

**INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A.
E.S.P.**



Libertad y Orden

**Prosperidad
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE**

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

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.

ANÁLISIS AÑO 2012

AUDITOR: Gestión y Auditoria Especializada Ltda.

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. se constituyó en el año 1950 para desarrollar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La Empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$14.361.622.000 y tiene su sede principal en la ciudad de Manizales. Su última actualización en RUPS fue el día 11 de Julio de 2013.

Tabla 1.1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Sociedad Anónima (S.A.)
Razón social	Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P
Sigla	CHEC S.A. E.S.P.
Nombre del gerente	Bruno Eduardo Seidel Arango

Fuente: SUI

ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General

Tabla 2.1 Balance General

BALANCE GENERAL	2012	2011	Var
Activo	\$1.050.653.520.726	\$1.004.532.986.244	4,59%
Activo Corriente	\$121.465.900.702	\$157.486.035.639	-22,87%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$320.802.764.620	\$296.131.418.908	8,33%
Inversiones	\$5.730.170.710	\$28.869.957.973	-80,15%
Pasivo	\$228.455.343.413	\$231.330.263.815	-1,24%
Pasivo Corriente	\$93.422.353.358	\$98.923.468.005	-5,56%
Obligaciones Financieras	\$25.366.360	\$29.553.960	-14,17%
Patrimonio	\$822.198.177.313	\$773.202.722.429	6,34%
Capital Suscrito y Pagado	\$14.361.622.000	\$14.361.622.000	0,00%

Fuente: SUI

Los Activos de la Empresa para el año 2012 fueron de \$1.050.654 millones, presentando un incremento de \$46.121 millones con respecto al año anterior, debido al aumento en Otros Activos en 12,60% con respecto a 2011, esta variación es consecuencia del crecimiento en valorizaciones, las cuales registraron un incremento de \$52.216 millones, pasando de \$376.612 a \$428.828 millones, como resultado del ajuste a las inversiones permanentes y la valorización de propiedad planta y equipo, esta última explicada por el ajuste de los activos de Termodorada, los cuales pasaron a ser propiedad de la empresa a partir de Septiembre de 2012.

La cuenta de propiedad planta y equipo, presenta un crecimiento de 8,33% con respecto a 2011 ascendiendo a \$320.803 millones, esta variación es explicada por el incremento de \$15.249 millones en redes de distribución líneas y cables de conducción, por activación de obras de expansión cobertura rural, construcción de la línea 33 kv y expansión de redes urbanas de media y baja tensión. Las plantas ductos y túneles aumentaron \$14.442 millones ascendiendo a \$255.959 millones, como resultado de las obras en la rehabilitación y modernización de plantas menores.

Por otra parte, las inversiones disminuyeron \$23.140 millones como resultado de la reducción de \$18.837 millones evidenciada en las inversiones en administración de liquidez de renta fija, correspondientes a certificados de depósito a término y títulos de tesorería TES, debido a las necesidades de caja para el desarrollo de programas de pago de las obligaciones generadas por la compra del PPA Termodorada.

En cuanto al efectivo registra una reducción de \$22.110 millones, descendiendo a \$21.553 millones, debido a la disminución en la cuenta de bancos y corporaciones en \$22.089 millones con respecto a 2011, principalmente en cuenta de ahorro, como resultado del pago de impuestos y dividendos

El Activo Corriente corresponde al 11,56% de los Activos Totales de la Empresa, el cual presentó una reducción de 22,87% con respecto al 2011, pasando de \$157.486 millones en 2011 a \$121.466 millones en 2012, compuesto por deudores de \$71.320 millones; seguido por inventarios de \$23.137 millones y efectivo por \$21.533 millones.

En cuanto a los Pasivos, disminuyeron 1,24%, ubicándose en \$228.455 millones en 2012, variación producida en su mayoría por la reducción de \$2.918 millones en pasivos estimados y provisiones, como resultado de la variación de 43,13% en la provisión para contingencias de litigios o demandas.,

En cuanto a los otros pasivos, éstos crecieron \$1.728 millones, variación que obedece en su totalidad al aumento evidenciado en créditos diferidos por concepto de impuestos diferidos.

Las obligaciones laborales y de seguridad social integral registran un incremento de 17,48% ascendiendo a \$7.124 millones en 2012, debido al aumento presentado en salarios y prestaciones sociales, y pensiones por pagar.

Por otra parte, las cuentas por pagar presentaron una reducción de \$8.480 millones con respecto al año anterior ubicándose en \$66.629 millones, esto generado principalmente por la disminución del 44,66% evidenciada en la cuenta de acreedores.

El Pasivo corriente corresponde al 40,89% del total del Pasivos, el cual desciende a \$93.422 millones en 2012, presentando una variación de 5,56% con respecto a 2011, este está compuesto por cuentas por pagar de \$61.941 millones, seguido por pasivos estimados y provisiones de \$28.016 millones y obligaciones laborales y de seguridad social integral de \$3.337 millones.

El patrimonio presentó un incremento de 6,34% equivalente a \$48.995 millones con respecto a 2011, pasando de \$773.203 a \$822.198 millones en 2012, soportado en el aumento en 13,86% de la cuenta de superávit por valorización, la cual asciende a \$428.828 millones en 2012.

2.2 Estado de Resultados

Tabla 2.2 Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	2012	2011	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$489.916.780.800	\$447.985.323.852	9,36%
COSTOS OPERACIONALES	\$341.359.945.275	\$305.064.805.474	11,90%
GASTOS OPERACIONALES	\$114.785.364.192	\$115.858.909.009	-0,93%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$33.771.471.333	\$27.061.609.369	24,79%
OTROS INGRESOS	\$36.657.136.507	\$45.494.814.343	-19,43%
OTROS GASTOS	\$3.680.274.449	\$4.101.113.069	-10,26%
GASTO DE INTERESES	\$40.143.340	\$273.504.918	-85,32%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$66.748.333.391	\$68.455.310.643	-2,49%

Fuente: SUI

Los ingresos operacionales para el 2012 fueron de \$489.917 millones, presentando un incremento del 9,36% con respecto al 2011, impulsado en su mayoría por el aumento en la venta de servicio de energía en \$44.038, las cuales pasaron de \$436.233 a \$480.271 millones.

Los Costos Operacionales fueron de \$341.360 millones, los cuales representan el 69,68% de los Ingresos Operacionales, estos aumentaron un 11,90% con respecto al año anterior, como consecuencia del incremento en las compras de energía en bloque y/o a largo plazo en \$16.599 millones y las compras en bolsa y/o corto plazo en \$7.672 millones.

Los gastos operacionales disminuyeron 0,93%, pasando de \$115.859 a \$114.785 millones, de los cuales \$66.978 millones corresponden a gastos de administración y \$47.808 millones a depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento.

Los gastos de administración crecieron \$2.223 millones, variación que es ocasionada por el aumento en sueldos y salarios, y contribuciones imputadas en 9,29% y 10,36% respectivamente.

La cuenta de depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento disminuyó \$3.296 millones, debido a que la provisión para deudores del servicio de energía, presenta una reducción de 54,78%, al no realizar la facturación de la energía para el alumbrado público del municipio de Manizales, energía que se provisionaba en un 100%.

La Empresa obtuvo utilidades operacionales por \$33.771 millones presentando un crecimiento de 24,79% con respecto a 2011, como consecuencia del aumento en los ingresos operacionales y a la reducción de los gastos de operación.

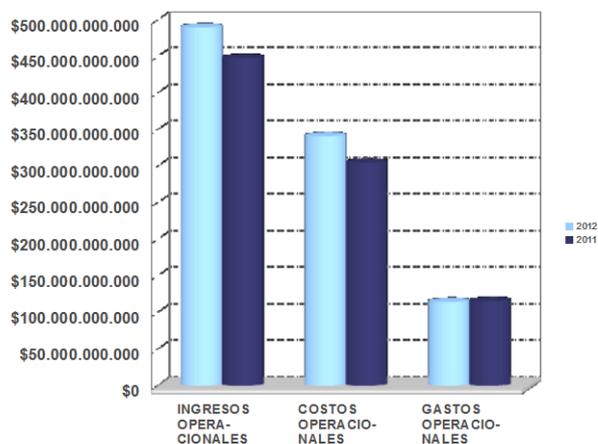
Los Ingresos No Operacionales disminuyeron 19,43% ubicándose en \$36.657 millones, como consecuencia del decrecimiento de 25,05% en ingresos extraordinarios, como resultado de la reducción en la venta de pliegos y recuperaciones.

Los Gastos No Operacionales en 2012 fueron de \$3.680 millones, los cuales decrecieron 10,26% con respecto a 2011, como consecuencia de la reducción en los gastos financieros.

Los gastos de intereses disminuyeron \$233 millones, presentando un saldo de \$40 millones para el año 2012.

La utilidad neta fue de \$66.748 millones, presentando un decrecimiento de 2,49% con respecto a 2011, como consecuencia de la disminución evidenciada en los ingresos no operacionales la cual supera la reducción de los gastos no operacionales en 2012.

Gráfica 2.1 Ingresos, costos y gastos operacionales



Fuente SUI

2.3 Indicadores Financieros

Tabla 2.3 Indicadores Financieros

INDICADORES	2012	2011
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	1,3	1,6
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	59	67
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	39	44
Activo Corriente Sobre Activo Total	11,56%	15,68%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	21,7%	23,0%
Patrimonio Sobre Activo	78,3%	77,0%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	40,9%	42,8%
Cobertura de Intereses – Veces	83,3	86,6
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	104.983.081.675	95.863.941.994
Margen Operacional	21,4%	21,4%
Rentabilidad de Activos	10,0%	9,5%
Rentabilidad de Patrimonio	13,3%	12,8%

Fuente: SUI

Liquidez

La razón corriente de la empresa para el año 2012 es 1,3 veces, indicador que evidencia una reducción de 0,3 veces con respecto al año anterior, como consecuencia de la disminución en los activos corrientes; esto quiere decir que la empresa posiblemente podría cubrir sus obligaciones a corto plazo, pues sus Activos corrientes para 2012 fueron de \$121.466 millones los cuales superan los Pasivos corrientes de \$93.422 millones.

La rotación de cuentas por cobrar presentó una reducción de 8 días pasando de 67 días en 2011 a 59 días en 2012, lo que implica que la empresa tarda menos días en hacer efectivas las cuentas por cobrar, mejorando la gestión de cobro de su cartera, como consecuencia de la reducción evidenciada en las cuentas por cobrar por concepto de servicio de energía en 2012.

La Empresa tarda 39 días en realizar el pago de sus obligaciones, disminuyendo 5 días con respecto al 2011, año en el cual tardaba 44 días, como consecuencia de la reducción en las cuentas por pagar por adquisición de bienes y servicios.

El Activo corriente corresponde al 11,56% del total de Activos de la compañía, porcentaje que presenta una reducción de 4,12% con respecto al 2011, lo que implica que la mayor parte de los Activos de la Empresa están concentrados en activos fijos.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para el año 2012 es de 21,7%, en el cual se evidencia una reducción de 1,3% con respecto al año anterior, año en el que era de 23,0%, esta variación es explicada en el crecimiento del activo de la empresa y a la disminución registrada en los pasivos.

El 78,3% de los recursos con los que cuenta la empresa para su funcionamiento son propios, porcentaje que creció con respecto al 2011, año en el cual el patrimonio de la empresa representaba el 77,0% de los activos, debido a la disminución del nivel de endeudamiento de la compañía en el 2012.

Para 2012 los Pasivos corrientes representaban el 40,9% de los Pasivos totales de la compañía, porcentaje que disminuyó 1,9% con respecto al año anterior, el cual era de 42,8%, lo que implica que la compañía tiene menores obligaciones a corto plazo

La empresa presenta una cobertura de intereses de 83,3 veces, se evidencia una menor capacidad de pago de estos con respecto al año anterior, en el cual era de 86,6 veces.

Rentabilidad

El EBITDA presenta un incremento de \$9.119 millones con respecto al año anterior, pasando de \$95.864 a \$104.983 millones en el 2012, debido al incremento en los ingresos operacionales.

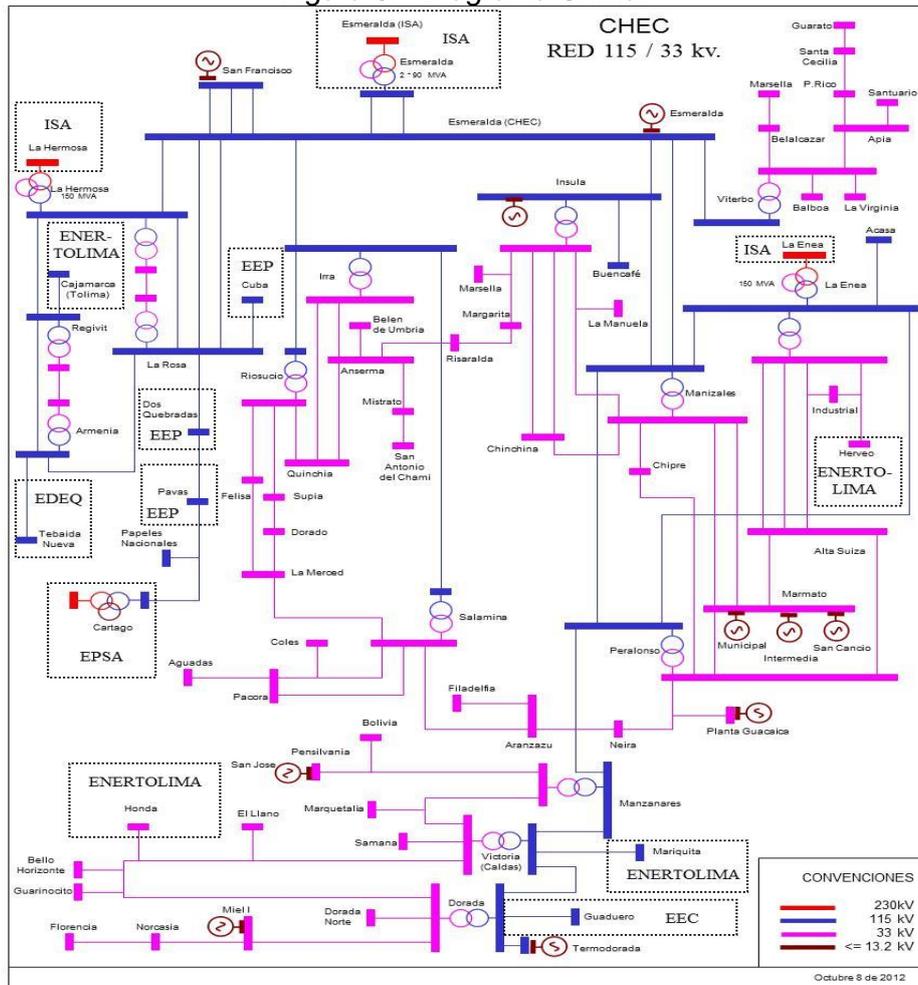
El margen operacional en 2012 fue de 21,4%, el cual no presenta variación con respecto a 2011, debido al crecimiento proporcional evidenciado en el EBITDA y en los ingresos operacionales para este periodo.

La rentabilidad de los activos aumento 0,05% con respecto al año anterior ubicándose en 10,0%; al igual que la rentabilidad del patrimonio siendo de 13,3% para el año 2012.

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

En este capítulo se analizarán los aspectos técnicos y operativos de la Central Hidroeléctrica de Caldas durante el año 2012.

Figura 3.1 Diagrama Unifilar



Fuente: XM S.A. ESP. - PARATEC

Al respecto, CHEC como característica especial de su sistema cuenta con redes de distribución en los departamentos de Caldas y Risaralda y del STR en los departamentos de Quindío y Tolima, concentrando la mayoría de los usuarios en el departamento de Caldas.

El Sistema de Distribución Local – SDL - de CHEC se encuentra dividido en cinco (5) zonas: Centro Norte, Oriente, Occidente, Manizales y Dosquebradas (Ver figura 2), a partir de las cuales la Subgerencia de Transmisión y Distribución monitorea, maneja y coordina parámetros, eventos y trabajos realizados en las diferentes áreas del departamento.

Figura 3.2. Zonas de cobertura CHEC.



Fuente: CHEC

Descripción de la infraestructura

De acuerdo a la información suministrada por la Empresa, del informe del Auditor Externo de Gestión de Resultados – AEGR y de la página del Sistema Único de Información SUI, a continuación se detalla el sistema eléctrico de CHEC.

Sistemas de Generación

La empresa cuenta con siete (7) plantas de generación hidráulicas, cuatro (4) de ellas son microcentrales y las otras tres (3) son plantas mayores. Para el caso de las microcentrales se surten de afluentes ubicados dentro del perímetro urbano de Manizales, mientras que las centrales mayores se encuentran ubicadas en las cuencas altas de los ríos Chinchiná, San Francisco, Campoalegre y La Estrella, zona rural de los municipios de Palestina y Chinchiná.

Tabla 3.1. Centrales de Generación Hidráulica CHEC Año 2012.

CENTRALES DE GENERACIÓN HIDRÁULICAS		
NOMBRE PLANTA	CANTIDAD DE UNIDADES INSTALADAS	CAPACIDAD INSTALADA
	PLANTAS MENORES (MICROCENTRALES)	
Planta Sancancio	1 (1.4 MVA)	1.4 MVA
	1 (1.5 MVA)	1.5 MVA
Planta Intermedia	1 (1.4 MVA)	1.4 MVA
Planta Municipal	2 (1.32 MVA)	2.64 MVA
Planta Guacaica	1 (1.2 MVA)	1.2 MVA
NOMBRE PLANTA	PLANTAS MAYORES	
La Ínsula	2 (11.8 MVA)	23.6 MVA
	1 (14.1 MVA)	14.1 MVA
La Esmeralda	2 (18 MVA)	36 MVA
San Francisco	3 (53 MVA)	159 MVA

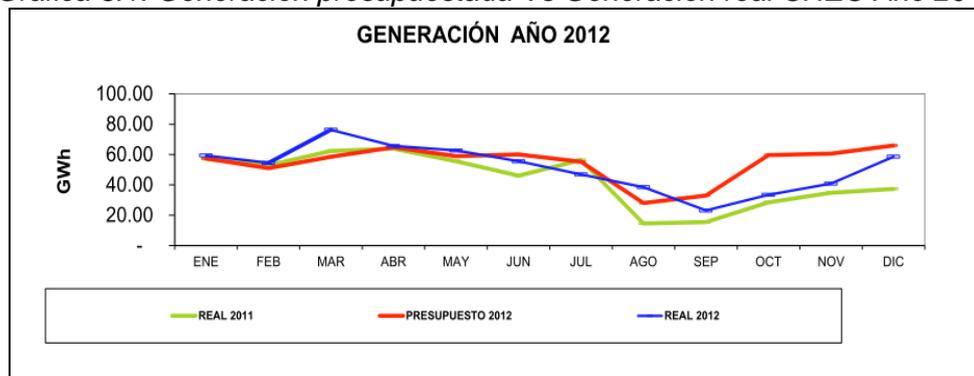
Fuente: CHEC

De igual forma, CHEC cuenta con una central de generación térmica como es Termodorada, compuesta por una planta térmica a gas de 50 MW, ubicada en el oriente del departamento, ésta se conecta con el sistema de CHEC, que a su vez se

conecta al Sistema de Interconexión Nacional mediante una línea de transmisión a 115 kV con la subestación San Felipe (Mariquita, Tolima).

De acuerdo a lo expuesto por la Empresa a través de su Informe de Gestión, el año 2012 la generación total del sistema registró 615,47 GWh, representada en un 96,61% por la generación hidráulica (594,64 GWh) y en un 3,39% por la generación térmica (20,84 GWh). Lo cual representa un 6,06% por debajo de la generación presupuestada.

Grafica 3.1. Generación presupuestada Vs Generación real CHEC Año 2012



Fuente: CHEC

Sistema de Distribución - SDL – CHEC

La infraestructura eléctrica de CHEC a nivel de distribución se encuentra compuesta por un total de 59 subestaciones eléctricas automatizadas, a través de las cuales tiene una capacidad instalada 1,162 MVA.

Tabla 3.2. Subestaciones Eléctricas CHEC Año 2012.

SUBESTACIONES CHEC			
NIVEL DE TENSIÓN		CAPACIDAD INSTALADA	CANTIDAD DE SUBESTACIONES
HASTA 115 KV	115 / 33 KV	720 MVA	15
	115 / 13,2 kV	196.5 MVA	
HASTA 33 KV	33 / 13,2 kV	245.5 MVA	44

Fuente: CHEC

El transporte de energía de estas subestaciones se realiza a través de 1,269 km de red, discriminados de la siguiente manera:

Tabla 3.3. Detalle de Líneas a nivel de 115kV y 33kV Año 2012.

DETALLE DE LINEAS SISTEMA ELÉCTRICO CHEC SDL Y STR		
DESCRIPCION	CANTIDAD	KILOMETROS
LINEAS 115 KV	23	497
LINEAS 33 KV	71	772

Fuente: CHEC

De acuerdo con lo informado por el AEGR, CHEC cuenta con un total de 230 circuitos en nivel de tensión 2, tanto a nivel urbano como rural, con una longitud de 7517km, detallados a continuación.

Tabla 3.4. Detalle redes primarias en zonas urbanas y rurales Año 2012.

LONGITUD REDES PRIMARIAS CHEC		
	PRIMARIAS URBANAS	PRIMARIAS RURALES
LONGITUD (kms)	1,255	6,262

Fuente: CHEC

De acuerdo con la información reportada al SUI por la CHEC, ésta cuenta con un total de 18,022 transformadores de distribución, por medio de los cuales brinda servicio a 433,047 usuarios finales de las cinco zonas en que tiene dividido su sistema.

Tabla 3.5. Relación de usuarios vinculados por transformador y grupo de calidad 2012.

TRANSFORMADORES POR GRUPO DE CALIDAD DEL SDL DE CHEC				
	GRUPO DE CALIDAD			
	GRUPO DE CALIDAD 1	GRUPO DE CALIDAD 2	GRUPO DE CALIDAD 3	GRUPO DE CALIDAD 4
CANTIDAD DE TRANSFORMADORES	3,988	1,059	1,935	11,040
CANTIDAD DE USUARIOS VINCULADOS POR TRANSFORMADORES Y GRUPO DE CALIDAD	171,903	50,527	96,356	114,261

Fuente: SUI

Es importante resaltar que el 61% del total de los transformadores se encuentran instalados en zonas rurales, con los cuales se atiende a más de 114,000 usuarios, los cuales representan el 26% del total de usuarios, el 74% restante se ubica en los principales centros urbanos de los tres (4) departamentos mencionados previamente.

3.2 Inversiones

El nivel de inversiones de CHEC S.A. ESP. para el año 2012 ascendió a los \$ 45,431,782,112 de pesos, a través de los cuales se desarrollaron un total de 1,514 proyectos.

Tabla 3.6. Proyectos de inversión CHEC 2012.

PROYECTOS DE INVERSIÓN CHEC 2012		
PORCENTAJE DE AVANCE	CANTIDAD DE PROYECTOS	COSTO
100%	1432	\$ 25,461,044,420.00
Entre 50% y 99%	16	\$ 10,838,835,868.00
Entre 1% y 49%	53	\$ 5,168,059,819.00
0%	13	\$ 3,963,842,005.00
Total	1514	\$ 45,431,782,112.00

Fuente: SUI

El 95% de los proyectos se ha ejecutado en un 100%, de éste valor, el 76% de los proyectos fue desarrollado dentro del departamento de Caldas, 23% en el departamento de Risaralda y el porcentaje restante en los departamentos del Quindío y Tolima.

Dentro de los proyectos con mayor inversión económica se destacan el proyecto "C RODETE ", orientado a la adquisición de varios rodetes de repuesto para las plantas de la Esmeralda y el grupo tres de plantas de Insula, por valor de \$ 2,944,659,961, el proyecto "MEJ TUB M", para el mejoramiento de tuberías de carga de la centrales La Esmeralda y el grupo 1 de la central San Francisco, por valor 1,792,815,624, ambos proyectos con el fin de brindar confiabilidad y continuidad dentro de estos sistemas de generación.

Dentro del monto total de las inversiones para el año 2012, CHEC destino un 13% de éste para la reducción y control de pérdidas no técnicas, mediante la remodelación de redes secundarias y la instalación de macro medidores.

3.3 Mantenimiento y operación

La subgerencia Transmisión y Distribución de CEC, es la encargada de velar por la operación, mantenimiento, expansión y reposición del SDL y STR, teniendo como uno de sus objetivos principales el poder garantizar la continuidad en la prestación del servicio en las diferentes regiones que atiende.

Dentro de este proceso, y como una de las partes fundamentales planea y distribuye la estrategia de mantenimiento de los circuitos a nivel de tensión I y II, para que cada una de las diferentes zonas o subregiones en que se encuentra subdividido el SDL de CHEC, coordine y desarrolle las diferentes actividades que fueron planeadas a nivel central, y a su vez éstas reportan a la subgerencia el nivel de ejecución de lo inicialmente distribuido.

De acuerdo con lo expresado por el AEGR, éste plan de mantenimiento está conformado por la planeación de recorridos a circuitos del SDL y STR, termografías a equipos sensibles del sistema y las podas a circuitos. Actividades que son insumo principal para la programación de jornadas especiales de mantenimiento mensual, todo de acuerdo al nivel de criticidad del activo o grupo de activos eléctricos a intervenir. Según lo expuesto, estas actividades para el año 2012 se ejecutaron al 100%, en cuanto al STR y 102% para el SDL.

La filosofía de mantenimiento desarrollada por CHEC, se basa en la realización de actividades de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, de las redes y subestaciones, labores que se encuentran alineadas de tal manera que cuando se planea la ejecución de mantenimiento sobre algún circuito en particular, se realizan las actividades que sobre la subestación asociada se tengan y viceversa.

Mantenimiento predictivo:

A pesar de ser muy costoso, es una herramienta muy poderosa ya que le ha permitido a CHEC pronosticar el punto futuro de falla dentro de su SDL, siendo estos reemplazados si es necesario, todo con base en el plan de mantenimiento previamente estructurado, justo antes de que falle, minimizando el tiempo de interrupción y la posible afectación al usuario.

Dentro de las actividades de mantenimiento predictivo realizados por CHEC a sus redes, se encuentran la realización de termografías a:

- Nodos de seccionamiento de cada uno de los circuitos.
- Salidas de circuito.
- Seccionadores de operación con carga y sin carga.
- Conexiones de los reconectores instalados en los circuitos

Las cuales son ejecutados periódicamente: cada 365 días para los circuitos de los grupos de calidad 1 y 2, y 547 días para los grupos 3 y 4.

En cuanto a nivel de subestaciones, se realizan:

- Termografías a los equipos.

- Análisis Cromatográfico, físico químico y de gases de los aceites de los transformadores.
- Pruebas de aceite dieléctrico.
- Análisis de aceite PCB.

Según lo expuesto por el AEGR, con un mes aproximado de anticipación y de acuerdo al plan de mantenimiento trazado para redes del SDL y STR, y subestaciones, realiza diferentes termografías, de acuerdo a la periodicidad que para ellos fueron definidas, identificando si es necesario o no la realización del mantenimiento inicialmente programado.

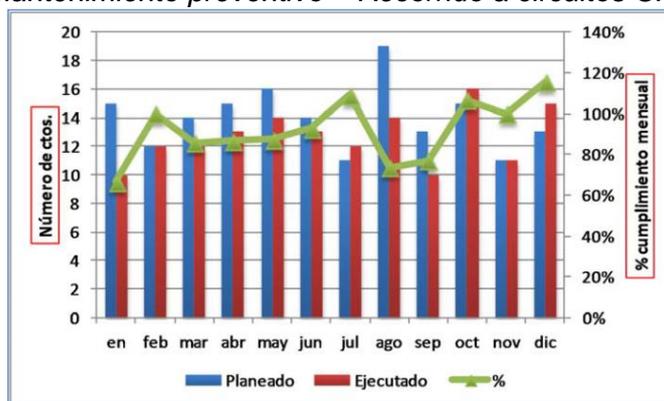
Para el caso de las termografías de redes y subestaciones, se dio cumplimiento al 100% de las programadas.

Mantenimiento Preventivo:

Es el destinado por CHEC para la conservación de equipos o instalaciones mediante realización de revisiones y reparaciones que garanticen el buen funcionamiento y fiabilidad de los mismos, buscando finalmente como el mantenimiento predictivo, minimizar las interrupciones o el tiempo en que éstas se presenten. Dentro de las actividades desarrolladas por la Empresa para las redes se encuentran:

- Recorridos e inspección de puestas a tierra.
- Podas y revisión de las franjas y zonas de servidumbre.

Grafica 3.2. Mantenimiento preventivo – Recorrido a circuitos CHEC Año 2012.



Fuente: CHEC

Según lo expuesto por el AEGR, de los recorridos a las redes planeados para el año 2012, se tuvo un cumplimiento de 90.5%, se revisaron 152 de los 168 que se tenían programados. Y como resultado de estos, se generaron actividades de mantenimiento forestal sobre las redes y actividades en cada circuito de media tensión en donde se aprovecha para identificar y caracterizar la vegetación existente sobre la franja de servidumbre, que tuvieron una ejecución a diciembre de 2012 del 98.7%.

Con lo cual se tuvo un cumplimiento del 95.7% del plan de mantenimiento de las redes. Y para el caso de las barras, equipos y transformadores de las subestaciones:

- Cambio empaquetadura, para corrección de fugas SF6.
- Limpieza e inspección visual del estado y funcionalidad de los diferentes elementos de patio, como son las estructuras de apoyo, aisladores,

- apantallamientos, entre otros.
- Limpieza e inspección visual del estado de la sala de control, ajuste de cierres, limpieza interior tableros de mando y ajuste de conexiones.

Actividades que según lo expuesto por el AEGR, fueron ejecutadas en un 100% a diciembre de 2012.

Vale la pena resaltar lo expuesto por la CHEC en su informe, y es que durante el 2012 se intervinieron 82 subestaciones, 8 transformadores de potencia 115/33 kV (STR), 8 transformadores de potencia 33/13,2 kV (SDL), 133 interruptores de 33 KV, y 200 interruptores de 13.2 KV. Dentro de los trabajos realizados se destaca el cambio del transformador de potencia de subestación Balboa y el mantenimiento de circuito Maiba en subestación Filadelfia por fallas en acople a la barra de 13,2KV, así mismo, efectuó mantenimiento preventivo en los corredores de los 489 kilómetros de red de 115 kV y de los 726 kilómetros de red de 33 kV con frecuencias de inspección de 2 y 3 veces por año, lográndose el cumplimiento de los indicadores de mantenimiento de líneas.

Mantenimiento correctivo:

Durante el año 2012, según información reportada por el operador se ejecutaron un total de 26,028 órdenes de trabajo de emergencia, relacionadas con diferentes daños presentados en las redes de distribución.

Mantenimiento que busca ser disminuido a través de una buena ejecución de actividades de mantenimiento predictivo y preventivo.

3.4. Calidad del Servicio

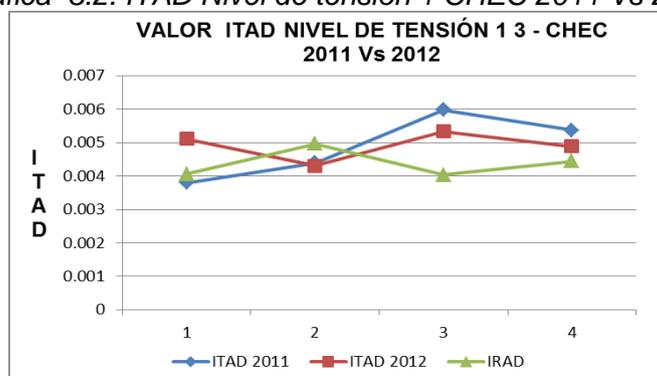
A partir de la siguiente información se mostrará los resultados de la aplicación del esquema de incentivos de la resolución 097 de 2008 por parte de CHEC, aplicados desde el primer (1) trimestre de 2010.

Tabla 3.7. Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad Nivel de tensión 1 – CHEC.

INDICE TRIMESTRAL AGRUPADO DE LA DISCONTINUIDAD - ITAD CHEC			
Trimestre	Nivel de Tensión 1		
	ITAD 2011	ITAD 2012	IRAD
1	0.0037924	0.005115	0.004064
2	0.0043926	0.0043047	0.0049592
3	0.0059796	0.0053323	0.0040336
4	0.0053684	0.0048824	0.0044365

Fuente: SUI

Grafica 3.2. ITAD Nivel de tensión 1 CHEC 2011 Vs 2012.



Fuente: SUI

De acuerdo con la información reportada por CHEC al SUI, para el nivel de tensión 1, solo el Indicador del segundo trimestre de 2012 cumplió con los índices de referencia.

De igual forma, es importante mencionar que si bien es cierto al comparar el ITAD del año 2011 con el año 2012, se observa que en la gran mayoría de los trimestres la calidad del servicio mejoro, no fue suficiente para dar cumplimiento a los IRAD establecidos por la Resolución CREG 137 de 2010.

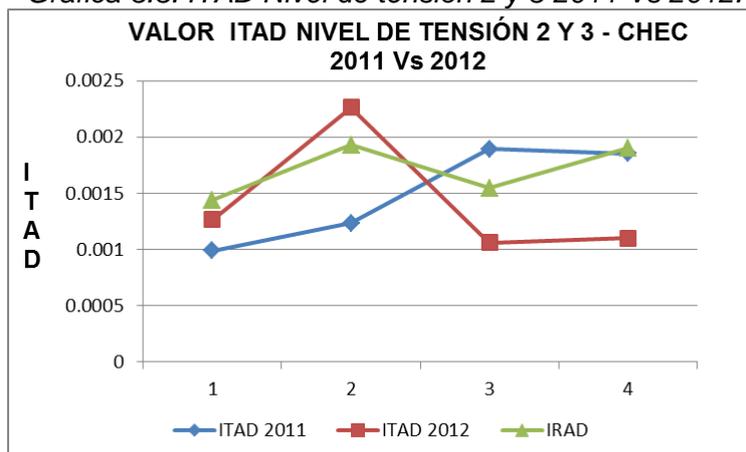
Tabla 3.7. Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad Nivel de tensión 2 y 3

INDICE TRIMESTRAL AGRUPADO DE LA DISCONTINUIDAD - ITAD CHEC			
Trimestre	Nivel de Tensión 2 y 3		
	ITAD 2011	ITAD 2012	IRAD
1	0.0009876	0.0012659	0.0014384
2	0.0012337	0.0022632	0.0019285
3	0.0018926	0.0010594	0.001544
4	0.0018532	0.0011025	0.0019033

Fuente: SUI.

Caso contrario al nivel de tensión 1, para los niveles de tensión 2 y 3 del año 2012, se presentó un mayor cumplimiento del IRAD, con excepción del 2 trimestre del año 2012 donde este indicador fue superior al de referencia, tal como se muestra en la gráfica 3.3.

Grafica 3.3. ITAD Nivel de tensión 2 y 3 2011 Vs 2012.



Fuente: SUI.

En general, se presentó un mejor comportamiento de los ITAD de CHEC, para los niveles de tensión 2 y 3.

3.5. Pago de compensaciones

De acuerdo con lo establecido por la Resolución CREG 097 de 2008, modificada por las resoluciones CREG 043 y 067 de 2010, y 052 de 2012, se estableció que cuando el Índice de discontinuidad del transformador que alimenta a un usuario (ITTn,t,q,p) resulta mayor que el promedio (2006-2007) del Índice de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de Calidad (IRGPn,q,p), del grupo en el cual se ubica el transformador, se debía compensar a los usuarios de dicho transformador, llamados "Usuarios Peor Servidos", por las malas condiciones de prestación del servicio.

De acuerdo a lo informado por el AEGR, para el año 2012 la CHEC compensó un valor de \$1.202 millones de pesos.

4. ASPECTOS COMERCIALES

Tabla 4.1.1. Número de suscriptores 2012

Sector	Número de suscriptores	Participación
Total Residencial	387,390	89.54%
Total No Residencial	45,246	10.46%
Total Suscriptores	432,636	100.00%

Fuente: SUI

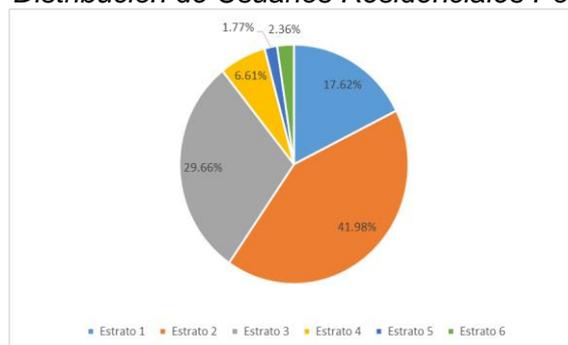
En la Tabla 4.1.1 se observa que el número de suscriptores de la Central Hidroeléctrica de Caldas para el año 2012 es de 432.636, de los cuales el 89.5% corresponde al sector residencial.

Tabla 4.1.2 Número de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012

Estrato	Número de suscriptores	Participación
Estrato 1	68,246	17.62%
Estrato 2	162,632	41.98%
Estrato 3	114,894	29.66%
Estrato 4	25,620	6.61%
Estrato 5	6,858	1.77%
Estrato 6	9,140	2.36%

Fuente: SUI

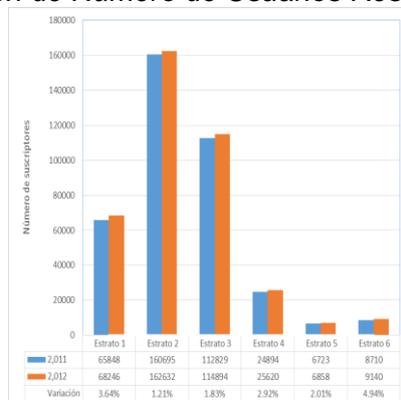
Gráfica 4.1.1 Distribución de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012



Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.1 y Tabla 4.1.2, se concluye que el 42% de los usuarios pertenece al estrato 2, el 29.7% corresponde al estrato 3, mientras que el 17.6% pertenece al estrato 1.

Gráfica 4.1.2 Variación de Número de Usuarios Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

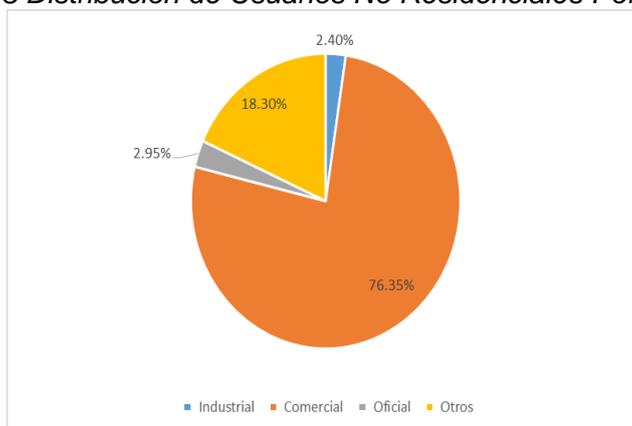
En la Gráfica 4.1.2 puede verse que en el año 2012 hubo incrementos en el número de usuarios residenciales comparados con el año anterior en todos los estratos. Los mayores incrementos se dieron en los estratos 6 y 1 con el 4.9% y el 3.6% de incremento, respectivamente.

Tabla 4.1.3 Número De Usuarios No Residenciales Por Sector 2012

Sector	Número de usuarios	Participación
Industrial	1,086	2.40%
Comercial	34,546	76.35%
Oficial	1,334	2.95%
Otros	8,280	18.30%

Fuente: SUI

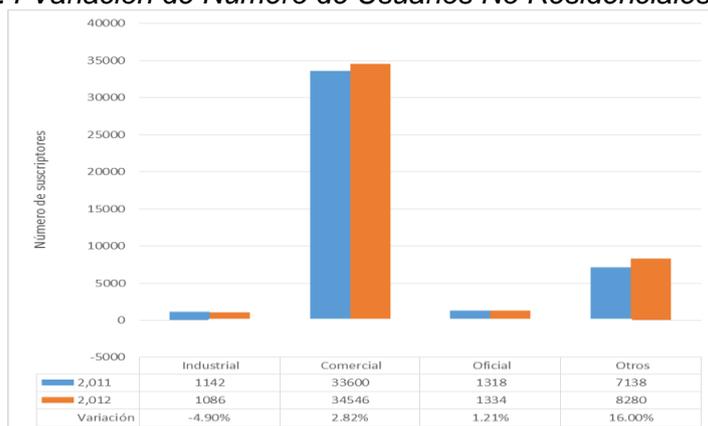
Gráfica 4.1.3 Distribución de Usuarios No Residenciales Por Sector 2012



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.3 y Gráfica 4.1.3 puede verse que en cuanto a los usuarios no residenciales, el 76.4% corresponde al sector comercial, seguido del sector otros, con el 18.3%. El menor porcentaje corresponde al sector industrial con el 2.4%.

Gráfica 4.1.4 Variación de Número de Usuarios No Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.4 se observa que en todos los sectores, con excepción del sector industrial, se incrementó el número de usuarios, con relación al año anterior. Los mayores incrementos ocurrieron en el sector otros con el 16%, y en el sector comercial con el 2.8% de incremento anual.

Tabla 4.1.4 Distribución De Usuarios Por Departamento

Departamento		2,011	2,012
CALDAS	Suma - Estrato 1	48,355	50,054
	Suma - Estrato 2	109,858	110,883
	Suma - Estrato 3	71,786	73,278
	Suma - Estrato 4	18,615	18,949
	Suma - Estrato 5	6,297	6,439
	Suma - Estrato 6	8,591	9,025
	Suma - Industrial	883	827
	Suma - Comercial	24,528	25,064
	Suma - Oficial	935	949
	Suma - Otros	5,447	6,157

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.4 puede verse que el 70% de los usuarios están ubicados en el departamento de Caldas, y el 30% en el departamento de Risaralda.

Tabla 4.1.5 Número De Usuarios Comparado Con Colombia

	Total Suscriptores Colombia	Número de usuarios	Participación
Total Estrato 1	2,737,327	68,246	2.49%
Total Estrato 2	4,317,969	162632.00	3.77%
Total Estrato 3	2,375,182	114894.00	4.84%
Total Estrato 4	746,906	25620.00	3.43%
Total Estrato 5	290,667	6858.00	2.36%
Total Estrato 6	181,398	9140.00	5.04%
Total Industrial	46,971	1086.00	2.31%
Total Comercial	627,674	34546.00	5.50%
Total Oficial	53,919	1334.00	2.47%
Total Otros	39,970	8280.00	20.72%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.1.5 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden a los sectores otros y comercial con el 20.7% y el 5.5% respectivamente, seguidos de los estratos 6 y 3 con el 5%, y el 4.8%.

Consumos

Tabla 4.1.6 Consumo De Kwh Por Sector

Sector	KwH	Participación
Total Residencial	488,488,131	57.53%
Total No Residencial	360,650,710	42.47%
Total Suscriptores	849,138,841	100.00%

Fuente: SUI

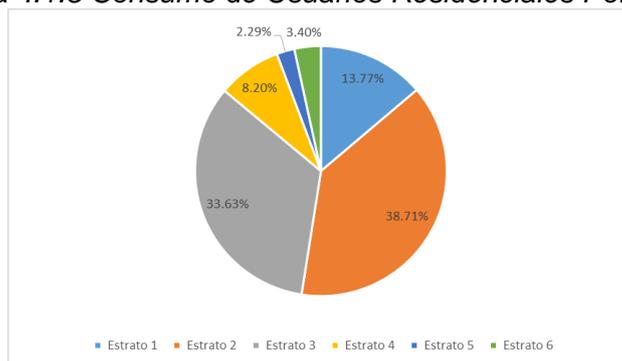
En la Tabla 4.1.6 se observa que el consumo de energía de los suscriptores de la Central Hidroeléctrica de Caldas para el año 2012 es de 849.138.841 KwH, de los cuales el 57.5% corresponde al sector residencial, y el restante 42.5% corresponde al no residencial.

Tabla 4.1.7 Consumo de Kwh de Usuarios Residenciales Por Estrato

Estrato	KwH	Participación
Estrato 1	67,261,675	13.77%
Estrato 2	189,083,308	38.71%
Estrato 3	164,258,912	33.63%
Estrato 4	40,073,749	8.20%
Estrato 5	11,182,301	2.29%
Estrato 6	16,628,186	3.40%

Fuente: SUI

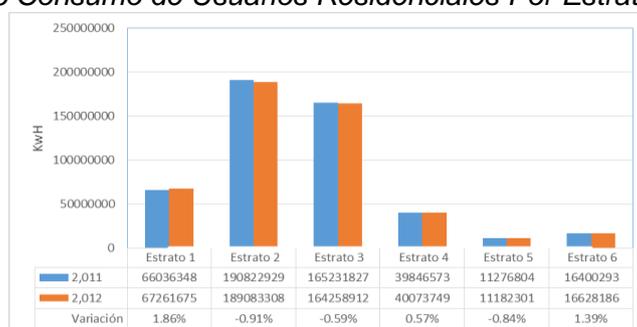
Gráfica 4.1.5 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato



Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.5 y Tabla 4.1.7, se concluye que el 72.3% del consumo de energía corresponde a usuarios de los estratos 2 y 3, el 13.8% al estrato 1, y el 8.2% al estrato 4.

Gráfica 4.1.6 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato 2011 - 2012



Fuente: SUI

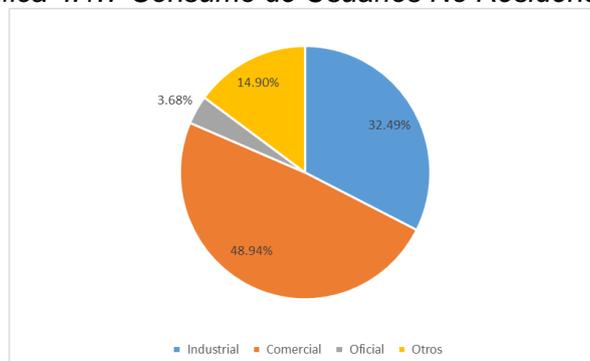
En la Gráfica 4.1.6 se observa que en los estratos 1, 4 y 6 se presentaron pequeños incrementos en el consumo de energía en el año 2012 en comparación con el año anterior. Por el contrario, en los otros estratos, hubo disminuciones inferiores al 1% anual.

Tabla 4.1.8 Consumo de Kwh de Usuarios No Residenciales

Sector	Kwh	Participación
Industrial	117,161,539	32.49%
Comercial	176,498,252	48.94%
Oficial	13,254,634	3.68%
Otros	53,736,285	14.90%

Fuente: SUI

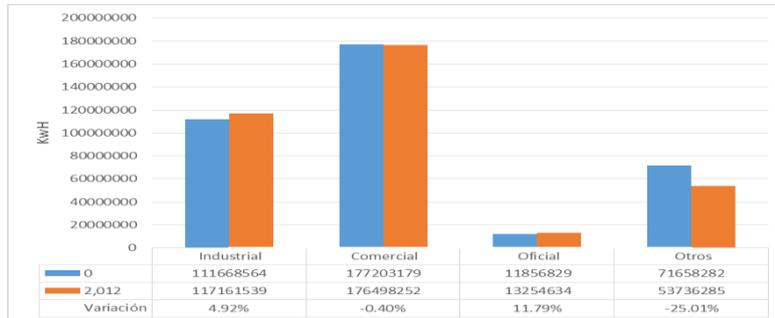
Gráfica 4.1.7 Consumo de Usuarios No Residenciales



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.8 y Gráfica 4.1.7 puede verse que en cuanto al consumo de los usuarios no residenciales, el 48.9% corresponde al sector comercial, seguido del sector industrial con el 32.5% y de otros con el 14.9%.

Gráfica 4.1.8 Consumo de Usuarios No Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.8 se observa que en los sectores otros y comercial disminuyó el consumo de los usuarios, con relación al año anterior, mientras que en los sectores oficial e industrial el consumo aumentó en el 11.8% y el 4.9% respectivamente.

Tabla 4.1.9 Consumo de Kwh Promedio Anual Por Usuario

Estrato	Número de suscriptores	Kwh	kwh/usuario
Estrato 1	68,246	67,261,675	986
Estrato 2	162,632	189,083,308	1,163
Estrato 3	114,894	164,258,912	1,430
Estrato 4	25,620	40,073,749	1,564
Estrato 5	6,858	11,182,301	1,631
Estrato 6	9,140	16,628,186	1,819
Sector	Número de usuarios	Kwh	kwh/usuario
Industrial	1,086	117,161,539	107,884
Comercial	34,546	176,498,252	5,109
Oficial	1,334	13,254,634	9,936
Otros	8,280	53,736,285	6,490

Fuente: SUI

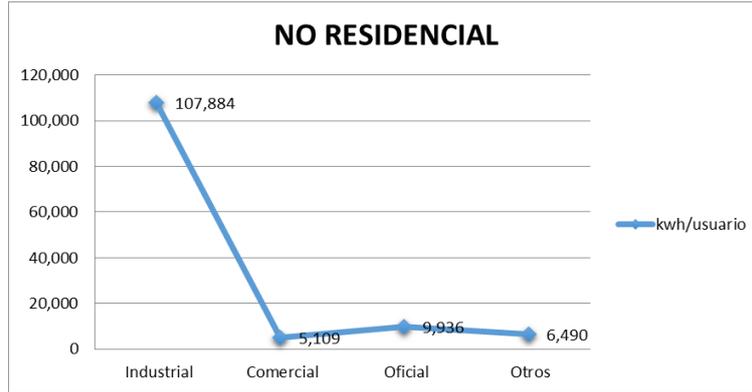
Gráfica 4.1.9 Consumo de Kwh Promedio Anual Por Usuario Residencial



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.9 y Gráfica 4.1.9 se puede observar que los consumos anuales por usuario van desde 986 Kwh en el estrato 1 hasta 1.819 Kwh en el estrato 6.

Gráfica 4.1.10 Consumo de Kwh Promedio Anual Por Usuario No Residencial



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.9 y Gráfica 4.1.10 se puede observar que el mayor consumo por usuario no residencial ocurre en el sector industrial con 107.884 Kwh anuales, seguido del sector oficial con 9.936 Kwh.

Tabla 4.1.10 Consumo de Kwh de Usuarios Por departamento

	ANTIOQUIA	CALDAS	CHOCO	RISARALDA	TOLIMA
Estrato 1	29,829	49,739,364	17,127	17,460,888	14,467
Estrato 2	254,769	129,082,878	4,345	59,658,673	82,643
Estrato 3		106,127,228		58,129,159	2,525
Estrato 4		29,997,544		10,076,205	
Estrato 5		10,470,965		711,336	
Estrato 6		16,405,476		222,710	
Total Residencial	284,598	341,823,455	21,472	146,258,971	99,635
Industrial		97,546,322		19,615,217	
Comercial	29,952	131,121,898	3,478	45,342,879	45
Oficial	7,098	10,626,303		2,621,232	1
Otros	62,150	41,675,949	248	11,996,240	1,698
Total No Residencial	99,200	280,970,472	3,726	79,575,568	1,744

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.10 puede verse que el 73.3% del consumo corresponde al departamento de Caldas, mientras que el 26.6% corresponde al departamento de Risaralda. Los departamentos de Antioquia, Tolima y Chocó cuentan con una participación mínima.

Tabla 4.1.11 Consumo de Kwh Comparado Con Colombia

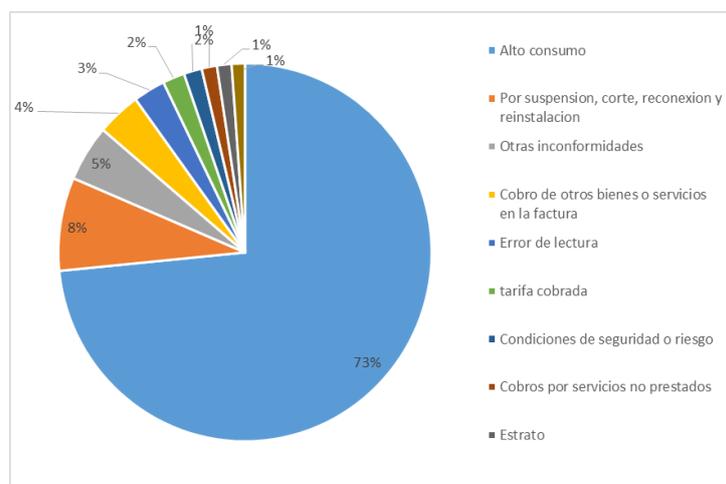
	Total Consumo Colombia	Consumo Empresa	Participación
Total Suma - Estrato 1	4,407,223,508	67,261,675	1.53%
Total Suma - Estrato 2	6,109,402,080	189,083,308	3.09%
Total Suma - Estrato 3	3,964,116,282	164,258,912	4.14%
Total Suma - Estrato 4	1,453,637,917	40,073,749	2.76%
Total Suma - Estrato 5	710,278,398	11,182,301	1.57%
Total Suma - Estrato 6	680,918,417	16,628,186	2.44%
Total Suma - Industrial	10,065,526,292	117,161,539	1.16%
Total Suma - Comercial	7,060,243,373	176,498,252	2.50%
Total Suma - Oficial	1,079,445,070	13,254,634	1.23%
Total Suma - Otros	1,984,751,818	53,736,285	2.71%

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.1.11 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al estrato 3 con el 4.1%, al estrato 2 con el 3.1%, y al estrato 4 con el 2.8%.

Atención al cliente

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



PQR 2012	Número de Casos
Alto consumo	10,643
Por suspensión, corte, reconexión y reinstalación	1,157
Otras inconformidades	698
Cobro de otros bienes o servicios en la factura	550
Error de lectura	402
tarifa cobrada	275
Condiciones de seguridad o riesgo	227
Cobros por servicios no prestados	192
Estrato	183
Falla en la prestación de servicio	166

4.2. Análisis tarifario

4.2.1. Cambios Regulatorios en el año 2012

Componente de Pérdidas

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

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

Con la Resolución CREG 172 de 2011, se definió la metodología para establecer los índices de pérdidas reconocidos en baja tensión, y las condiciones para que las

empresas de distribución presenten los planes de reducción de pérdidas no técnicas en los Sistemas de Distribución Local.

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

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

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

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

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

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 172 de 2011, el índice de pérdidas de nivel de tensión 1, $P_{j,1}$, será aprobado en resolución particular tanto para las empresas que presenten estudio de pérdidas de nivel de tensión 1 como para las que presenten solicitud de aprobación del plan de pérdidas. Los valores aprobados en estas resoluciones remplazarán los valores vigentes a la expedición de la Resolución CREG 173 de 2011.

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

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

Así mismo, indica el AEGR, que la empresa ha cumplido con la presentación del plan de Pérdidas ante la CREG en virtud de lo establecido en la Resolución CREG 172 y 173 de 2011 y que de conformidad con lo previsto por el artículo 19 de la Resolución 097 de 2008, los cargos y valores aprobados en la Resolución 109 de 2009 estarán vigentes desde la fecha en que quede en firme y hasta el 5 de octubre de 2013. Por otra también señala la firma Auditora que el ente Regulador aún no ha aprobado el plan de pérdidas propuesto por la CREG.

Componente de Transmisión

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

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

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

Conformación de la ADD Centro

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

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

4.2.2. Información del Costo Unitario de Prestación del Servicio

CHEC S.A. E.S.P., se presenta una variación negativa del Costo Unitario de Prestación del Servicio CU promedio al pasar de 423,35 \$/kWh en el 2011 a 411,65 \$/kWh en 2012, que corresponde al 2,76%, la componente que presenta la mayor reducción es en distribución al pasar de 184,30 \$/kWh a 162,38 \$/kWh, lo cual se le atribuye a la entrada de la empresa al ADD Centro, al unificar el cargo de distribución.

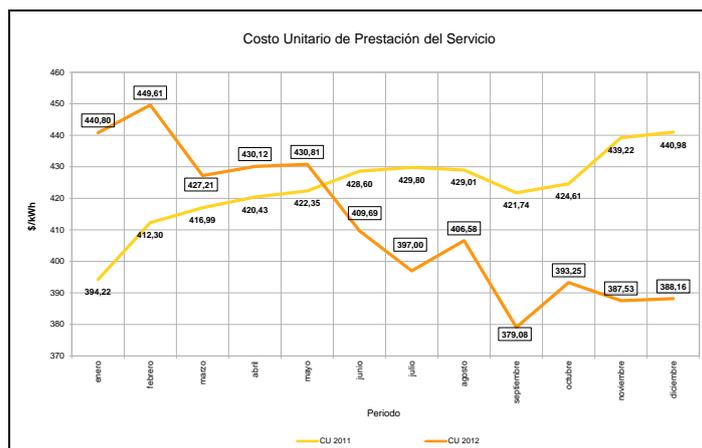
Sigue siendo la componente de distribución en el 2012, la componente de mayor participación, la cual corresponde al 39,45%, seguida del componente de generación con 32,60% y comercialización con el 13,41%.

El CU más alto durante el año 2012 se presentó en febrero de 2012, como resultado del incremento de las componentes de, restricciones que paso de 9.45 \$/kWh a 30.44 \$/kWh, esto es, 20.99 \$/kWh.

Se observa que la componente de distribución, ante la creación del ADD Centro influye en la reducción del CU del año 2012, se observa que en enero el valor del CU se ubicaba en 440, 80 \$/kWh y en diciembre se situó en 388.16\$/kWh lo que significa que a los usuarios la tarifa entre el primer y último mes del 2012 disminuyen en 52,64 \$/kWh.

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

Gráfica 4.2.1. Costo Unitario de Prestación de Servicio de CHEC S.A. E.S.P. 2011 y 2012



Fuente: Información Publicada por la ESP

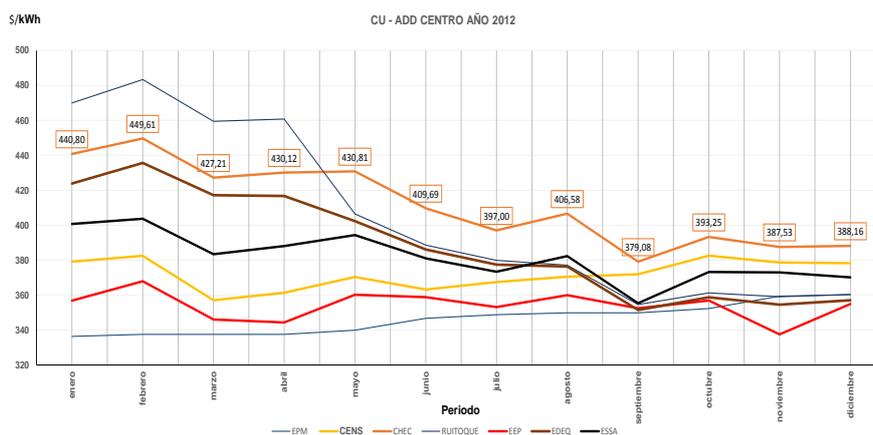
Información sobre el Costo Unitario de Prestación del Servicio para el ADD Centro

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

El gráfico 4.2.2, presenta el Costo Unitario de Prestación del Servicio para el año 2012 del ADD Centro, donde se observa la ubicación del CU de la CHEC S.A. E.S.P., donde se observa que antes de la entrada a la ADD Centro, las tarifas de la empresas eran las segundas más caras entre las empresas que la conforman, a partir de mayo de 2012, las tarifas presentan una reducción considerable, observando que no se presenta una diferencia tan marcada entre las empresas.

Entre mayo a diciembre de 2012, la tarifa del estrato cuatro presentó una disminución de 42,65 \$/kWh, estabilizándose la tarifa en estas regiones, cumpliendo el objetivo para el cual fueron creadas las ADD.

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



Fuente: Publicación de tarifas de las ESP del ADD Centro

Se considera importante mencionar que se efectuó un estudio por parte de la Superintendencia, a través de un contrato con asesor externo, relacionado con el comportamiento de las ADD, y las conclusiones para el prestador, es de anotar que el

estudio para la CHEC abarca desde mayo de 2012 a julio de la vigencia mencionada, son las siguientes

“(...) CHEC es un OR deficitario, por tanto beneficiario. Los usuarios de este mercado han percibido disminuciones tarifarias que van desde un 2% hasta un 11%.

CHEC tiene aproximadamente 431.946 usuarios en el nivel de tensión 1, de los cuales el 53,5% son de estrato 1 y 2. El total de usuarios subsidiados representa el 80,2%, los usuarios contribuyentes son el 26,5%, el restante 19,6% son usuarios que no contribuyen ni reciben subsidio.

CHEC consume aproximadamente el 8,3% de la energía de nivel de tensión 1 del ADD Centro. De la energía vendida en el sistema operado por CHEC el 57% es consumido por los estratos 1, 2 y 3; el 16,5% por usuarios que pagan el CU y el restante 26,5% por usuarios contribuyentes.

Beneficios de CHEC: El beneficio total recibido por los usuarios de nivel 1 ubicados en el mercado operado por CHEC alcanza un monto de \$7.094'498.699 pesos de julio de 2012, el cual representa el 45% de los beneficios recibidos por los usuarios de esta ADD. De estos beneficios los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 han recibido un 43,5%, los usuarios que pagan el CU un 19,6% y los usuarios que contribuyen un 37%.

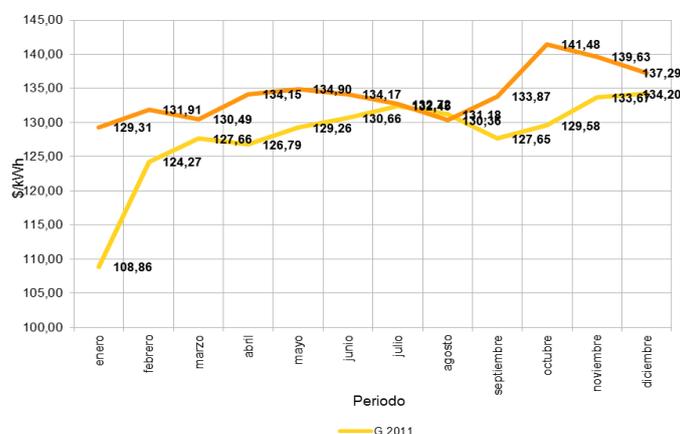
Por tanto CHEC se constituye en el gran beneficiario del ADD Centro en el nivel de tensión 1, en el cual consumiendo apenas un 8,3% de la energía demandada en este nivel de tensión y en esta ADD percibe el 45% de los beneficios. (...)”

Componente Generación

Durante el año 2012 se observa una tendencia similar a la del 2011, relativamente estable hacia el alza, tal como se muestra en la Gráfica 4.2.3, debido principalmente a que tanto las cantidades como el precio promedio de compra en contratos nacional Mc, no manifiestan variaciones importantes en este período, donde adicionalmente, como se observa en la gráfica 4.2.4., la empresa cubre aproximadamente el 95 % de su demanda por contratos, lo que se traduce en una mayor estabilidad en este componente. Lo anterior significa que los factores con mayor influencia en el comportamiento de esta variable, es la cantidad de energía que se transa en bolsa.

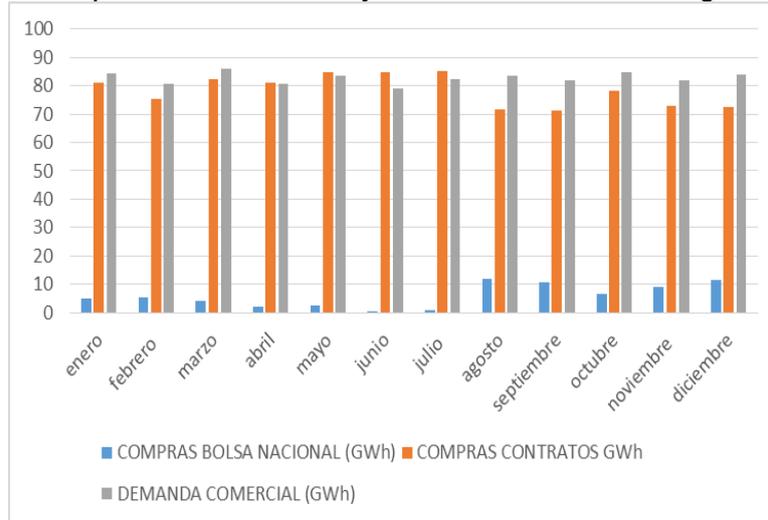
Gráfico 4.2.3. Comparativo G 2011 – 2012

Costo Compra de Energía 2011-2012



Fuente: Información Publicada por la ESP

Gráfico 4.2.4 Compras Contrato Bolsa y Demanda Comercial Regulada 2011/2012



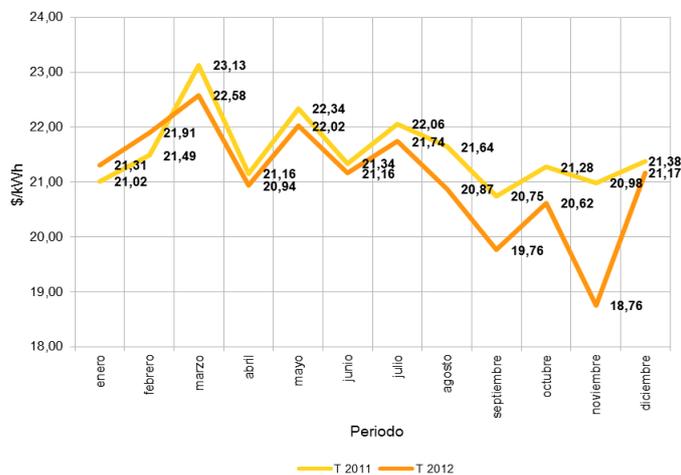
Fuente: Información Publicada por XM - Neón

Componente de Transmisión

A partir de la entrada en vigencia de la resolución 157 de 2011, a partir de Julio de 2012, el LAC cambió la fecha de publicación de los cargos del STN y STR donde el insumo para el cálculo es la mejor información disponible, por lo que la información es publicada de manera actualizada, es decir, los cargos propios del mes m. La Gráfica 4.2.5, presenta el comportamiento de la componente de Transmisión T:

Gráfico 4.2.5. Comparativo T 2011 – 2012

Cargo por Uso del STN



Fuente: Información de la ESP – Publicada por XM

Componente de Distribución D:

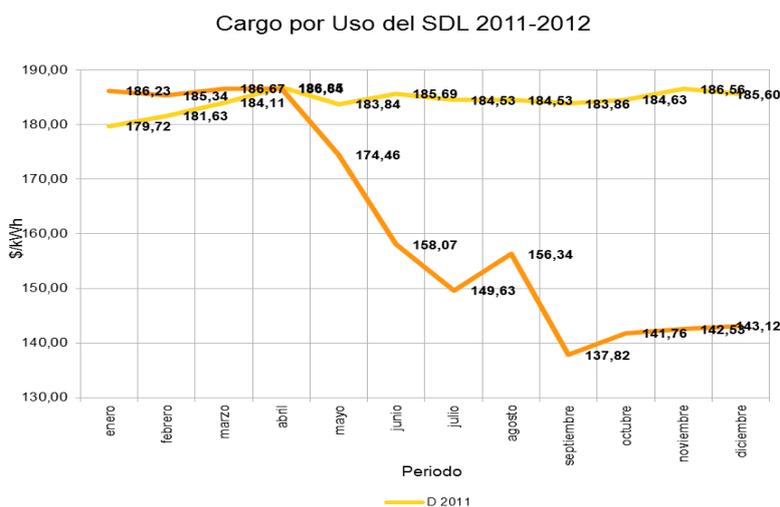
Como se mencionó anteriormente, la empresa Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P., se encuentra dentro del Área de Distribución Centro, ADD de la cual también hacen parte las Empresas Públicas de Medellín E.S.P., Empresa de Energía de Quindío S.A. E.S.P., Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., Electrificadora de

Santander S.A. E.S.P., Rutoque S.A. E.S.P. y Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.

Teniendo en cuenta que esta variable representa aproximadamente el 30% del costo unitario final, su comportamiento impacta la estabilidad general al CU.

En la gráfica a continuación se muestra el comportamiento de este componente a lo largo del 2012 comparado con su comportamiento durante el 2011.

Gráfico 4.2.6. Comparativo D 2011 – 2012



Fuente: Información de la ESP – Publicada por XM

Según lo señalado en el documento “Análisis sobre el impacto en el CU desde la creación de las ADD”, CHEC es un OR deficitario, por tanto beneficiario. Los usuarios de este mercado han percibido disminuciones tarifarias que van desde un 2% hasta un 11%.

CHEC tiene aproximadamente 431.946 usuarios en el nivel de tensión 1, de los cuales el 53,5% son de estrato 1 y 2. El total de usuarios subsidiados representa el 80,2%, los usuarios contribuyentes son el 26,5%, el restante 19,6% son usuarios que no contribuyen ni reciben subsidio.

CHEC consume aproximadamente el 8,3% de la energía de nivel de tensión 1 del ADD Centro. De la energía vendida en el sistema operado por CHEC el 57% es consumido por los estratos 1, 2 y 3; el 16,5% por usuarios que pagan el CU y el restante 26,5% por usuarios contribuyentes.

El beneficio total recibido por los usuarios de nivel 1 ubicados en el mercado operado por CHEC alcanza un monto de \$7.094'498.699 pesos de julio de 2012, el cual representa el 45% de los beneficios recibidos por los usuarios de esta ADD. De estos beneficios los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 han recibido un 43,5%, los usuarios que pagan el CU un 19,6% y los usuarios que contribuyen un 37%.

Por tanto CHEC se constituye en el gran beneficiario del ADD Centro en el nivel de tensión 1, en el cual consumiendo apenas un 8,3% de la energía demandada en este nivel de tensión y en esta ADD percibe el 45% de los beneficios.

Situación que se pone en evidencia según lo observado en la gráfica 2.4.6, donde el valor de este componente durante el 2012 ha presentado una disminución de más de \$40/kWh, si se compara su valor para el mes de diciembre de 2011 y 2012.

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 Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.

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

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

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

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

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

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

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

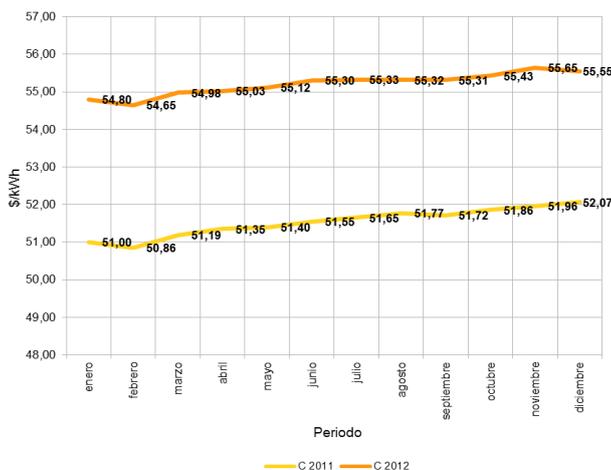
Dentro de la mencionada jornada, se encontró que Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P., realizó los cálculos del PAOMR 2010-2012 de acuerdo con la metodología establecida en la resolución CREG 097 de 2008, sin presentar observaciones por parte de la DTGE.

Componente de Comercialización

La componente de comercialización, en comparación con 2011, presentó un comportamiento similar, donde se muestra estable siguiendo la tendencia propia del índice de precios al consumidor IPC.

Gráfico 4.2.7. Comparativo C 2011 – 2012

Costo de Comercialización



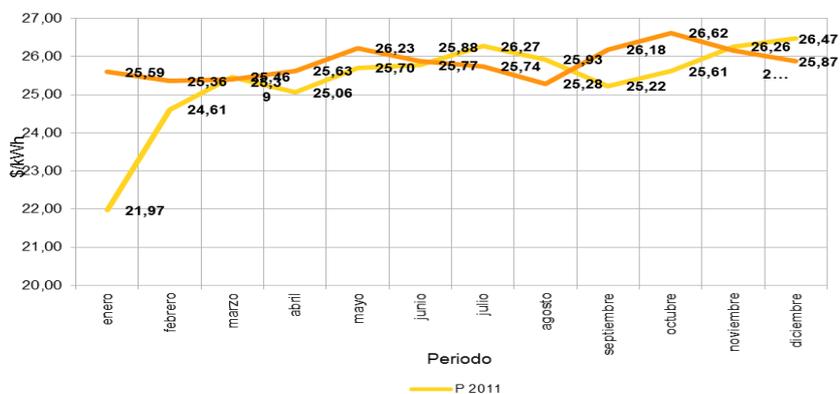
Fuente: Información Publicada por la ESP

Componente de Pérdidas

Dado que la componente de pérdidas es una función directa de las componentes de Generación y Transmisión, los incrementos parciales evidenciados durante el año en estas variables, en cierta medida se compensaron, por consiguiente se evidencia una componente de pérdidas relativamente estable durante el año 2012, tal como se observa en la gráfica 4.2.8.

Gráfico 4.2.8. Comparativo Pr 2011 – 2012

Costo de Pérdidas



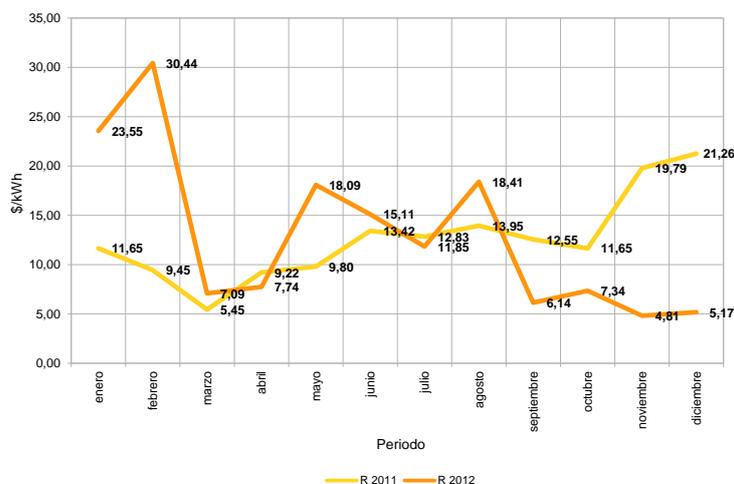
Fuente: Información de la ESP

Componente de Restricciones

Como se observa del Gráfico 4.2.9 este componente ha presentado un comportamiento bastante volátil con tendencia decreciente a diferencia de lo observado durante el 2011.

Gráfico 4.2.9. Comparativo R 2011 – 2012

Costo de Restricciones 2011-2012



Fuente: Información Publicada por la 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.X., podemos observar la tarifa aplicada por la empresa Central Hidroeléctrica del Caldas a cada estrato durante el año 2012.

Es así que para enero la tarifa aplicada fue de 440.80 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 177.13 \$/kWh, asignado un subsidio del 59.8% para este periodo.

Gráfica 4.2.10 Tarifas 2012, mes a mes, por estrato



Fuente: Publicación del tarifas del prestador.

De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que el resultado de las variaciones mensuales fue un decrecimiento del 11.9% en la tarifa, que para enero fue de 440.80 \$/kWh y para diciembre de 388.16 \$/kWh.

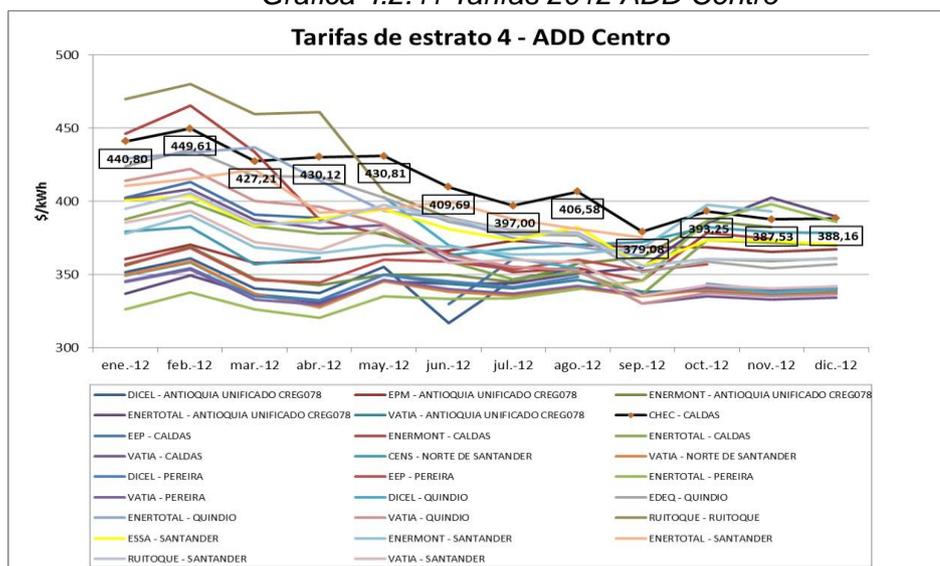
Evolución de las tarifas 2012 del prestador frente a los comercializadores y distribuidores del ADD Centro.

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

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

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

Gráfica 4.2.11 Tarifas 2012 ADD Centro



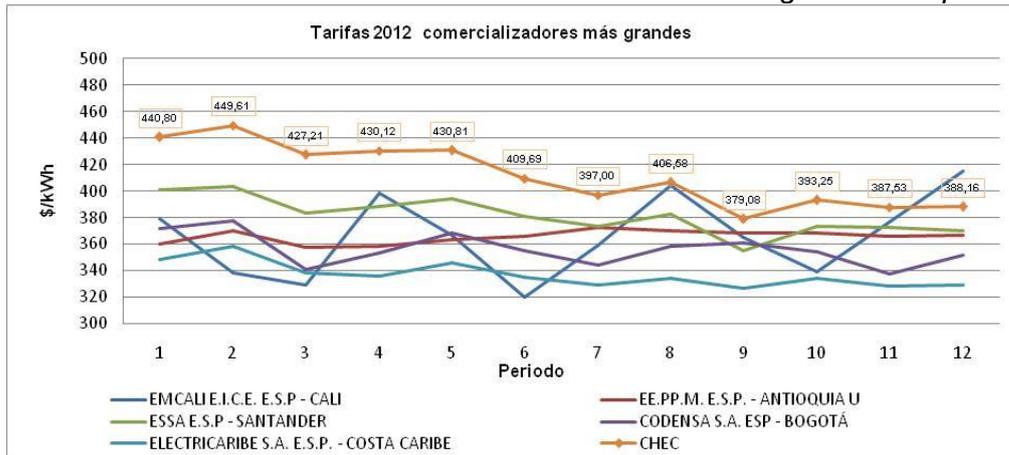
Fuente: Publicación del tarifas del prestador.

De la gráfica 4.2.11, se concluye que la empresa posee una tarifa alta en comparación con las demás del ADD y se mantuvo en los primeros lugares de tarifa más costosa durante todo el año.

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 alta.

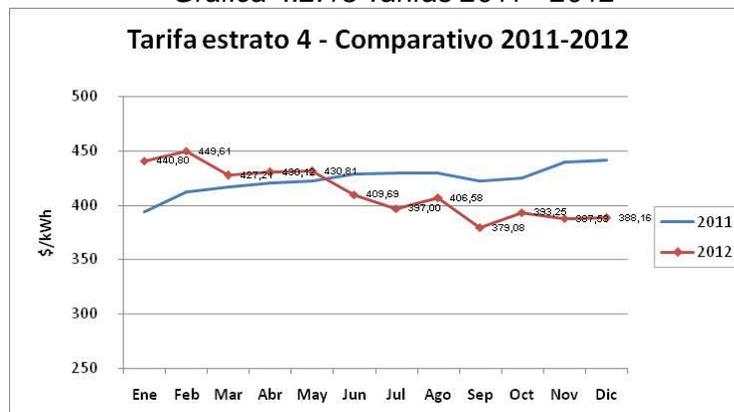
Gráfica 4.2.12. Tarifas 2012 comercializadores más grandes del país



Fuente: Publicación del tarifas del prestador.

Comparativo de tarifas años 2011 - 2012 del prestador

Gráfica 4.2.13 Tarifas 2011 - 2012



Fuente: Publicación del tarifas del prestador.

En la gráfica anterior podemos observar que la empresa mantiene su comportamiento oscilatorio, el cual está influenciado por su pertenencia al ADD Centro. A diferencia del año 2011, la tarifa tuvo una tendencia decreciente.

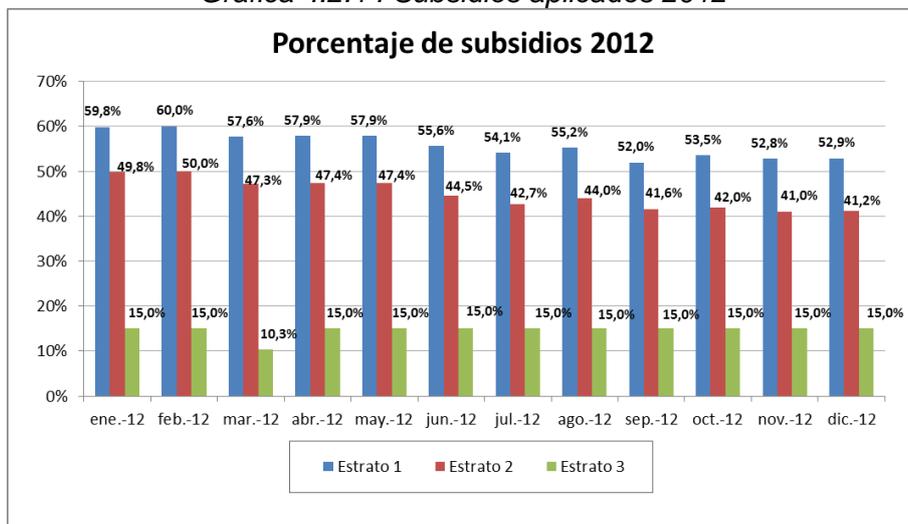
Consumos de Subsistencia Vigentes.

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.

¹ UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.

Gráfica 4.2.14 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, dado que para el año 2012 no se reporta información para los meses de julio a octubre, se calculó una proyección teniendo en cuenta el comportamiento durante el primer semestre de 2012. Los siguientes son los resultados.

Tabla 4.1 Subsidios y Contribuciones 2011 2012

Estrato/Sector	2011	2012
Estrato 1	14.180.685.049	14.209.480.028
Estrato 2	32.531.022.994	31.245.943.405
Estrato 3	7.991.743.631	8.157.820.551
Total Subsidios	54.703.451.674	53.613.243.984
Estrato 5	888.598.005	904.067.248
Estrato 6	1.280.180.259	1.334.854.578
Industrial	5.986.891.467	3.436.207.677
Comercial	13.717.060.197	13.828.912.787
Total Contribución	21.872.729.928	19.504.042.290
Déficit	-32.830.721.746	-34.109.201.694

Fuente: SUI - Cálculos SSPD

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

De acuerdo con la información reportada al SUI, la empresa otorgó durante el 2012 subsidios cercanos a \$ 14.698 millones de pesos, de los cuales el 58% (\$31.246 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 2, el 26.5% al estrato 1 (\$14.210 millones) y 15% a los usuarios del estrato 3 (\$8.158 millones), además facturó contribuciones por un valor total de \$19.504 millones los cuales el 70% corresponden a aportes del sector comercial (\$13.829 millones). Los aportes de los usuarios de los estratos 5 y 6 son cerca del 10% de las contribuciones totales.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$34.109 millones de pesos, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$53.613 millones y recaudar un total de \$19.504 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		54.804.559.851	51.892.844.802
Contribuciones		34.646.979.814	21.377.294.814
Déficit / Superávit		-20.157.580.037	-30.515.549.988
Giros de	Presupuesto Nal	24.294.526.509	30.995.238.000
	FSSRI	748.913.525	1.173.000.000

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 \$30.515 millones, los cuales son cubiertos con recursos del FSSRI por un monto de \$1.173 millones y con recursos del Presupuesto Nacional por un monto de \$30.995 millones.

5. EVALUACION DE LA GESTIÓN

Tabla 5.1. Indicadores de Gestión

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Margen Operacional	27,37%	21,43%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	83,3	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar – Días	52,93	58,75	No cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	36,72	38,92	No cumple
Razón Corriente – Veces	1,38	1,30	No cumple

Fuente: SUI - Cálculos SSPD

De acuerdo a los referentes establecidos para 2012, la Central Hidroeléctrica de Caldas cumple con 1 de los indicadores de gestión financieros establecidos para evaluar la Gestión de Resultados.

La rotación de cuentas por cobrar, se encuentra fuera del referente establecido, la empresa ha obtenido resultados eficientes en este indicador como resultado del castigo efectuado a parte de la cartera.

En cuanto a la rotación de cuentas por pagar, el promedio de días en los cuales se cubren las obligaciones no se encuentra dentro del referente determinado, la Empresa expone que se realiza un seguimiento al cumplimiento de compromisos contractuales y tiene reglas de tesorería para el pago de proveedores.

La empresa cuenta con capacidad de comprometer sus activos corrientes para cubrir sus obligaciones a corto plazo, la razón corriente se encuentra sobre el nivel establecido.

El margen operacional se encuentra debajo del referente establecido, la empresa expone que obedece a la sobre ejecución de los ingresos por el resultado en los cargos por uso y a la entrada de ADDs centro y a la sub ejecución de los ingresos efectivos.

Con respecto a la cobertura de intereses, la empresa cumple con el referente establecido para este indicador, el cual presenta mejoría con respecto al 2011 como consecuencia del incremento del EBITDA; la empresa presenta bajos gastos financieros como consecuencia de una baja deuda.

Ante la explicación del comportamiento de los indicadores, el Auditor de Gestión de Resultados señala que la explicación es coherente con las cifras observadas en la auditoría.

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 el siguiente resumen de información pendiente:

Tabla 6.1. Formatos pendientes de cargue.

Formato	Periodicidad	Período	Resolución
FORMATO 12	MENSUAL	1	20121300017645
FORMATO 12	MENSUAL	2	20121300017645
FORMATO 12	MENSUAL	3	20121300017645
FORMATO 12	MENSUAL	4	20121300017645

Fuente SUI

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 6.2. Usuarios por estrato.

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Ene	66,662	161,442	113,879	25,159	6,749	8,904
Feb	66,921	161,550	113,979	25,265	6,756	8,942
Mar	67,352	161,838	114,348	25,404	6,763	9,072
Abr	67,706	162,084	114,570	25,443	6,763	9,097
May	68,031	162,428	114,708	25,562	6,838	9,095
Jun	68,263	162,616	114,884	25,623	6,841	9,089
Jul	68,455	162,823	114,981	25,685	6,828	9,119
Ago	68,681	163,106	115,277	25,731	6,838	9,125
Sep	68,887	163,204	115,500	25,787	6,937	9,167
Oct	69,111	163,288	115,594	25,800	6,940	9,283
Nov	67,979	160,736	114,993	25,787	6,895	9,231
Dic	69,779	163,385	115,830	26,027	6,887	9,336

Fuente SUI

Consumos (GWh) por estrato 2012

Tabla 6.3. Consumo por estrato.

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Ene	5.87	16.78	14.51	3.53	0.98	1.45
Feb	5.77	16.39	14.08	3.39	0.95	1.43
Mar	5.58	15.81	13.46	3.28	0.94	1.36
Abr	5.50	15.43	13.34	3.28	0.92	1.37
May	5.47	15.43	13.43	3.30	0.91	1.36
Jun	5.53	15.61	13.72	3.33	0.94	1.43
Jul	5.53	15.54	13.54	3.27	0.91	1.37
Ago	5.49	15.43	13.57	3.30	0.89	1.29
Sep	5.61	15.75	13.72	3.36	0.95	1.42
Oct	5.61	15.67	13.63	3.34	0.93	1.36
Nov	5.62	15.54	13.54	3.31	0.90	1.34
Dic	5.69	15.71	13.73	3.38	0.95	1.43

Fuente SUI

Facturación (\$Millones) 2012 por estrato

Tabla 6.4. Facturación por estrato.

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Ene	2,568.33	7,347.99	6,320.39	1,498.71	409.70	599.90
Feb	2,532.25	7,187.71	6,148.33	1,448.29	397.90	591.32
Mar	2,471.80	7,019.36	5,947.02	1,401.20	399.17	570.06
Abr	2,386.57	6,649.38	5,645.34	1,356.44	376.52	551.78
May	2,333.36	6,587.15	5,708.03	1,365.76	371.71	546.15
Jun	2,362.36	6,675.67	5,807.89	1,363.55	383.33	572.78
Jul	2,291.78	6,406.85	5,469.00	1,281.42	356.96	526.28
Ago	2,195.13	6,145.41	5,337.76	1,271.85	336.47	479.40
Sep	2,241.37	6,313.32	5,463.64	1,286.70	362.38	537.31
Oct	2,174.56	6,019.73	5,132.51	1,235.91	341.18	484.46
Nov	2,166.31	6,012.39	5,237.98	1,239.12	330.46	489.13
Dic	2,202.73	6,075.40	5,256.24	1,259.72	346.85	516.32

Fuente SUI

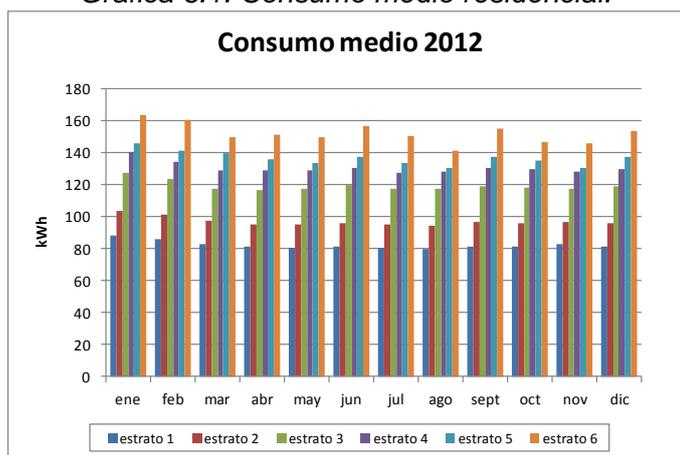
Promedios: Los siguientes resultados son un buen indicador de la calidad del reporte comercial.

Tabla 6.5. Consumo medio residencial.

	estrato 1	estrato 2	estrato 3	estrato 4	estrato 5	estrato 6
ene	87.98	103.91	127.39	140.27	145.52	163.24
feb	86.18	101.43	123.53	134.12	141.10	160.15
mar	82.90	97.68	117.74	129.27	139.48	149.77
abr	81.28	95.22	116.44	128.77	135.55	150.87
may	80.37	94.98	117.08	128.96	133.79	149.45
jun	81.04	96.01	119.42	130.13	137.52	156.82
jul	80.73	95.42	117.73	127.18	133.16	150.40
ago	79.90	94.62	117.68	128.34	130.20	141.57
sept	81.48	96.49	118.78	130.49	137.15	155.36
oct	81.13	95.94	117.89	129.59	134.71	146.92
nov	82.71	96.69	117.72	128.22	130.59	145.62
dic	81.51	96.18	118.56	129.91	137.22	153.30

Fuente SUI

Grafica 6.1. Consumo medio residencial.



Fuente SUI

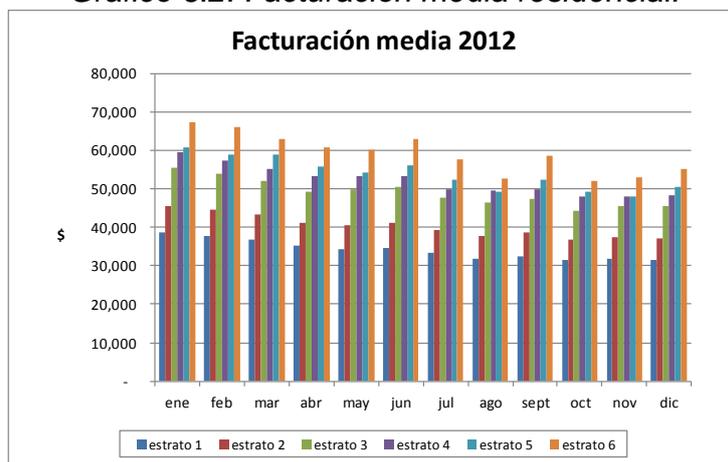
Facturación media (\$/Factura) 2012

Tabla 6.6. Facturación media residencial.

	estrato 1	estrato 2	estrato 3	estrato 4	estrato 5	estrato 6
ene	38,528	45,515	55,501	59,569	60,705	67,374
feb	37,839	44,492	53,943	57,324	58,895	66,129
mar	36,700	43,373	52,008	55,157	59,023	62,838
abr	35,249	41,024	49,274	53,313	55,674	60,656
may	34,298	40,554	49,761	53,429	54,360	60,049
jun	34,607	41,052	50,554	53,216	56,034	63,019
jul	33,479	39,349	47,564	49,890	52,279	57,713
ago	31,961	37,677	46,304	49,429	49,206	52,537
sept	32,537	38,684	47,304	49,897	52,239	58,613
oct	31,465	36,866	44,401	47,903	49,161	52,188
nov	31,867	37,405	45,550	48,052	47,927	52,987
dic	31,567	37,185	45,379	48,401	50,362	55,304

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*. No presenta datos atípicos.

Información comercial sectores no residenciales

Usuarios por sector 2012

Tabla 6.7. Usuarios por sector.

	Comercial	Industrial	Oficial
ene	34,176	1,069	1,319
feb	34,208	1,068	1,321
mar	34,337	1,064	1,316
abr	34,431	1,068	1,317
may	34,516	1,082	1,317
jun	34,619	1,092	1,319
jul	34,667	1,099	1,346
ago	34,751	1,101	1,349
sep	34,849	1,097	1,342
oct	34,984	1,094	1,347
nov	33,640	922	1,275
dic	35,144	1,095	1,357

Fuente SUI

Consumos (GWh) por sector 2012

Tabla 6.8. Consumos por sector.

	Comercial	Industrial	Oficial
ene	15.29	8.89	1.09
feb	14.69	8.90	1.07
mar	14.37	9.62	1.07
abr	14.47	10.07	1.08
may	14.15	9.07	1.06
jun	14.40	9.78	1.11
jul	14.44	9.38	1.12
ago	14.36	9.79	1.11
sep	14.93	10.38	1.15
oct	14.90	10.12	1.13
nov	15.11	10.85	1.14
dic	15.40	10.31	1.13

Fuente SUI

Facturación (\$millones) por sector 2012

Tabla 6.9. Facturación no residencial.

	Comercial	Industrial	Oficial
ene	6,346.20	2,714.27	433.67
feb	6,166.87	2,761.10	426.48
mar	6,113.00	2,789.64	432.64
abr	5,890.50	2,842.26	417.20
may	5,791.95	2,641.65	413.25
jun	5,878.35	2,795.47	431.93
jul	5,643.53	2,591.05	415.76
ago	5,453.22	2,664.17	399.49
sep	5,743.07	2,756.63	416.44
oct	5,415.47	2,637.32	388.78
nov	5,626.43	2,827.06	403.97
dic	5,677.95	2,697.92	396.83

Fuente SUI

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

Consumo medio (kWh /Usuario) – 2012

Tabla 6.10. Consumo medio no residencial.

	Comercial	Industrial	Oficial
ene	447.30	8,316.02	825.03
feb	429.35	8,336.15	808.72
mar	418.36	9,042.21	812.63
abr	420.17	9,425.95	817.67
may	409.84	8,379.68	807.90
jun	415.95	8,955.39	843.48
jul	416.67	8,537.37	834.00
ago	413.18	8,890.29	819.99
sept	428.48	9,461.79	856.60
oct	425.82	9,249.62	836.89
nov	449.27	11,772.52	892.32
dic	438.23	9,416.49	834.17

Fuente SUI

Grafico 6.3. Medio no residencial.

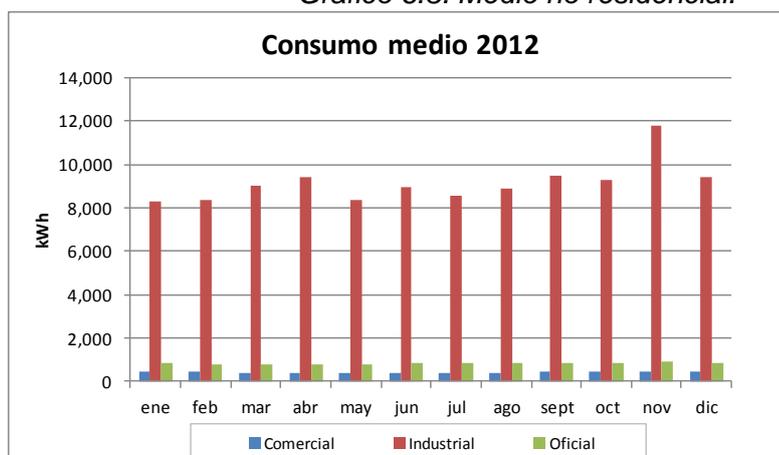


Grafico X. Consumo Fuente

SUI

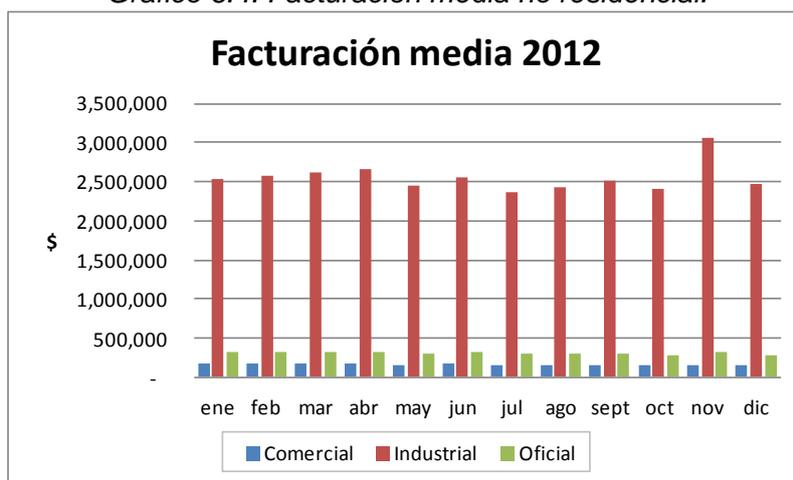
Facturación media (\$/Factura) 2012

Tabla 6.11. Facturación media no residencial.

	Comercial	Industrial	Oficial
ene	185,692	2,539,077	328,785
feb	180,276	2,585,298	322,848
mar	178,030	2,621,843	328,753
abr	171,081	2,661,294	316,782
may	167,805	2,441,455	313,779
jun	169,801	2,559,955	327,467
jul	162,793	2,357,648	308,885
ago	156,923	2,419,772	296,137
sept	164,799	2,512,878	310,317
oct	154,798	2,410,711	288,629
nov	167,254	3,066,221	316,837
dic	161,562	2,463,858	292,434

Fuente SUI

Grafico 6.4. Facturación media no residencial.



Fuente SUI

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* y solo se reporta un pico elevado para el mes de noviembre de 2012.

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

Resumen de mesas de ayuda 2012-2013

APLICACIÓN	ESCALADA	CONTESTADA	CERRADA	REPLICADA	Total
SIN ASIGNAR			18		18
VALIDADOR			4		4
CARGUE MASIVO	3	4	45	1	53
ESTADOS FINANCIEROS			1		1
FABRICA			4		4
MESA AYUDA			1		1
LOGINS			3		3
SITIO SUI		1	15		16
CAMBIO DE DATOS	1		4		5
INFORMACION GENERAL			1		1
MODELO GENERAL CONTABILIDAD (MGC)			1		1
Total	4	5	97	1	107

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 CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El prestador tiene una tarifa alta 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.

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. De acuerdo con la información reportada al SUI, para el 2012, la empresa presentó un déficit de \$34.109 millones.

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

De acuerdo al análisis financiero realizado, se encuentra que la empresa aumentó su utilidad operacional con respecto a 2011, al igual que el EBITDA.

Se evidencia una mejoría en la gestión de cobro y pago de las cuentas de la compañía, con respecto al año 2011 reduciendo el número de días en los cuales estas se hacen efectivas; no obstante en cuanto a la liquidez la empresa desmejoró la capacidad de pago de sus obligaciones a corto plazo como resultado de la disminución en el activo corriente.

En cuanto al nivel de endeudamiento, este disminuyó debido al aumento en el activo total, reduciendo el porcentaje de fondos de acreedores en la compañía, no obstante la mayoría de los recursos con los que cuenta la empresa son propios.