicándolos para la vigencia 2012 en \$474.340 millones, este descenso es resultado del menor valor de las valorizaciones por \$11.040 millones.

El pasivo aumentó en 0,73% correspondiente a \$ 4,054 millones, ubicándose en el año 2012 en \$ 557.851 millones, dentro del pasivo se evidencia variaciones de cuentas las cuales tuvieron tanto decrecimiento como crecimiento, este comportamiento es evidenciado de la siguiente manera:

Las obligaciones financieras decrecieron en \$ 38.997 millones, posicionándose en \$ 65.844 millones para la vigencia 2012, esta menor valor obedece a la revelación de menores valores de la deuda pública interna de largo plazo.

Las cuentas que tuvieron un aumento importante fueron: la cuentas por pagar específicamente la de Bienes y servicios para la venta, la cual se incrementó con respecto a la vigencia anterior en \$ 13.586 millones para situarla en \$ 58.143 millones, el impuesto al valor agregado (IVA) presentó un mayor valor de \$ 2.563 millones.

Los pasivos estimados y provisiones evidenciaron una adición de \$13.321 millones para posicionarse en \$ 366.185 millones en el 2012, como resultado del ascenso de causación por litigios y demandas por \$ 7.356 millones y provisión para industria y comercio por \$ 4.107 millones.

El patrimonio presentó un incremento de \$ 88.378 millones con respecto a 2011, posicionándose en menos \$ 11,953 esta mejoría obedece principalmente a la reducción de las pérdidas de ejercicios anteriores, ocasionada por la utilidad del 2011, la cual se situó en \$ 39.723 millones y las utilidades del 2012 que se ubicaron en \$ 59.695 millones.

El capital fiscal de la compañía está representado por \$ 17 millones pertenecientes en su totalidad al municipio de Cali Valle del Cauca.

Con relación a la estructura de capital del servicio de energía la Empresa, el -2,02% de los fondos son propios y el 102,2% restante es aportado por acreedores.

2.2 Estado de Resultados

Los ingresos operacionales corresponden a las actividades de Generación, comercialización y distribución, estos para el 2012 fueron de \$ 1.131.034 millones, presentando un aumento del 25,58% con respecto al 2011, el comportamiento de los ingresos por actividad esta evidenciado de la siguiente manera: negocio de generación \$ 198.942 millones, negocio de distribución \$ 198.034 millones, negocio de comercialización \$ 739.511 millones , otros negocios \$ 4.546 millones y devoluciones y rebajas en servicio de energía menos \$ 9.099 millones.

En cuanto a los Costos Operacionales, estos representan el 88,51% de los Ingresos Operacionales, los cuales aumentaron 25,27% con respecto al año anterior, pasando de \$ 799.125 millones a \$ 1.001.088 millones, en donde el costo de bienes y servicios para la venta representan el 91%, destacándose entre estos las compras de energía en

bloque y/o a largo plazo que corresponden al 43% equivalente a \$ 428.805 millones, el uso de líneas redes y ductos el 26% situado en \$ 261.586 millones y las compras en bolsa y a corto plazo el 22%, ubicado en \$ 216.968 millones de los costos de ventas y operación.

Tabla 2.2 Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$1.131.034.656.648	\$900.680.027.880	25,58%
COSTOS OPERACIONALES	\$1.001.088.590.381	\$799.125.207.894	25,27%
GASTOS OPERACIONALES	\$111.908.434.189	\$144.665.321.040	-22,64%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$18.037.632.078	(\$43.110.501.054)	-141,84%
OTROS INGRESOS	\$102.734.799.138	\$91.046.119.643	0,00%
OTROS GASTOS	\$21.353.709.883	\$8.211.969.445	160,03%
GASTO DE INTERESES	\$9.189.072.749	\$8.863.201.738	3,68%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$99.418.721.333	\$39.723.649.144	150,28%

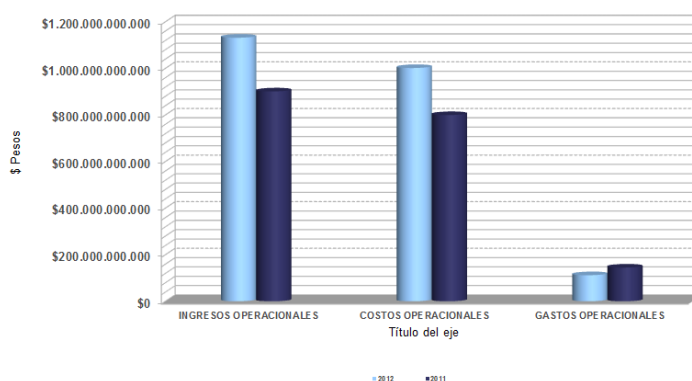
Fuente: SUI

Los gastos disminuyeron 12,83%, pasando de \$ 152.877 millones a \$133.262 millones, de los cuales los gastos administrativos corresponden al 60%, las provisiones depreciaciones y amortizaciones el 24% quedando los otros gastos con una participación del 16% del total de los gastos de la compañía

Los gastos de administración descendieron en \$ 45.028 millones ubicándose en \$ 79.359 millones, como resultado del menor valor causado por amortización calculo actuarial pensiones actuales que pasó de \$ 78.350 millones en el 2011 a \$ 34.709 millones en el 2012 presentando una reducción de \$ 43.641 millones.

La cuenta de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento aumento en \$ 12.271 millones, posicionándose en \$ 32.548 millones, este aumento producto del mayor valor provisionado en la cuenta de litigios y demandas de \$ \$ 8.012 millones, situándose en \$ 8.047 millones y la provisión de industria y comercio que creció en \$ 4.107 millones.

Gráfica 2.1 Ingresos, costos y gastos operacionales



Fuente: SUI

En 2012 la Empresa obtuvo utilidades operacionales por \$ 18.037 millones, teniendo un aumento con respecto al 2011 del 181,44%, año en el que tuvo una pérdida operacional

de \$ 43.110 millones, este repunte de las utilidades es obtenido principalmente por el aumento de los ingresos operacionales.

Los Ingresos no operacionales fueron de \$ 102.734 millones presentando un aumento de 12,84%, incremento ocasionado en el mejor rendimiento de los encargos fiduciarios pensiones, que tuvo una mejora de \$ 11.179 millones para ubicarse en \$ 21.892 millones en la vigencia 2012; los ingresos financieros tuvieron un aporte de \$ 92.615 millones para el 2012, \$ 12.575 millones más que el 2011

Los Gastos No Operacionales en 2012 ascendieron a \$ 21.353 millones, aumentando 160,03% con respecto al año anterior, como resultado de los mayores valores causados por ajuste de ejercicios anteriores de \$ 12.497 millones.

2.3 Indicadores Financieros

Tabla 2.3 Indicadores Financieros

INDICADORES	2012	2011
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	-4,4	-4,8
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	27,7	32,7
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	21,2	20,4
Activo Corriente Sobre Activo Total	-135,06%	-175,05%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	102,2%	122,1%
Patrimonio Sobre Activo	-2,2%	-22,1%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	29,8%	30,0%
Cobertura de Intereses – Veces	9,6	7,6
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	88.230.952.879	67.010.513.817
Margen Operacional	7,8%	7,4%
Rentabilidad de Activos	16,2%	14,8%
Rentabilidad de Patrimonio	-417,3%	-61,4%

Fuente: SUI

Liquidez

La razón corriente de la Empresa para el año 2012 es -4,4 veces, indicador que presenta un incremento de 0,4 veces con respecto anterior, aunque se evidencia una leve recuperación, el servicio de energía no cuenta con los recursos para cumplir con sus obligaciones a corto plazo.

Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar presentó una disminución de 5 días pasando de 32,7 días en 2011 a 27,7 días en 2012, este decrecimiento de la rotación evidencia comportamientos adecuados del recaudo de la cartera del servicio.

La Empresa tarda 21,2 días en realizar el pago de sus obligaciones, aumentando en 0,8 días con respecto al año anterior, en el cual se tardaba 20,4 días, este ascenso se encuentra ligado directamente al mayor valor presentado en las cuentas por pagar bienes y servicios.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para el año 2012 es de 102%, en el cual se evidencia una disminución de 19,9% con respecto al año anterior, el cual se ubicaba en 122,1%, producto del mejor comportamiento del patrimonio.

Por otra parte el servicio de energía no cuenta con recursos propios para cubrir el funcionamiento del negocio, posicionándose en 102%, sin embargo se evidencia un mejoramiento con respecto a la vigencia 2011 año en el que el endeudamiento se posicionaba en 122%.

El Pasivo corriente representa el 30% del total de los Pasivos, el 70% restante pertenece a Pasivos de largo plazo, de los cuales el 90% corresponde a pasivos estimados y provisiones.

Rentabilidad

El EBITDA para el año 2012 fue de \$ 88.230 millones, el cual presentó un incremento de \$ 21.220 millones con respecto al año anterior, como consecuencia de la optimización de los costos operacionales.

El margen operacional en 2012 fue de 7,8%, presentando un incremento de 0,36% con respecto al año 2011, como resultado del aumento del Ebitda con respecto al 2011, año en el cual el margen operacional fue de 7,4%.

La rentabilidad de los Activos aumento 1,39% con respecto al año anterior ubicándose en 16,2%, la rentabilidad del patrimonio se encuentra negativa en 417.3%

3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

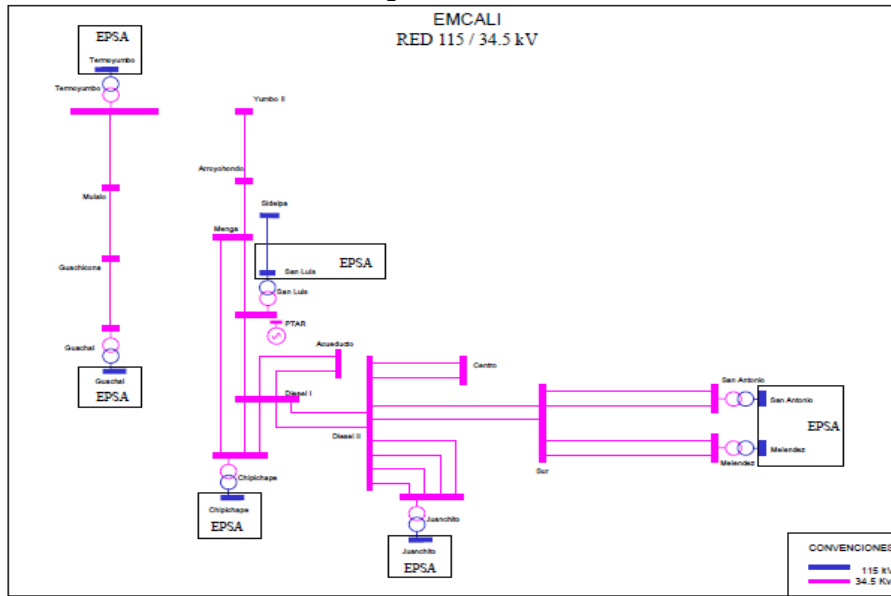
La calidad en el servicio de energía eléctrica prestado por la empresa Emcali E.I.C.E E.S.P. ha mejorado de manera significativa desde la entrada en la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones establecido en la Resolución CREG 097 de 2008; el indicador de calidad del servicio ITAD (Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad) ha sobrepasado el índice de referencia IRAD en algunos periodos del año 2011 debido principalmente a los daños ocasionados por la fuerte temporada invernal que azotó al país.

Por su parte, se tiene que la inversión en tecnologías, proyectos de expansión de la infraestructura eléctrica del SDL y adquisición de equipos eléctricos, ha logrado que la gestión de la empresa en la operación técnica y en la atención de emergencias haya mejorado de manera significativa.

El Operador de Red Emcali E.I.C.E E.S.P. administra y opera el Sistema de Distribución Local –SDL de Yumbo y Cali en el departamento de Valle del Cauca y de Puerto Tejada en el departamento del Cauca, por tanto no se cuenta con un punto de conexión al Sistema de Transmisión Nacional -STN- dado que el Sistema de Transmisión Regional

– STR incumbente en la zona, es administrado y operado por EPSA S.A. E.S.P. De allí se infiere, que el sistema eléctrico propiedad de la empresa Emcali E.I.C.E E.S.P. opera en niveles iguales o inferiores a 34.5kV. En el siguiente gráfico se presenta el diagrama unifilar del SDL de la empresa:

Grafica 3.1. Diagrama Unifilar SDL Emcali.



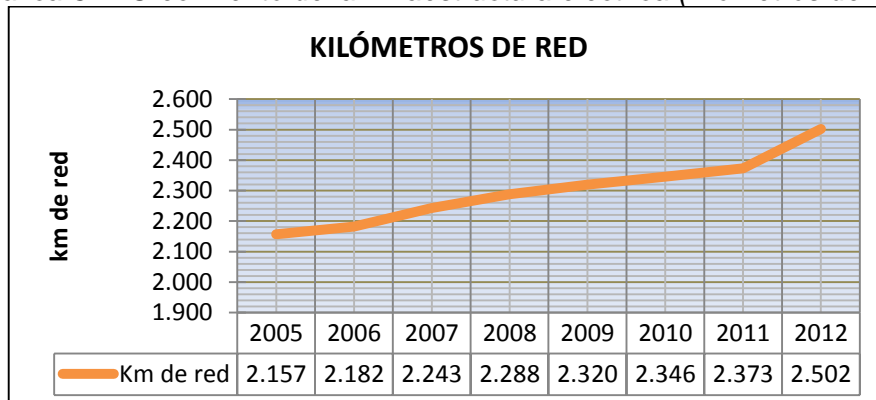
Fuente: Paratec XM.

INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

El Sistema de Distribución Local –SDL administrado y operado por Emcali E.I.C.E E.S.P. está conformado por un total de 2.502 km de red eléctrica entre circuitos primarios y secundarios y 17.755 transformadores de distribución instalados a lo largo de su infraestructura eléctrica para atender la demanda de los usuarios. Lo anterior de conformidad con la información reportada por la empresa en el Sistema Único de Información -SUI- a 31 de diciembre del año 2012.

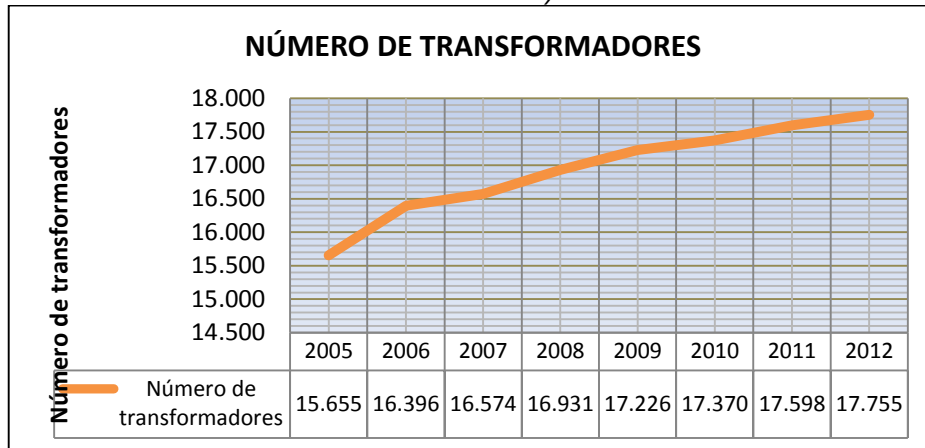
A continuación se presenta el crecimiento de las redes de distribución de media tensión y del número de transformadores de distribución propiedad de Emcali E.I.C.E E.S.P. y particulares del SDL durante el periodo comprendido entre los años 2005 y 2012:

Grafica 3.2. Crecimiento de la infraestructura eléctrica (kilómetros de red).



Fuente: SUI

Grafica 3.3. Crecimiento de la infraestructura eléctrica (transformadores de distribución).



Fuente: SUI

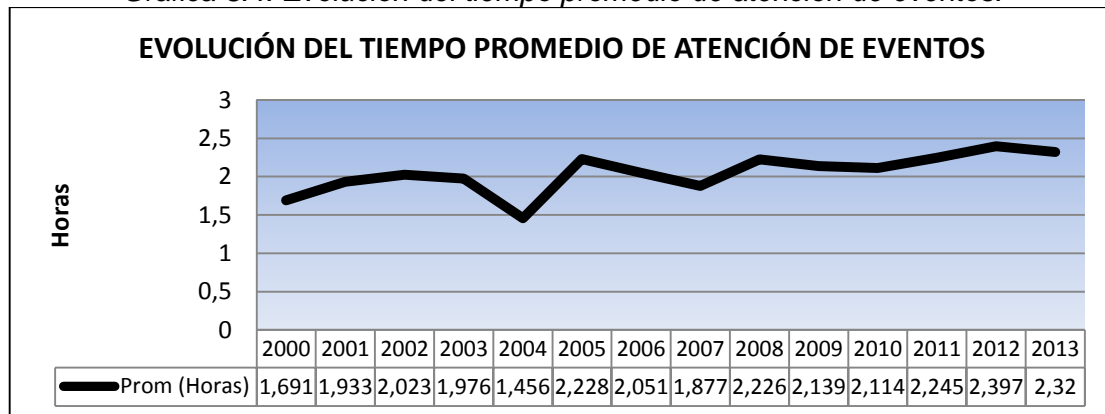
Se evidencia claramente en la gráfica 1, que en los últimos 7 años las redes han presentado un crecimiento del 16,6% lo que obedece al crecimiento de la demanda del sistema por solicitud de nuevos servicios requeridos. Así mismo, y tal como se observa en la gráfica 2, los transformadores de distribución del SDL han presentado un crecimiento de 14,47% en el mismo periodo de tiempo.

Es pertinente resaltar que desde el año 2005 Emcali E.I.C.E E.S.P. ha logrado la modernización de la red de distribución para 155.635 clientes del servicio de energía, equivalente al 26,4% del total de los clientes de la empresa. La modernización consiste en el cambio de la red abierta por red trenzada y la normalización de servicios directos.

Mediante este programa de blindaje y modernización de la red de distribución de energía, implementado por la empresa desde el año 2005, se han instalado un total de 1.831 transformadores pre-ensamblados, 701.273 kilómetros de red trenzada y se han intervenido un total de 155.635 usuarios.

CALIDAD DEL SERVICIO

Grafica 3.4. Evolución del tiempo promedio de atención de eventos.



Fuente: informe EMCALI

En la gráfica anterior, se observa la evolución del indicador de tiempo promedio de atención de eventos por año desde el año 2000. Se puede inferir que el tiempo promedio de interrupción por año (tiempo en horas) ha oscilado entre 1.4 y 2.5 horas por año.

Indicadores de calidad DES y FES

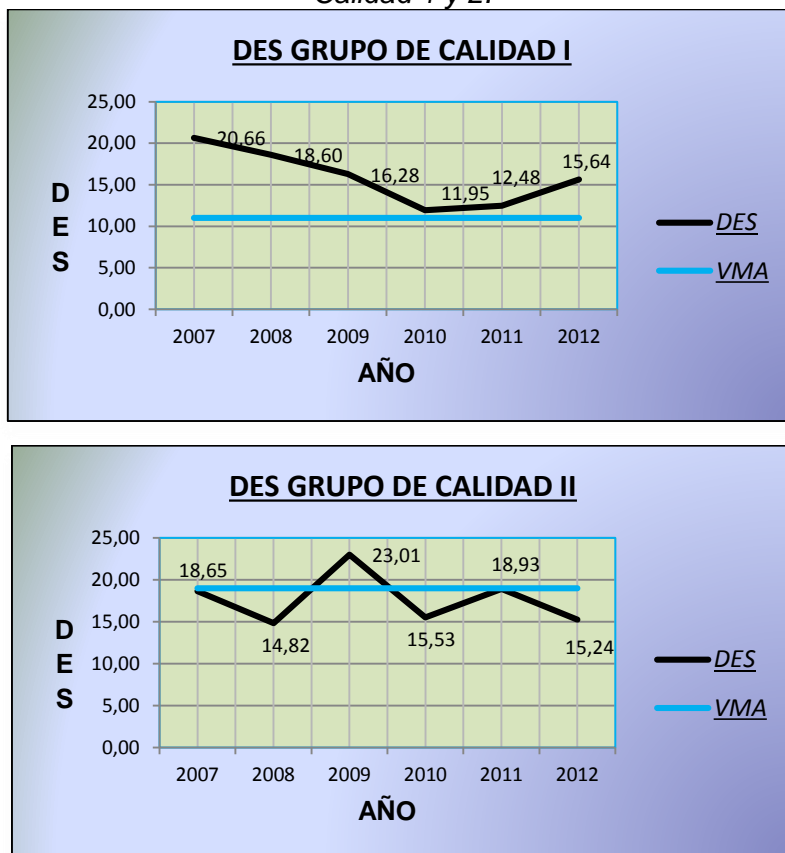
Antes de la entrada en vigencia de la resolución CREG 097 de 2008, los indicadores de la calidad del servicio prestado establecidos eran el de Duración Equivalente de la Discontinuidad - DES y el de Frecuencia Equivalente de Interrupción del Servicio - FES, los cuales se medían por grupos de calidad y se comparaban con unos valores máximos admisibles establecidos por el regulador. Dichos grupos estaban clasificados por la empresa Emcali E.I.C.E E.S.P. de la siguiente forma:

- Grupo I:** Zona Urbana de Cali
- Grupo II:** Zona Urbana de Yumbo
- Grupo III:** Zona Urbana de Puerto Tejada
- Grupo IV:** Zona rural de Cali, Yumbo y Puerto Tejada

Se presenta en las gráficas siguientes la evolución del promedio anual de los valores DES y FES desde el año 2007 hasta el año 2012 clasificados por grupo de calidad, los cuales están referenciados a sus respectivos Valores Máximos Admisibles:

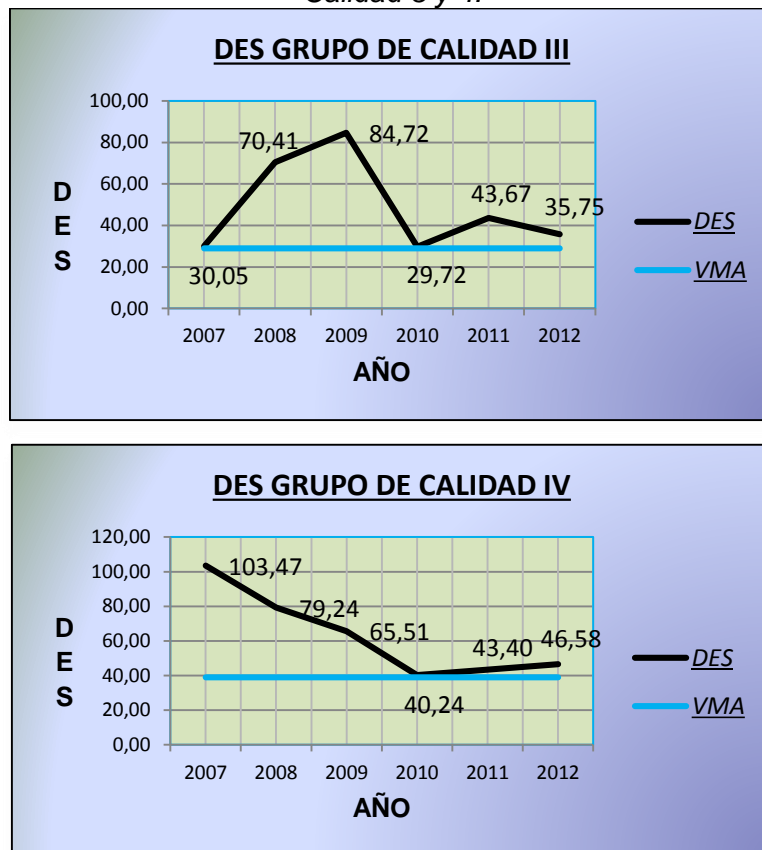
DURACIÓN EQUIVALENTE DE INTERRUPCIÓN DEL SERVICIO (DES) 2007-2012

Grafica 3.5. Duración Equivalente De Interrupción Del Servicio (Des) Grupo De Calidad 1 y 2.



Fuente: SUI

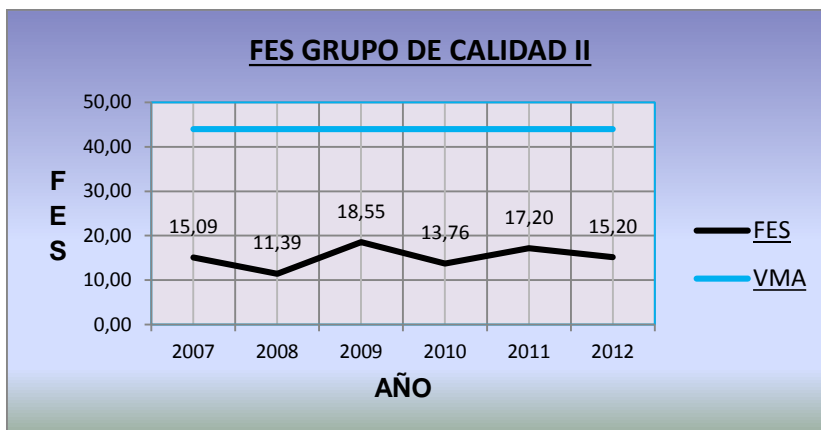
Grafica 3.6. Duración Equivalente De Interrupción Del Servicio (Des) Grupo De Calidad 3 y 4.



Fuente: SUI

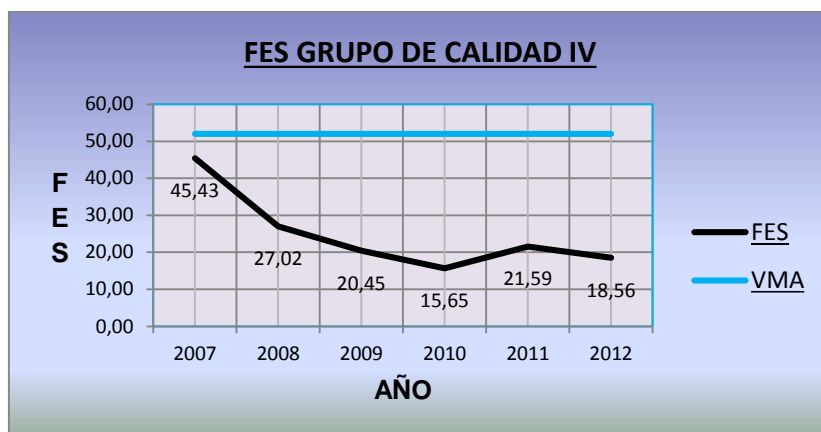
Grafica 3.7. Frecuencia Equivalente de Interrupción del Servicio (FES) Grupo De Calidad 1 y 2.





Fuente: SUI

Grafica 3.8. Frecuencia Equivalente de Interrupción del Servicio (FES) Grupo De Calidad 3 y 4.



Fuente: SUI

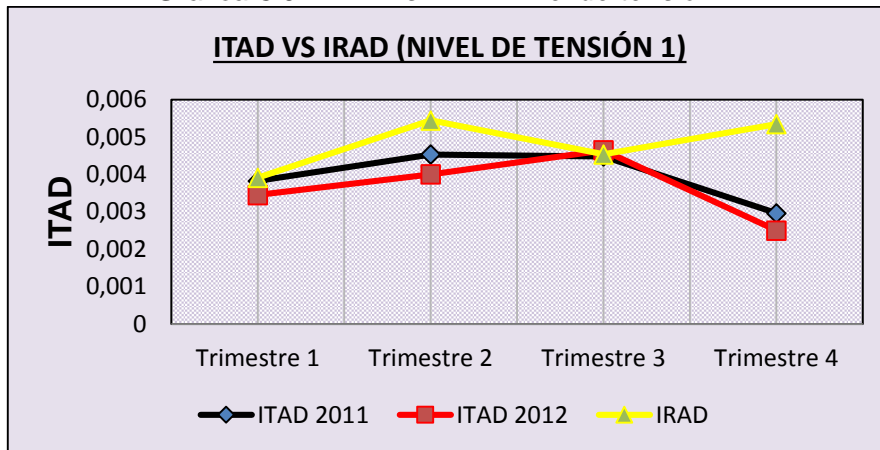
Se puede evidenciar claramente que el promedio anual del indicador DES sobrepasó los Valores Máximos Admisibles establecidos por el ente regulador para todos los grupos de calidad clasificados durante el periodo de tiempo de análisis. Caso contrario ocurre con el promedio anual del indicador FES, el cual solo sobrepasó los Valores Máximos Admisibles establecidos en el mismo periodo de tiempo para el Grupo de Calidad III.

Indicadores de calidad ITAD - IRAD

A partir de la entrada en vigencia de la resolución CREG 097 de 2008, la calidad del servicio técnico prestado se mide con el indicador ITAD (Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad) el cual se compara con un valor de referencia denominado IRAD (Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad) el cual es definido por la CREG en resolución particular para cada Operador de Red –OR.

En las siguientes gráficas se muestra el comportamiento del indicador ITAD calculado por la empresa Emcali E.I.C.E. E.S.P. para el periodo comprendido entre los años 2011 y 2012 y clasificado por grupos de calidad:

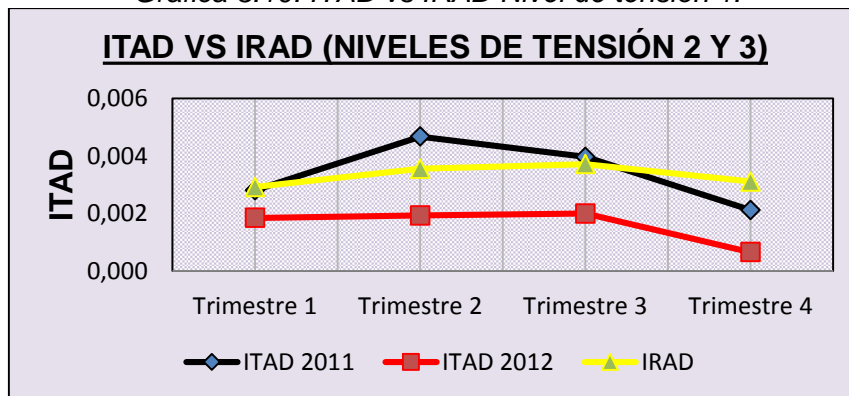
Grafica 3.9. ITAD vs IRAD Nivel de tensión 1.



ITAD VS IRAD (NIVEL DE TENSIÓN I)				
	Trim 1	Trim 2	Trim 3	Trim 4
ITAD 2011	0,0038293	0,0045339	0,0044822	0,0029611
ITAD 2012	0,0034485	0,0040011	0,0046438	0,0025000
IRAD	0,0039149	0,0054447	0,0045381	0,0053445

Fuente: SUI

Grafica 3.10. ITAD vs IRAD Nivel de tensión 1.



ITAD VS IRAD (NIVELES DE TENSIÓN 2 Y 3)				
	Trim 1	Trim 2	Trim 3	Trim 4
ITAD 2011	0,0028110	0,0046723	0,0039659	0,0021188
ITAD 2012	0,0018451	0,0019330	0,0019970	0,0006572
IRAD	0,0029201	0,0035579	0,0037146	0,0031101

Fuente: SUI

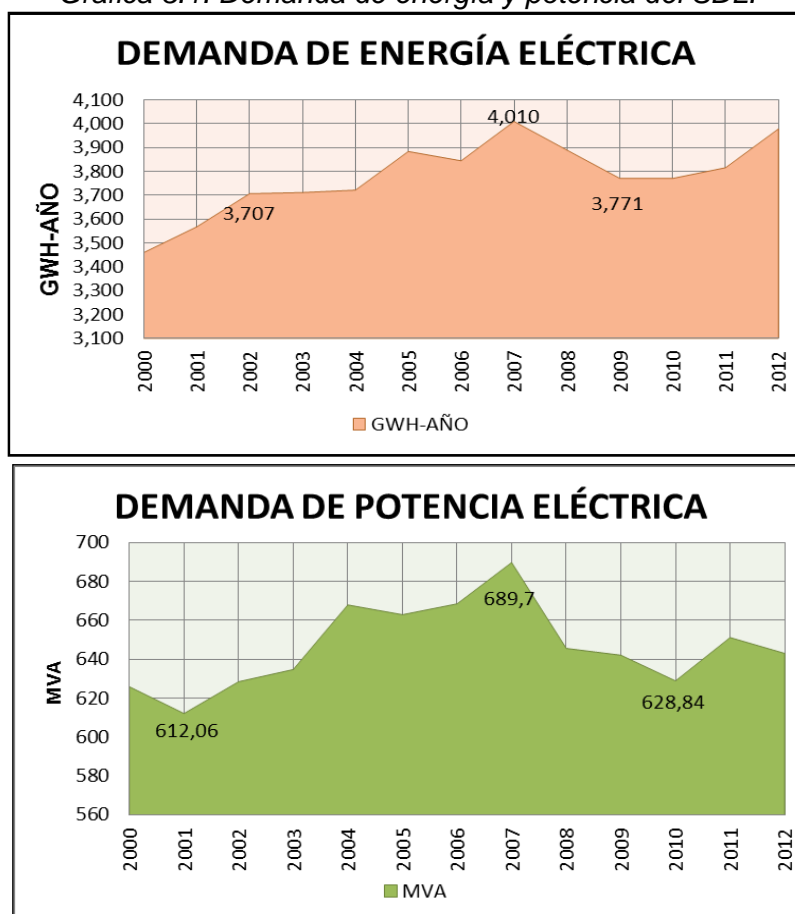
Vale resaltar que Emcali E.I.C.E. E.S.P., mediante comunicación del 29 de julio de 2010, remitió a la CREG el informe de auditoría externa realizado por la firma Deloitte, donde se verifica el cumplimiento de los requisitos para iniciar la aplicación del nuevo esquema de incentivos y compensaciones establecido en la Resolución CREG 097 de 2008.

De conformidad con lo establecido en el nuevo esquema de calidad establecido por la CREG, se tiene que la empresa ha sobrepasado el índice de referencia IRAD tanto en el Grupo de Calidad I como en el Grupo de Calidad II para los trimestres 2 y 3 del año 2011. Lo anterior obedece a las interrupciones causadas por la fuerte temporada invernal según manifiesta la empresa en el informe denominado “Informe de Gestión 2000-2013 Emcali EICE ESP”.

DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA ELÉCTRICA

Las siguientes gráficas muestran el comportamiento de las demandas de potencia y energía del sistema de Emcali desde el año 2000. Se tiene que el valor máximo se presentó en el año 2007, con una demanda de energía eléctrica de 4.010 GWh y una demanda de potencia eléctrica de 689 MVA. Según informa la empresa en el informe denominado “Informe de Gestión 2000-2013 Emcali EICE ESP”, en los años posteriores al 2007 la tendencia cambió a la baja por el cierre temporal de la planta SIDELPA la cual reinició operaciones a finales del año 2012.

Grafica 3.1. Demanda de energía y potencia del SDL.



Fuente: Informe Emcali.

PROYECTOS DE EXPANSIÓN EN LA INFRAESTRUCTURA DEL SDL DE EMCALI

La Empresa Emcali E.I.C.E ESP ha realizado una inversión dentro de la infraestructura de su Sistema de Distribución Local –SDL por valor de \$26.509 millones de pesos, la cual comprende compra de activos de conexión eléctrica, ampliación y adecuación de subestaciones de energía y obras en general sobre la infraestructura del sistema de distribución local.

Es importante resaltar que los proyectos ejecutados por Emcali E.I.C.E ESP en el periodo objeto de análisis han permitido la expansión dentro de las subestaciones eléctricas Guachicono, Campiña, Guachal, Meléndez y San Antonio y la construcción de las subestaciones Puerto Tejada y Ladera.

A continuación se detallan los proyectos de inversión ejecutados en el SDL del área de influencia de la empresa durante el periodo 2004-2012:

Tabla 3.1. Proyectos de expansión en el SDL.

PROYECTOS DE EXPANSIÓN EN EL SDL			
DESCRIPCIÓN	COSTO	AÑO INICIO	AÑO FIN
Compra de activos de conexión eléctrica	\$8.931 millones	2005	2010
Obras de ampliación de la infraestructura eléctrica en subestaciones de energía	\$12.166 millones	2004	2012
Obras sobre la infraestructura del Sistema de Distribución Local	\$5.412 millones	2004	2012

Fuente: Informe Emcali.

De igual forma, Emcali EICE ESP adquirió equipos por valor de \$18.801 millones de pesos para realizar la optimización, reposición, actualización, flexibilización, mejoramiento y expansión de la infraestructura eléctrica del SDL, lo que incide directamente sobre la calidad del servicio prestado, la operación, el cubrimiento de la expansión y el mejoramiento de los indicadores de la empresa.

En la siguiente tabla se presentan el resumen de la inversión en equipos y materiales adquiridos por Emcali EICE ESP durante los años 2000 y 2012:

Tabla 3.2. Inversión en equipos y materiales.

INVERSIÓN EN EQUIPOS Y MATERIALES			
DESCRIPCIÓN	COSTO	AÑO INICIO	AÑO FIN
Interruptores de potencia y transformadores de corriente	\$2.056 millones	2005	2012
Transformadores de distribución	\$11.164 millones	2005	2012
Banco de condensadores 300 kVAr - 13,2 kV	\$1.143 millones	2005	2012
Reconectores de 13,2 kV y 34,5 kV, cortacircuitos y cuchillas	\$3.112 millones	2005	2012
Cables de MT y BT, Barrajes rompecarga, codos y terminales elastoméricos	\$1.327 millones	2005	2012

Fuente: Informe Emcali.

INVERSIÓN EN TECNOLOGÍAS

A continuación se detallan los proyectos de inversión en tecnologías ejecutados por la empresa durante los últimos años y los cuales han tenido impacto directo en la optimización de la gestión técnico operativo de la empresa:

1. **Centro de Control.** Con una inversión de \$16.732 millones de pesos la empresa Emcali E.I.C.E. ESP logra constituir a finales del año 2010 uno de los más modernos, integrales y completos centros de control del país. El mismo está conformado por un sistema SCADA para la supervisión, adquisición y control de datos para la operación remota de subestaciones y un sistema DMS para la gestión georeferenciada y animada en tiempo real de la red primaria y secundaria del SDL. Con el nuevo centro de control el OR mantiene un seguimiento real a la continuidad del suministro de energía eléctrica y reaccionar de forma inmediata frente a las interrupciones en el servicio.
2. **Implementación del Sistema de Medición AMI.** En el año 2010, Emcali E.I.C.E. ESP adquiere e implementa la Infraestructura de Medición Avanzada AMI, la cual permite la lectura, conexión y desconexión remota en líneas de los medidores de energía eléctrica, integrando los equipos de medición de energía con redes de comunicación y aplicaciones de software para la gestión remota del servicio. El impacto de AMI se refleja en el aumento de facturación de los usuarios en ZDG, gestión de la recuperación de cartera vencida y disminución en las pérdidas de energía. Desde la implementación de AMI con sus respectivas actualizaciones tecnológicas se ha alcanzado un costo asociado cercano a los \$8.700 millones de dólares.
3. **Laboratorio de ensayos y medidas eléctricas.** Emcali E.I.C.E. ESP cuenta con un grupo de laboratorios que ofrece los servicios de calibración de medidores de energía, calibración de transformadores de medida, calibración de instrumentos de medición, análisis de aceites dieléctricos, ensayos de transformadores de distribución y ensayos de elementos de protección personal.

CONTROL DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

A partir de mayo de 2005, se inicia la ejecución de los programas de reducción de pérdidas no técnicas de energía, los cuales se llevan a cabo mediante contratos con asociados comerciales encargados de la ejecución de las actividades operativas.

En mayo de 2005 el indicador de pérdidas totales de energía se encontraba en 17%. En una primera fase del programa de normalización extendida hasta diciembre de 2009 se logra reducir el indicador de pérdidas a 12,3%. A partir de este momento inicia un periodo de sostenimiento del indicador para que actualmente se encuentre en 13,07%.

GESTIÓN ADICIONAL DE LA EMPRESA

A continuación se detallan algunas actividades adicionales adelantadas por la empresa dentro de su plan de gestión en el área técnica operativa para la prestación del servicio de energía eléctrica durante los últimos años:

Proyecto amarre cliente transformador. Necesario para la aplicación e implementación del esquema de incentivos y compensaciones establecido en la

resolución CREG 097 de 2008; con este proyecto se ha logrado ampliar la cobertura de consulta de información geográfica del SDL a todas las áreas operativas de la empresa.

Programa ADSUM. Se ha implementado como política de mantenimiento en el sistema de distribución, el cual actúa como un diagrama funcional que asigna de manera óptima las órdenes de trabajo a las cuadrillas en terreno.

Gestión ambiental. Se basó inicialmente en la gestión de 17 toneladas de equipos contaminados con PCB y en el análisis a la reglamentación vigente y aplicable en la materia. Las cantidades de residuos peligrosos gestionados y dispuestos en los años 2011 y 2012 se describen a continuación:

Tabla 3.3. Gestión Ambiental 2011-2012.

RESIDUO	CANTIDAD GESTIONADA
Transformadores contaminados con PBC	8.076 kg
Baterías de plomo ácido	7.371 kg
Material mercuriado	326 kg
Aceite dieléctrico libre de PBC	73.724 kg

Fuente: Informe Emcali.

4. ASPECTOS COMERCIALES



Fuente: SUI

AÑO	
CAUSAL	CANTIDAD
Relacionada con cobros por promedio	6.374
Alto consumo	4.710
Cobros por servicios no prestados	2.090
cobro de otros cargos de la empresa	2.076
Cobros inoportunos	1.107
Aforo	472
Cobro de otros bienes o servicios en la factura	447
Medidor o cuenta cruzada	317
Solidaridad	280
cobro multiple	259
TOTAL	18.132

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.

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. (...)”.

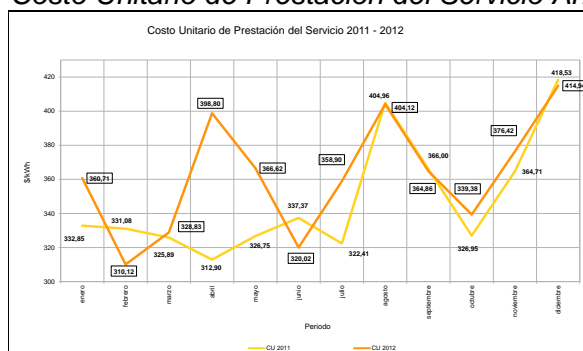
Con lo anterior, y a partir de la publicación de cargos empalmados mes a mes y en el marco de la Resolución CREG 119 de 2007, el componente T aplicado en el mes m a partir de Julio, deberá corresponder con el Cargo Estimado del mes m , en este caso el de Julio, revisión que se efectúa por parte de esta 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 Cali E.I.C.E. E.S.P., para el nivel de tensión 1, presentó un incremento del 1.20%, del CU promedio del año 2011 con respecto al CU promedio año 2012.

Con respecto al valor del CU de los meses de diciembre de los años 2011 y 2012, la disminución corresponden a 0.86% que equivale a 3,59 \$/kWh, tal como se muestra en el gráfico 4.2.1.

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



Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas de ESP

Dentro del CU promedio las componentes de mayor participación son las componentes de distribución y generación con el 44% y 36% 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 Occidente que oscila entre 96,58 \$/kWh a 180.78 \$/kWh, y el valor de las restricciones las cuales varían para el prestador entre 4,98 \$/kWh y 31,69 \$/kWh.

Información Costo Unitario de Prestación del Servicio para el ADD Occidente

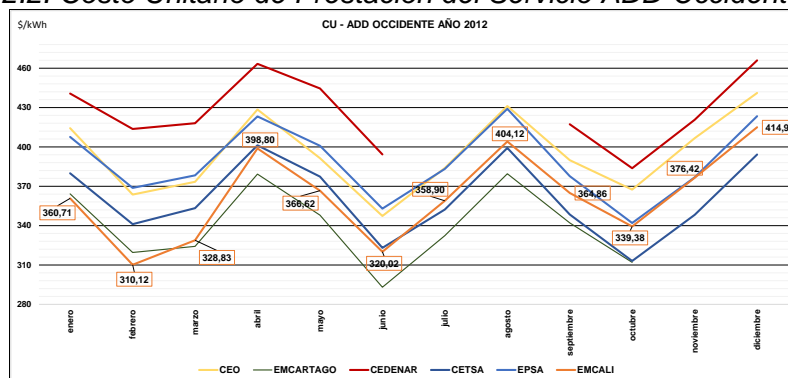
El Ministerio de Minas y Energía – MME expidió el Decreto 388 de 2007, mediante el cual ordena a la CREG conformar Áreas de Distribución – ADD, lo cual se estableció a través de la Resolución CREG 058 de 2008 donde se crearon cuatro Áreas de Distribución.

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 fue incluida las Empresas Municipales de Cali, al igual que las empresas Centrales Eléctricas de Nariño, Compañía de Electricidad de Tuluá, Empresas Municipales de Cartago, Empresa Municipal de Energía Eléctrica, Compañía Energética de Occidente 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., tal como se muestra la tarifa de Emcali es oscilatoria, en los primeros dos meses del 2012 la tarifa de la empresa era la más baja, sin embargo, entre los meses de abril y junio ocupara la segunda posición mientras que para el resto del año está en la tercera posición.

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



Fuente: Publicación de tarifas de ESP de ADD Occidente

Se considera importante mencionar que la Superintendencia realizó un estudio relacionado con el análisis del comportamiento de las ADD, y las conclusiones para el prestador son las siguientes, es de anotar que el estudio abarca desde la conformación del ADD a julio del año 2012:

“(...) EMCALI es un mercado que ha sido excedentario, por tanto los usuarios han asumido costos. Los usuarios de este mercado han percibido incrementos tarifarios que van desde un 2% hasta un 27%, lo cual es errático.

EMCALI tiene aproximadamente 593.641 usuarios en el nivel de tensión 1, de los cuales el 41,5% son de estrato 1 y 2. El total de usuarios subsidiados representa el 70,5%, los usuarios contribuyentes son el 19%, el restante 10,5% son usuarios que no contribuyen ni reciben subsidio.

EMCALI consume aproximadamente el 48,6% de la energía de nivel de tensión 1 del ADD Occidente. De la energía vendida en el sistema operado por EMCALI el 44,2% es consumida por los estratos 1, 2 y 3; el 15,2% por usuarios que pagan el CU y el restante 40,6% por usuarios contribuyentes.

Beneficios de EMCALI: Los usuarios de nivel de tensión 1 de EMCALI no perciben beneficios.

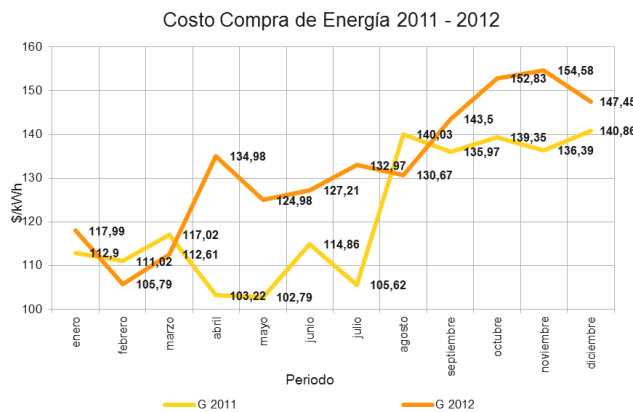
Costos de EMCALI: Los costos asumidos por los usuarios de nivel 1 ubicados en el sistema operado por EMCALI alcanza un monto de \$123.717'985.713 pesos de julio de 2012, el cual representa el 93,4% de los costos asumidos por los usuarios de esta ADD. De estos costos los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 han asumido un 30,7%, los usuarios que pagan el CU un 16,9% y los usuarios que contribuyen un 52,4%. (...)"

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 positiva, que osciló entre un valor máximo de 154,58 \$/kWh y un mínimo de 105,79 \$/kWh, es decir que el rango de variación estuvo entre los 48,79 \$/kWh, así mismo la mayor variación con respecto al 2011 estuvo en el mes de abril que representó una variación de 30,77%.

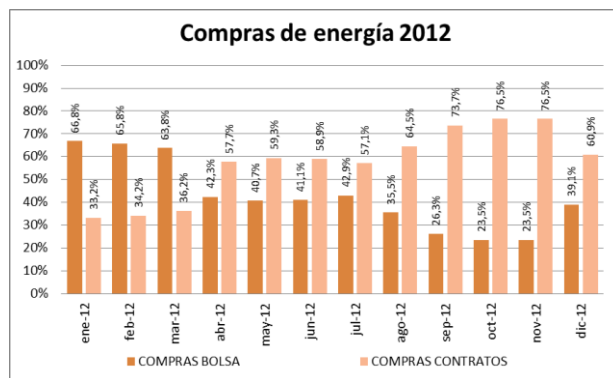
Gráfica 4.2.3. Componente de Generación Año 2011 - 2012



Fuente: *Publicación de Componentes y Tarifas ESP*

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

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



Fuente: *Publicación XM -Neón*

La empresa en el año 2012 estuvo expuesta a bolsa en un promedio de 42,6% de su demanda y en contratos en un 57,4%, razón por la cual su componente de generación para este año no se mantuvo constante.

Componente de Transmisión, T

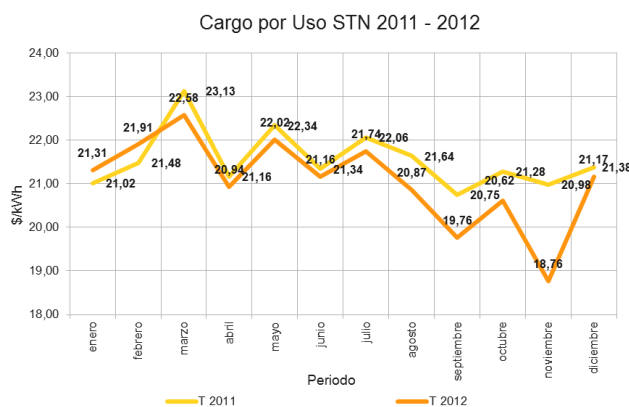
El cargo por uso del Sistema Nacional de Transmisión, componente T, es un valor único para todos los comercializadores, a través del cual se paga el transporte de energía de las plantas de generación hasta las redes de Transmisión Regional STR, la gráfica 4.2.5., muestra el valor de T empleado por el 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 siguiente gráfica:

Gráfica 4.2.5. Componente de Transmisión Año 2011 – 2012



Fuente: *Publicación de Componentes y Tarifas ESP – Cálculo T ' XM*

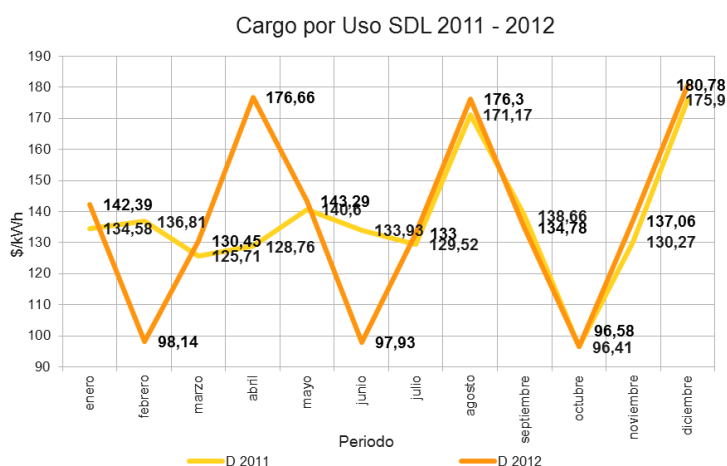
Componente de Distribución, D

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.

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 Cali, representa aproximadamente un 37,6% 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.

A continuación se muestra la evolución de la componente de distribución para el año 2012, en la gráfica 4.2.6.:

Gráfica 4.2.6. Componente de Distribución Año 2011 – 2012



Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas ESP - Cálculo de XM ADD Oriente

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 de Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. 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 de Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. 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.

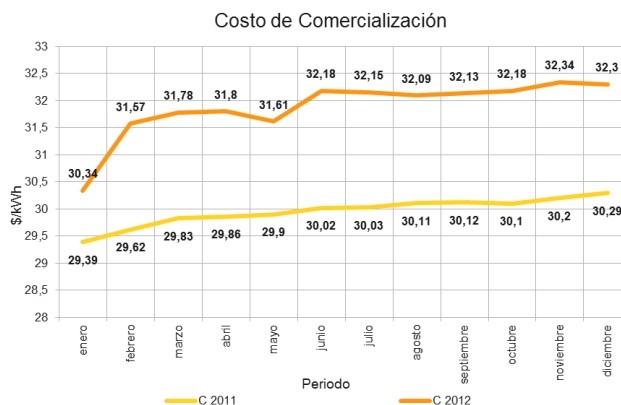
Componente de Comercialización, C

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., durante el año de 2012 mantuvo una tendencia constante con un promedio de 31,83 \$/kWh, llegando a un valor máximo que alcanzó los 32,34 \$/kWh y un mínimo 30,34 \$/kWh, variando en un rango de 2 \$/kWh. Así mismo, a partir del mes de enero la componente de comercialización presentó un pequeño crecimiento de un 3,23% en relación con el 2011.

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 9% del CU predominantemente.

Gráfica 4.2.7. Componente de Comercialización Año 2011 – 2012



Fuente: *Publicación de Componentes y Tarifas ESP*

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 5,47 \$/kWh, alcanzando un máximo de 29,28 \$/kWh y un mínimo de 21,02 \$/kWh.

Gráfica 4.2.8. Componente de Pérdidas Año 2011 - 2012



Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas ESP

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 una disminución del 71,2%, que pasó de 31,69 \$/kWh a 9,14 \$/kWh y para los siguientes meses la componente de restricciones fluctuó en un rango de 26,71 \$/kWh con valores entre los 4,98 \$/kWh hasta 31,69 \$/kWh, tal como se observa en la gráfica 4.2.9.

Gráfica 4.2.9. Componente de Restricciones Año 2011 - 2012



Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas ESP

4.2.3. Evolución de las tarifas 2012

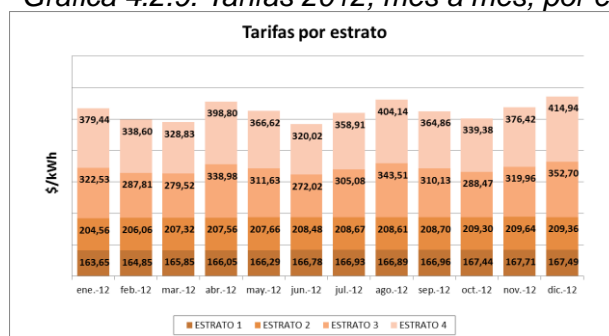
Las tarifas analizadas en este numeral corresponden a las publicadas en los años 2011 y 2012 por las empresas comercializadoras de energía eléctrica, las cuales incluyen los cargos por uso de los sistemas de distribución local para redes aéreas del nivel de tensión I, con activos 100% propiedad de la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

Evolución de las tarifas 2012 del prestador

En la gráfica 4.2.9., podemos observar la tarifa aplicada por Empresas Municipales de Cali a cada estrato durante el año 2012.

Es así que para enero la tarifa aplicada fue de 379.44 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 163.65 \$/kWh, asignado un subsidio del 56.9% para este periodo.

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

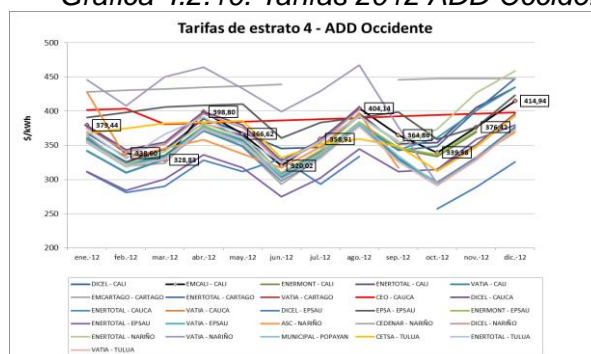


Fuente: Publicación del tarifas del prestador.

De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que el resultado de las variaciones mensuales fue un incremento del 9.35% en la tarifa, que para enero fue de 379.44 \$/kWh y para diciembre de 414.94 \$/kWh.

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

Gráfica 4.2.10. Tarifas 2012 ADD Occidente



Fuente: Publicación del tarifas del prestador.

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.

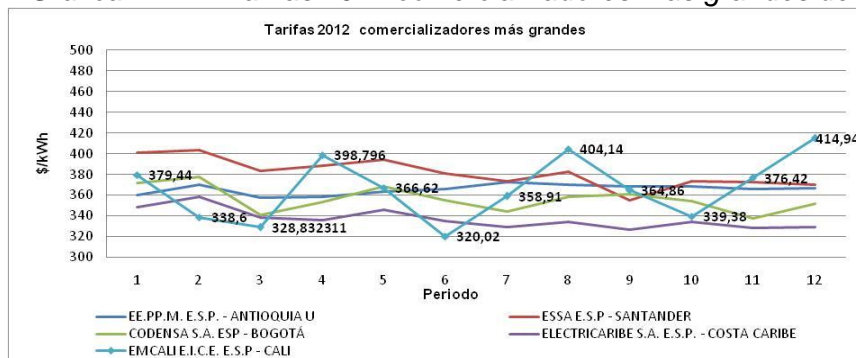
Lo que busca la integración de las ADD es normalizar la componente de distribución -D de la tarifa regulada (Resoluciones CREG 119/07 y 097/08), debido a que para regiones relativamente cercanas geográficamente, se presentaban variaciones considerables en la tarifa influenciadas por esta componente.

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

De la gráfica 4.2.10., se concluye que la empresa posee una tarifa media oscilatoria, en comparación con las demás del ADD.

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

Gráfica 4.2.11. Tarifas 2012 comercializadores más grandes del país

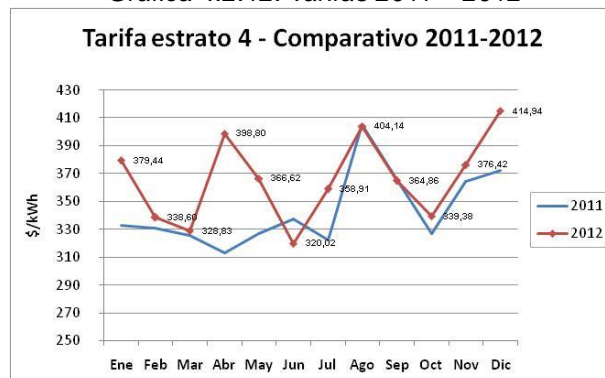


Fuente: Publicación del tarifas del prestador.

De la gráfica 4.2.11., se concluye que en comparación con los comercializadores más grandes del país el prestador tiene una tarifa bastante oscilatoria, lo que redunda en que para unos meses tiene una tarifa más baja que ellos y otros periodos, la más alta.

Comparativo de tarifas años 2011 - 2012 del prestador

Gráfica 4.2.12. Tarifas 2011 – 2012



Fuente: Publicación del tarifas del prestador.

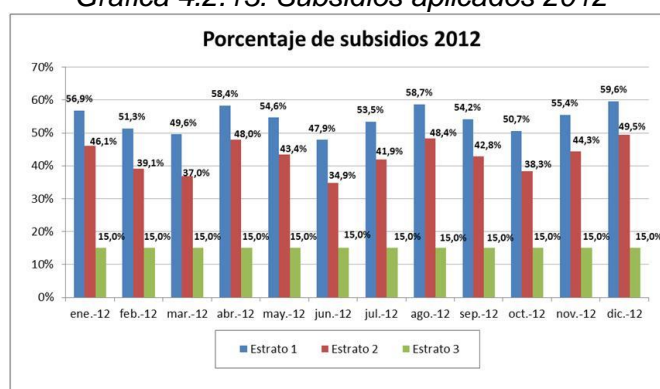
En la gráfica anterior podemos observar que la empresa mantiene su comportamiento oscilatorio de 2011, el cual está influenciado por su pertenencia al ADD Oriente.

Consumos de Subsistencia Vigentes.

La Resolución UPME¹ 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 4.2.13. Subsidios aplicados 2012



Fuente: Publicación del tarifas del 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 4.1 Subsidios y Contribuciones 2011-2012

Estrato/Sector	2011	2012
Estrato 1	25.819.557.254	24.221.368.679
Estrato 2	36.424.364.045	32.909.891.813
Estrato 3	12.811.224.514	12.665.280.667
Total Subsidios	75.055.145.813	69.796.541.159
Estrato 5	6.801.717.560	6.529.653.482
Estrato 6	3.728.406.753	3.711.263.686
Industrial	7.598.024.424	2.740.239.137
Comercial	36.467.831.290	35.739.410.645
Total Contribución	54.595.980.027	48.720.566.949
Déficit	-20.459.165.786	-21.075.974.209

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

¹ 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 \$ 69.797 millones de pesos, de los cuales el 47% (\$32.910 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 2 , el 35% al estrato 1 (\$24.221 millones) y 18% a los usuarios del estrato 3 (\$12.665 millones), además facturó contribuciones por un valor total de \$48.720 millones los cuales el 73% corresponden a aportes del sector comercial (\$35.739 millones). Los aportes de los usuarios de los estratos 5 y 6 son cerca del 21% de las contribuciones totales.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$21.076 millones de pesos, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$69.796 millones y recaudar un total de \$48.720 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 Conciliaciones MME 2011-2012

Concepto		2011	2012
Subsidios		75.034.357.266	75.818.868.493
Contribuciones		100.944.440.723	71.209.760.747
Déficit / Superávit		25.910.083.457	-4.609.107.746
Giros	Presupuesto Nal	-	5.808.533.000
	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 \$4.609 millones, los cuales son cubiertos con recursos del Presupuesto Nacional por un monto de \$5.808 millones.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

5.1 Evaluación Financiera

Tabla 5.1 Indicadores de Gestión Financieros

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Margen Operacional	27%	8%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	9,6	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	52	27,7	Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	36,72	21,2	Cumple
Razón Corriente – Veces	1,38	-4,43	No cumple

Fuente: SUI

De acuerdo a los referentes establecidos para 2012, las Empresas Municipales de Cali, no cumple con 2 de los indicadores de gestión financieros planteados para las Empresas distribuidoras y comercializadoras del servicio de energía eléctrica.

el indicador de razón corriente está atado a la presentación del activo corriente negativo, provocado por las condiciones de los otros deudores, las cuales muestran valores de naturaleza contraria, ocasionados en la división de los reportes de contabilidad por unidad de servicio,

El margen operacional de la compañía presenta un leve repunte con respecto al presentado en la vigencia anterior, siendo insuficiente este para lograr establecerlo en el indicador requerido por la CREG, razón por la cual es necesario que se trabaje en la optimización de costos.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Oportunidad de reporte.

Con relación a los formatos que la empresa está en obligación de reportar al SUI, para el año 2012 se tiene que EMCALI no registra información pendiente:

Calidad de la información comercial reportada.

Las siguientes series de datos ilustran la consistencia de las principales variables, para los periodos con información certificada.

Usuarios por estrato 2012

Tabla 6.1. Usuarios por estrato.

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Ene	92,372	157,579	171,707	57,631	43,663	14,440
Feb	92,565	157,806	171,842	57,990	43,793	14,338
Mar	92,711	158,036	172,015	58,315	43,579	14,496
Abr	91,835	155,759	172,989	58,475	43,585	14,464
May	91,517	155,596	172,881	58,736	43,362	14,453
Jun	91,999	155,742	173,106	59,163	43,463	14,524
Jul	91,142	155,640	173,236	59,438	43,456	14,494
Ago	91,701	155,995	173,428	60,200	43,041	14,558
Sep	91,942	156,325	173,717	60,451	42,876	14,564
Oct	91,582	156,270	173,947	60,827	42,836	14,586
Nov	92,545	156,169	174,117	61,217	42,881	14,622
Dic	92,798	156,431	174,298	61,293	42,932	14,643

Fuente SUI

Consumos (GWh) por estrato 2012

Tabla 6.2. Consumo por estrato.

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Ene	14.50	26.18	28.26	10.90	10.12	6.39
Feb	14.41	26.05	27.40	10.58	9.75	5.78
Mar	13.83	24.54	26.77	10.33	9.53	5.74
Abr	13.82	24.82	26.75	10.39	9.39	5.83
May	13.22	23.79	26.26	10.18	9.17	5.47
Jun	13.48	24.32	26.97	10.29	9.25	5.74
Jul	14.07	25.39	27.79	10.89	9.97	6.22
Ago	13.90	25.12	27.39	10.93	9.65	5.98
Sep	14.24	24.86	27.57	10.79	9.59	6.16
Oct	13.54	24.61	27.39	11.06	9.60	6.01
Nov	13.77	24.72	26.83	10.78	9.28	5.72
Dic	13.70	23.81	26.23	10.53	8.98	5.62

Fuente SUI

Facturación (\$Millones) 2012 por estrato

Tabla 6.3. Facturación por estrato.

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Ene	5,307.29	9,606.34	10,246.45	3,879.02	3,610.10	2,236.10
Feb	5,384.95	9,782.09	10,230.03	3,840.27	3,545.45	2,066.16
Mar	5,050.80	8,685.24	9,286.94	3,590.09	3,280.49	2,069.84
Abr	4,624.94	8,236.75	8,749.16	3,335.97	3,018.36	1,838.55
May	4,651.52	8,814.77	9,850.80	3,562.12	3,256.50	1,903.38
Jun	5,215.19	9,194.60	10,035.54	3,814.43	3,407.03	2,080.43
Jul	4,925.74	8,560.40	9,004.35	3,575.63	3,271.66	2,007.01
Ago	4,626.05	8,614.78	9,433.12	3,576.81	3,186.24	1,937.26
Sep	5,317.27	9,577.95	10,700.27	3,981.30	3,576.81	2,256.48
Oct	5,278.44	9,343.09	10,208.56	4,131.14	3,555.93	2,194.94
Nov	4,896.65	8,624.84	9,249.40	3,678.33	3,143.72	1,906.08
Dic	4,818.26	8,596.02	9,510.25	3,641.45	3,130.11	1,921.41

Fuente SUI

Los siguientes resultados son un buen indicador de la calidad del reporte comercial:

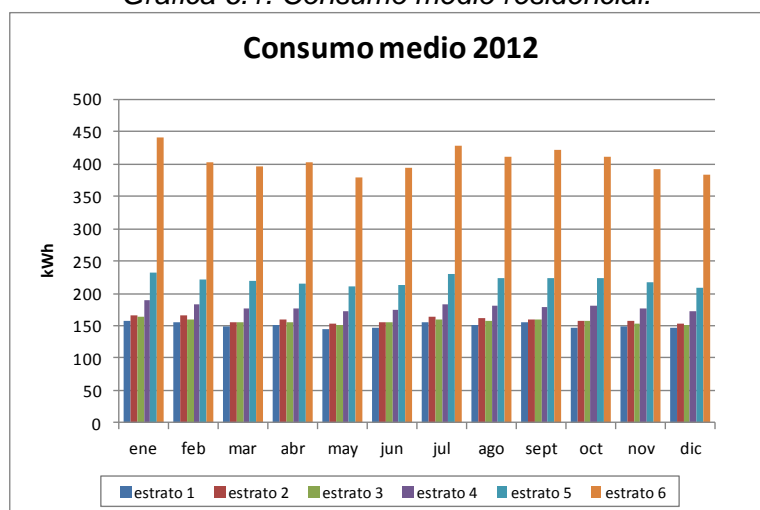
Consumo medio (kWh /Usuario) – 2012

Tabla 6.4. Consumo medio residencial.

	estrato 1	estrato 2	estrato 3	estrato 4	estrato 5	estrato 6
ene	156.97	166.13	164.56	189.17	231.86	442.32
feb	155.70	165.07	159.45	182.37	222.55	403.21
mar	149.19	155.25	155.61	177.08	218.68	396.06
abr	150.47	159.38	154.64	177.63	215.54	403.25
may	144.51	152.88	151.87	173.38	211.52	378.39
jun	146.55	156.17	155.78	173.98	212.85	395.40
jul	154.42	163.16	160.43	183.24	229.47	429.06
ago	151.61	161.04	157.92	181.50	224.18	410.65
sept	154.83	159.04	158.70	178.51	223.76	423.13
oct	147.81	157.50	157.47	181.76	224.18	411.91
nov	148.82	158.30	154.07	176.04	216.45	391.25
dic	147.65	152.23	150.50	171.78	209.12	383.63

Fuente SUI

Grafica 6.1. Consumo medio residencial.



Fuente SUI

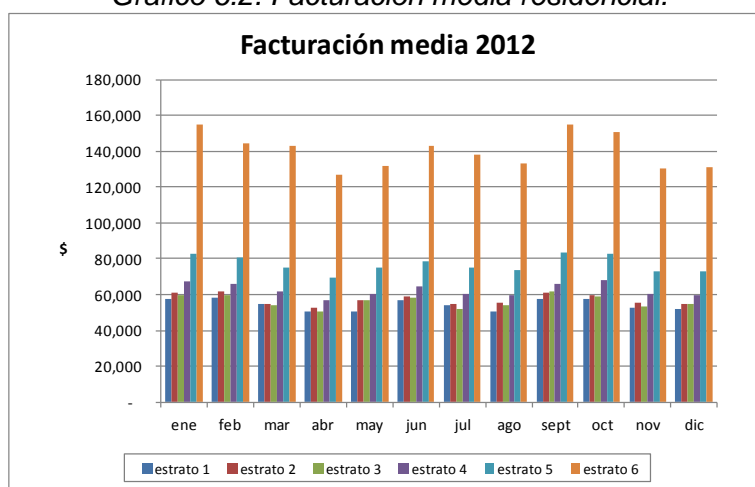
Facturación media (\$/Factura) 2012

Tabla 6.4. Facturación media residencial.

	estrato 1	estrato 2	estrato 3	estrato 4	estrato 5	estrato 6
ene	57,456	60,962	59,674	67,308	82,681	154,854
feb	58,175	61,988	59,532	66,223	80,959	144,104
mar	54,479	54,957	53,989	61,564	75,277	142,787
abr	50,361	52,881	50,576	57,049	69,252	127,112
may	50,827	56,652	56,980	60,646	75,100	131,694
jun	56,687	59,037	57,973	64,473	78,389	143,241
jul	54,045	55,001	51,977	60,157	75,287	138,472
ago	50,447	55,225	54,392	59,415	74,028	133,072
sept	57,833	61,269	61,596	65,860	83,422	154,935
oct	57,636	59,788	58,688	67,916	83,013	150,482
nov	52,911	55,228	53,122	60,087	73,313	130,357
dic	51,922	54,951	54,563	59,410	72,909	131,217

Fuente SUI

Grafico 6.2. Facturación media residencial.



Fuente SUI

De las anteriores tablas y gráficas puede concluirse que, para los periodos donde el formato 2 está certificado, la información es consistente para las variables *Usuarios*, *Consumos* y *Facturación*.

La información está acumulada para los 10 mercados en los cuales atiende el sector no residencial.

Usuarios por sector 2012

Tabla 6.5. Usuarios por sector.

	Comercial	Industrial	Oficial
ene	50,120	1,035	1,623
feb	50,103	1,068	1,628
mar	50,018	1,065	1,631
abr	49,730	1,069	1,628
may	49,131	1,090	1,623
jun	49,010	1,112	1,624
jul	48,565	1,121	1,608
ago	48,534	1,142	1,590
sep	48,535	1,167	1,561
oct	48,447	1,190	1,558
nov	48,512	1,205	1,552
dic	48,466	1,214	1,549

Fuente SUI

Consumos (GWh) por sector 2012

Tabla 6.6. Consumos por sector.

	Comercial	Industrial	Oficial
ene	51.14	13.24	26.34
feb	51.12	16.11	25.76
mar	50.45	15.69	24.70
abr	50.16	17.17	25.67
may	48.94	16.26	25.77
jun	49.65	18.35	25.85
jul	51.27	18.75	25.26
ago	51.46	19.44	25.37
sep	52.09	21.07	25.36
oct	52.51	20.31	26.12
nov	51.06	21.51	26.17
dic	50.10	20.79	25.26

Fuente SUI

Facturación (\$millones) por sector 2012

Tabla 6.7. Facturación por sector.

	Comercial	Industrial	Oficial
ene	17,284.81	3,582.17	7,162.22
feb	17,565.34	4,378.50	6,710.52
mar	17,108.38	4,327.21	6,697.91
abr	15,661.82	4,425.00	6,691.41
may	15,831.92	4,079.48	6,286.96
jun	17,486.74	4,767.93	6,620.90
jul	16,573.62	4,748.27	6,514.87
ago	15,967.31	4,787.64	6,229.62
sep	17,968.24	5,835.04	7,171.18
oct	18,739.12	5,622.43	7,545.39
nov	16,977.15	5,804.26	7,269.34
dic	16,515.74	5,564.01	6,955.65

Fuente SUI

Los siguientes resultados son un buen indicador de la calidad del reporte comercial:

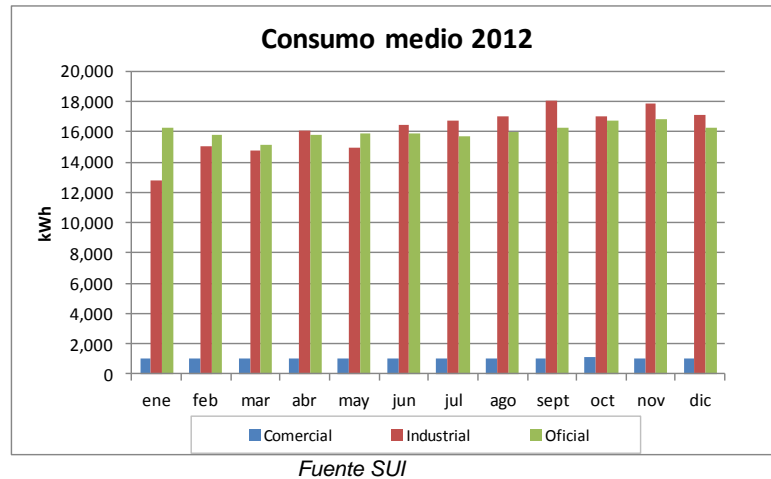
Consumo medio (kWh /Usuario) – 2012

Tabla 6.8. Consumo medio no residencial.

	Comercial	Industrial	Oficial
ene	1,020.34	12,794.17	16,231.47
feb	1,020.29	15,081.99	15,823.26
mar	1,008.62	14,734.95	15,141.68
abr	1,008.64	16,064.18	15,765.73
may	996.15	14,916.23	15,878.54
jun	1,013.06	16,499.38	15,916.30
jul	1,055.70	16,729.10	15,710.90
ago	1,060.20	17,019.04	15,957.22
sept	1,073.19	18,052.21	16,248.79
oct	1,083.87	17,065.27	16,766.42
nov	1,052.46	17,854.29	16,863.67
dic	1,033.66	17,122.12	16,304.22

Fuente SUI

Grafico 6.3. Consumo medio no residencial.



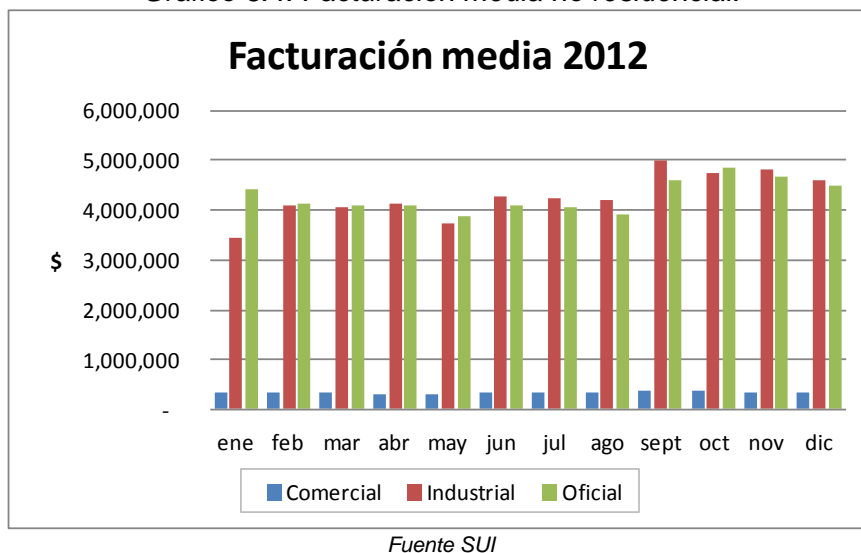
Facturación media (\$/Factura) 2012

Tabla 6.9. Facturación media no residencial.

	Comercial	Industrial	Oficial
ene	344,869	3,461,032	4,412,951
feb	350,585	4,099,718	4,121,943
mar	342,045	4,063,110	4,106,629
abr	314,937	4,139,382	4,110,201
may	322,239	3,742,644	3,873,668
jun	356,799	4,287,708	4,076,907
jul	341,267	4,235,746	4,051,534
ago	328,992	4,192,331	3,918,003
sept	370,212	5,000,032	4,593,968
oct	386,796	4,724,731	4,842,996
nov	349,958	4,816,814	4,683,851
dic	340,770	4,583,207	4,490,416

Fuente SUI

Grafico 6.4. Facturación media no residencial.



De las anteriores tablas y gráficas puede concluirse que, para los periodos donde el formato 3 está certificado, la información es consistente para las variables *Usuarios*,

Consumos y Facturación, visualizándose un leve incremento en los últimos meses del año.

En cuanto a las solicitudes en mesa de ayuda, a continuación se relacionan las correspondientes al periodo 2012-2013:

Tabla 6.10. Resumen de mesas de ayuda 2012-2013

APLICACIÓN	ASIGNADA	ESCALADA	CONTESTADA	CERRADA	Total
SIN ASIGNAR				10	10
VALIDADOR				5	5
CARGUE MASIVO	1	1		103	105
FABRICA			1	21	22
LOGINS				1	1
SITIO SUI				18	18
CAMBIO DE DATOS		1		13	14
AMPLIACION PLAZO				1	1
INFORMACION GENERAL				2	2
MOVET				1	1
Total	1	2	1	175	179

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 No. 20122400026175 por incumplimiento a otras obligaciones del prestador fecha 30/08/2012
- Resolución sanción con radicado SSPD No. 20122400040155 por otras violaciones al régimen regulatorio 17/12/2012

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El comportamiento de la cuenta otros deudores en el servicio de energía, el cual es mostrado con naturaleza contraria, afecta el resultado del indicador de liquidez, volviéndolo totalmente crítico en un valor de -4,43%.

El servicio de energía evidencia un endeudamiento superior al 100%, dando como resultado la imposibilidad de la prestadora de cubrir sus obligaciones con recursos propios.

La empresa presenta una recuperación de sus utilidades, como resultado del incremento de sus ingresos operacionales en 25,58% y un el decrecimiento de sus gastos operacionales en 22,64%,

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

No obstante lo anterior, y a diferencia de otros sectores los déficit de la estructura tarifaria de la empresa son atendidos a través del Presupuesto Nacional. De acuerdo con la información reportada al SUI, para el 2012, la empresa presentó un déficit de \$21.076 millones.

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 con una tarifa bastante oscilatoria.

Se comparó la información reportada por la empresa en el informe denominado "Informe de gestión 2000-2013 Emcali EICE ESP" con la información reportada en el SUI para los indicadores de calidad DES, FES e ITAD, sin que se presentara ninguna inconsistencia. Se verificó además el reporte de número de alimentadores y circuitos a 31 de diciembre de los años 2011 y 2012.

Se considera que si bien los indicadores de calidad han sido sobrepasados por la empresa en los últimos años, no son claras las causales de dichas interrupciones, ni la gestión que la empresa ha efectuado al respecto para mejorar la calidad del servicio técnico prestado.

De igual forma, no se evidencia dentro del informe denominado "Informe de gestión 2000-2013 Emcali EICE ESP" el plan de mantenimientos programados y no programados efectuados sobre la infraestructura eléctrica de Emcali en los últimos años, ni el costo derivado de dichas actividades.

Es importante que la evolución en el proyecto de aplicación del esquema de calidad establecido en la Res CREG 097 de 2008, sea detallada con mayor detalle, toda vez que aún no se especifica el procedimiento de compensación a usuarios.