

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP



Libertad y Orden

**Prosperidad
para todos**

SUPERINTENDENCIA DELEGADA DE ENERGÍA Y GAS COMBUSTIBLE

DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA

Bogotá, agosto de 2013

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP
ANALISIS AÑO 2012

AUDITOR: INTEGRAR ASESORES LTDA.

1. DESCRIPCION GENERAL DE LA EMPRESA

Electrificadora del Caquetá SA ESP se constituyó en el año 1978 para desarrollar las actividades de **comercialización y distribución de Energía Eléctrica**. La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$ **1.719.993.000** y tiene su sede principal en la ciudad de **Mocoa**. Su última actualización en RUPS aprobada fue el día enero 3 de 2011.

Tabla 1.1. Datos Generales

| | |
|--------------------|--------------------------------------|
| Tipo de sociedad | Anónima |
| Razón social | Electrificadora del Caquetá S.A. ESP |
| Sigla | ELECTROCAQUETA S.A. ESP |
| Nombre del gerente | Cadena Silva Gerardo |

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General

Tabla 2.1 Balance General

| BALANCE GENERAL | 2012 | 2011 | Var |
|--|--------------------------|-------------------------|---------------|
| Activo | \$106.218.350.713 | \$95.909.268.298 | 10,75% |
| Activo Corriente | \$37.110.798.639 | \$28.463.301.864 | 30,38% |
| Activos de Propiedad, Planta y Equipo | \$31.388.926.142 | \$29.150.282.732 | 7,68% |
| Inversiones | \$0 | \$0 | 0,00% |
| Pasivo | \$32.079.404.066 | \$25.600.792.394 | 25,31% |
| Pasivo Corriente | \$24.515.213.578 | \$15.329.000.100 | 59,93% |
| Obligaciones Financieras | \$0 | \$0 | 0,00% |
| Patrimonio | \$74.138.946.647 | \$70.308.475.904 | 5,45% |
| Capital Suscrito y Pagado | \$1.719.993.000 | \$1.719.993.000 | 0,00% |

Fuente: SUI

Para el año 2012 los Activos de la Empresa ascienden a \$ 106.218 millones, presentando un incremento de 10,75% con respecto al año anterior, la variación positiva del activo esta sostenido por el mayor valor presentado del disponible en \$6.841 millones. Por su parte, la propiedad, planta y equipo aumentaron en \$ 2.239 millones equivalente al 7,68% con respecto al año anterior, en donde el rubro de Construcciones en curso (plantas ductos y túneles) reflejan el incremento en \$1.705 millones, así mismo, las redes líneas y cables son los activos que tienen una mayor participación con \$ 9.368 millones, las edificaciones con \$ 8.863 millones, y plantas ductos y túneles con \$ 7.066 millones, del total del activo fijo que equivale a \$31.389 millones, estos datos incluye el valor por depreciación.

La cartera del servicio disminuyó en un 9% equivalente a \$1.031 millones, correspondiente al menor valor reflejado por las cuentas por cobrar de subsidios, otro rubro que evidencia decrecimiento es Anticipos o saldos a favor por impuestos en \$ 1.344 millones.

Los otros activos están reflejados en su mayoría por las valorizaciones ubicándose en \$32.176 millones, donde se destaca las redes líneas y cables con el 77% de la cuenta.

Los Pasivos aumentaron en 25,31% ubicándose en \$32.079 millones, dentro del pasivo se evidencia aumento y disminución de cuentas de la siguiente manera:

Las operaciones con crédito público decrecieron en \$ 1.662 millones, posicionándose en \$ 5.628 millones para la vigencia 2012.

Las cuentas por pagar aumentaron en \$ 6.533 millones, de las cuales los acreedores son los que muestran mayor crecimiento, pasando de \$278 millones a \$ 7.100 millones, la adquisición de bienes y servicios tuvo una disminución de \$ 1.633 millones para ubicarse en \$ 432 millones en la vigencia 2012; por otra parte los depósitos recibidos de terceros ampliaron su valor en \$ 1.987 millones, para posicionarse en \$ 7.906 millones

Los pasivos estimados y provisiones se ubicaron en \$ 7.500 millones reflejando un aumento de \$ 1.484 millones más que la vigencia anterior, principalmente sustentados por el crecimiento de las provisiones diversas, las obligaciones laborales y de seguridad social pasaron de \$ 712 millones a \$ 828 millones para la vigencia 2012.

El patrimonio para el año 2012 se posicionó en \$ 74.139 millones, \$ 3.830 millones más con respecto a 2011, el aumento esta soportado en la cuenta de resultados del ejercicio que pasó de \$ 4.233 millones en el 2011 a \$ 8.664 millones en el 2012.

El capital autorizado de la compañía está representado por \$ 4.500.000 acciones comunes con un valor nominal de \$ 1.000 cada una, de las cuales se encuentran suscritas y pagadas al 31 de diciembre de 2012, 1.719.993 acciones.

Con relación a la estructura de capital de la Empresa, el 69,8% de los fondos son propios y los 30,2% restantes son aportados por acreedores.

2.2 Estado de Resultados

Los ingresos operacionales corresponden a las actividades de comercialización y distribución, estos para el 2012 fueron de \$ 70.594 millones, presentando un incremento del 8,143% con respecto al 2011, impulsado en su mayoría por el aumento en el negocio de comercialización que fue de \$ 4.202 millones con relación a la vigencia anterior.

En cuanto a los Costos Operacionales, estos representan el 79,60% de los Ingresos Operacionales, estos aumentaron un 7,16% con respecto al año anterior, pasando de \$ 52.435 millones a \$ 56.189, en donde las compras de energía en bloque y/o a largo plazo, corresponden el 437%, el uso de líneas y ductos el 13%, las órdenes de contrato de mantenimiento y reparaciones el 16%, de los costos de ventas y operación.

Los gastos aumentaron en 4,85%, pasando de \$ 13.204 millones a \$ 13.844 millones, de los cuales los gastos administrativos corresponden al 41%, las provisiones depreciaciones y amortizaciones el 52%, quedando los otros gastos con una participación del 7% del total de los gastos de la compañía.

Tabla 2.2 Estado de Resultados

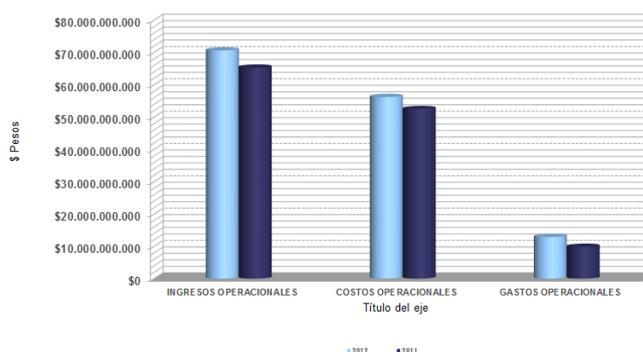
| ESTADO DE RESULTADOS | 2012 | 2011 | VAR |
|--------------------------------|------------------|------------------|---------|
| INGRESOS OPERACIONALES | \$70.594.304.984 | \$65.277.698.300 | 8,14% |
| COSTOS OPERACIONALES | \$56.189.660.074 | \$52.435.225.767 | 7,16% |
| GASTOS OPERACIONALES | \$12.862.204.743 | \$9.825.970.574 | 30,90% |
| UTILIDADES OPERACIONALES | \$1.542.440.167 | \$3.016.501.959 | -48,87% |
| OTROS INGRESOS | \$3.270.487.142 | \$4.792.694.109 | 0,00% |
| OTROS GASTOS | \$982.456.566 | \$3.378.664.605 | -70,92% |
| GASTO DE INTERESES | \$634.750.089 | \$848.502.067 | -25,19% |
| UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO | \$3.830.470.743 | \$4.430.531.463 | -13,54% |

Fuente: SUI

Los gastos de administración aumentaron \$ 198 millones ubicándose en \$ 5.684 millones, de los cuales \$ 2.432 millones corresponden a gastos de personal, \$ 2.601 millones a gastos generales, dentro de este rubro se destacan las comisiones por honorarios en \$ 832 millones y los gastos de vigilancia y seguridad con \$ 325 millones.

La cuenta de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento aumentó en \$ 2.837 millones, ascendiendo a \$ 7.178 millones, como consecuencia del incremento de las provisiones por obligaciones fiscales que creció en \$ 2,614 millones, las provisiones por litigios y demandas participan con \$ 1.356 millones dentro de la cuenta 53.

Gráfica 2.1 Ingresos, costos y gastos operacionales



Fuente: SUI

En 2012 la Empresa obtuvo utilidades operacionales por \$ 1.542 millones, teniendo un decrecimiento con respecto al 2011, del 48,87%, evidenciándose principalmente por el aumento de gastos operacionales en \$ 3.000 millones y los costos operacionales por \$ 3.754 millones, que no fueron suplidos por los \$ 5.316 millones de los ingresos operacionales.

Los Ingresos no operacionales fueron de \$ 3.270 millones presentando una disminución del 31,76%, debido a la reducción en ingresos extraordinarios por recuperaciones que pasó de \$ 3.502 millones en el 2011 a \$ 1.523 millones en el 2012, Los ingresos financieros tuvieron un aporte de \$ 897 millones para el 2012, \$ 80 millones más que en el 2011.

Los Gastos No Operacionales en 2012 se ubicaron en \$ 982 millones, evidenciando un decrecimiento en 70,92% con respecto al año anterior, de los cuales los gastos financieros (intereses y comisiones) son los de mayor representación con \$ 657 millones, seguidos por ajuste de ejercicios anteriores de \$ 225 millones.

2.3 Indicadores Financieros

Tabla 2.3 Indicadores Financieros

| INDICADORES | 2012 | 2011 |
|--|---------------|---------------|
| INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN | | |
| Razón Corriente – Veces | 1,5 | 1,9 |
| Rotación de Cuentas por Cobrar- Días | 54,7 | 64,6 |
| Rotación de Cuentas por Pagar – Días | 2,8 | 14,4 |
| Activo Corriente Sobre Activo Total | 34,94% | 29,68% |
| INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO | | |
| Nivel de Endeudamiento | 30,2% | 26,7% |
| Patrimonio Sobre Activo | 69,8% | 73,3% |
| Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total | 76,4% | 59,9% |
| Cobertura de Intereses – Veces | 14,4 | 9,8 |
| INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD | | |
| Ebitda | 9.488.332.715 | 8.475.687.212 |
| Margen Operacional | 13,4% | 13,0% |
| Rentabilidad de Activos | 8,9% | 8,8% |
| Rentabilidad de Patrimonio | 13,7% | 12,6% |

Fuente: SUI

Liquidez

La razón corriente de la Empresa para el año 2012 es 1,5 veces, indicador que presenta una disminución de 0,3 veces con respecto anterior, esto indica que la Empresa disminuyó los recursos para cumplir con sus obligaciones a corto plazo, siendo este un indicador todavía aceptable para la prestadora, los Activos corrientes con los que cuenta la Empresa en su mayoría están concentrados en el disponible y los deudores, de los cuales las cuentas por cobrar del servicio son el 22% y los subsidios corresponden al 6%.

Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar presentó una reducción de 9,9 días pasando de 64,6 días en 2011 a 54,7 días en 2012, esta rotación presenta un indicador aceptable para el servicio de energía.

La Empresa tarda 2,8 días en realizar el pago de sus obligaciones, disminuyendo en 11,6 días con respecto al año anterior, en el cual se tardaba 14,4 días, la compañía

mantiene un menor valor con relación al pasivo de las deudas con bienes y servicio, las obligaciones están concentradas en acreedores, dentro de los que resaltan el rubro de cheques no cobrados o por reclamar.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para el año 2012 es de 30,2%, en el cual se evidencia un aumento de 3,5% con respecto al año anterior, el cual se ubicaba en 26,7%, como consecuencia en el aumento principalmente de los acreedores.

Por otro parte el 69,8% de los recursos con los que cuenta la Empresa para su funcionamiento son propios, porcentaje que disminuyó con respecto al 2011, debido al aumento en el nivel de endeudamiento en 2012.

El Pasivo corriente representa el 76,4% del total de los Pasivos, el 23,6% restante pertenece a Pasivos de largo plazo, de los cuales el 23% corresponde a pasivos estimados y provisiones.

Rentabilidad

El EBITDA para el año 2012 fue de \$ 9.488 millones, el cual presentó un incremento de \$ 1.013 millones con respecto al año anterior, como consecuencia del crecimiento de los ingresos operacionales en el negocio de Comercialización

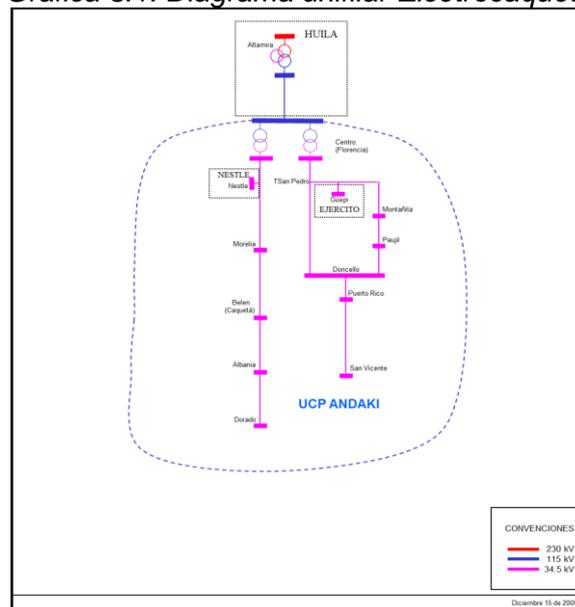
EL margen operacional en 2012 fue de 13,4%, presentando un incremento de 0,4% con respecto al año 2011, como resultado del aumento del Ebitda de la Empresa con relación al 2011, año en el cual el margen operacional fue de 13,0%.

La rentabilidad de los Activos aumento 0,10% con respecto al año anterior ubicándose en 8,9%, la rentabilidad del patrimonio presentó un incremento de 1,19% con respecto a la vigencia anterior, siendo de 13,7% para el año 2012.

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

Descripción de la infraestructura

Grafica 3.1. Diagrama unifilar Elctetrocaqueta



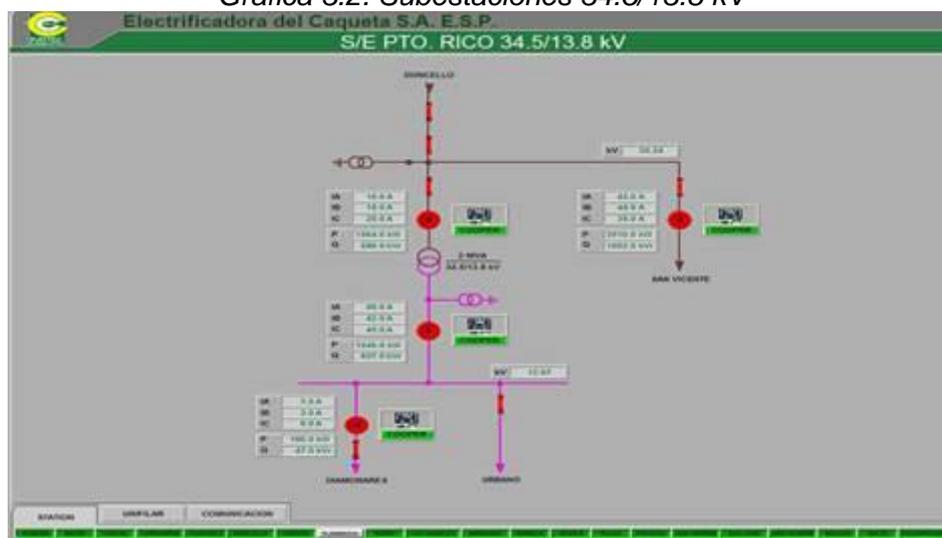
Fuente XM - Paratec

La Electrificadora del Caquetá S.A E.S.P., está conectada al SIN a través de la línea Altamira – Florencia a 115 kV, con una longitud de 55 km. Existe una línea diseñada y construida a 115 kV Florencia- Doncello – Puerto Rico, energizada a 34.5 kV.

El prestador distribuye energía a un nivel de 34.5 kV a las subestaciones de Angeles, Ciudadela, Morelia, Valparaiso, Solita, Belén, San José, Albania, Dorado, Montañita, Paujil, Doncello, Puerto Rico, San Vicente y San Antonio de Getucha, para dar servicio a 15 municipios del departamento del Caquetá, siendo el municipio de Solano el único que no está interconectado.

En la actualidad cuenta con 15 subestaciones no atendidas con capacidad instalada entre 1 y 5 MVA, estas son monitoreadas y telecontroladas desde la subestación Centro en Florencia, a través de un sistema SCADA.

Grafica 3.2. Subestaciones 34.5/13.8 kV



Fuente: AEGR

Cantidad de circuitos y transformadores

Tabla 3.1. Circuitos y Transformadores Electrocaqueta

| | Cantidad de circuitos | Cantidad de Transformadores |
|---------|-----------------------|-----------------------------|
| Nivel 4 | 1 | 2 |
| Nivel 3 | 2 | 17 |
| Nivel 2 | 32 | |

Fuente: AEGR

Longitud de circuitos por nivel de tensión

Tabla 3.2. Longitud Circuitos por nivel de Tensión

| | Longitud de circuitos [Km] |
|---------|----------------------------|
| Nivel 4 | 54.7 |
| Nivel 3 | 458 |
| Nivel 2 | 2492 |

Fuente: AEGR

Subestaciones, capacidad de transformación y circuitos.

Tabla 3.3. Información Subestaciones, capacidad de transformación y circuitos.

| Subestación | Transformador | | | | Circuitos |
|-------------|---------------|----------|--------------|-----------------|-----------|
| | Nivel | Cantidad | Relación | Capacidad [MVA] | |
| Centro | 3 | 1 | 115/34.5 kV | 30 | 1 |
| Centro | 3 | 1 | 115/34.5 kV | 15 | 1 |
| Centro | 2 | 1 | 34.5/13.8 kV | 20 | 3 |
| Centro | 2 | 1 | 34.5/13.8 kV | 12.5 | 2 |
| Ángeles | 2 | 1 | 34.5/13.8 kV | 5 | 1 |
| Ciudadela | 2 | 1 | 34.5/13.8 kV | 2 | 1 |
| Morelia | 2 | 1 | 34.5/14.1 kV | 2 | 3 |
| Valparaiso | 2 | 1 | 34.5/13.8 kV | 1.5 | 3 |
| Solita | 2 | 1 | 34.5/13.8 kV | 1.5 | 1 |
| Belén | 2 | 1 | 34.5/13.8 kV | 2 | 2 |
| San José | 2 | 1 | 34.5/13.8 kV | 1 | 1 |
| Albania | 2 | 1 | 34.5/13.2 kV | 0.5 | 2 |
| Dorado | 2 | 1 | 34.5/13.8 kV | 2 | 1 |
| Montañita | 2 | 1 | 34.5/13.8 kV | 2 | 3 |
| San Antonio | 2 | 1 | 34.5/13.8 kV | 1.5 | 1 |
| Paujil | 2 | 1 | 34.5/13.8 kV | 2 | 2 |
| Doncello | 2 | 1 | 34.5/13.8 kV | 3 | 2 |
| Puerto Rico | 2 | 1 | 34.5/13.8 kV | 2 | 2 |
| San Vicente | 2 | 1 | 33/13.2 kV | 5 | 2 |

Fuente: AEGR

Inversiones

Proyectos en ejecución

Durante el año 2012 la Electrificadora del Caquetá adelanto los siguientes proyectos:

* Construcción de la subestación de potencia y línea 34.5 kV para carga estimada de 10/12 MVA con cuatro alimentadores 13.2 kV ubicada en la sede del antiguo IDEMA.
Objetivo: Aumentar la cobertura del sistema eléctrico en la ciudad de Florencia
Estado: Aplazado por trámites legales.

* Elaboración de estudios técnicos ambientales y metodología.
Objetivo: Gestionar recursos ante fondos del estado para la ejecución de los proyectos mejorando la capacidad del sistema eléctrico en la región
Estado: Pendiente aprobación de la UPME

* Cambio de nivel de tensión 34.5 kV a 115 kV, adecuación de línea y traslado de transformador 15 MVA 115/34.5 kV de Florencia a Doncello.
Objetivo: Aumentar confiabilidad, mejorar niveles de tensión y reducir pérdidas.
Estado: Finalizado
Valor: \$2094,98 millones

* Instalación de elementos de mando protección y control, tele-comandados desde el centro de control.
Objetivo: Mejorar confiabilidad y flexibilidad de operación en las redes eléctricas.
Estado: En ejecución

* Continuidad al plan estratégico de reducción de pérdidas
Objetivo: Mantener el índice de pérdidas

Estado: finalizado

Valor \$3116,23 millones de pesos

* Contratación de la construcción de la subestación Satélite 10/12.5 MVA, 34.5/13.8 kV, junto con la línea a 34.5 kV,

Objetivo: Mejorar la calidad del servicio en los barrios del sur de Florencia y permitir suplencias entre alimentadores de la subestación Centro y esta nueva subestación.

* Construcción de la interconexión eléctrica a 34.5 kV, San Antonio de Getucha – Tres Esquinas- Solano y la construcción de la subestación Tres Esquinas.

Objetivo: Aumento de la rentabilidad organizacional y mejoramiento de la imagen institucional, es un proyecto financiado por el FNR.

Estado: Se ha ejecutado el 63%

Valor total: \$2136,96 millones de pesos

* Construcción de la Interconexión Eléctrica a 34.5 kV, San Vicente del Caguán. Los Pozos – Delicias- San Juan de Lozada.

Objetivo: Interconexión del municipio de San Vicente del Caguán, Los Pozos, Delicias, San Juan de Lozada y su área rural, es un proyecto financiado por el FNR.

Estado: En ejecución, avance en obra del 40%.

Valor total: \$3485,16 millones de pesos

* Ampliación electrificación rural Municipio de el Paujil

Objetivo: Interconexión área rural del municipio de Paujil, es un proyecto financiado por el FNR.

Estado: En ejecución, avance en obra del 45%.

Valor total: \$839,82 millones de pesos

Mantenimiento y operación

Se realizó revisión y mantenimiento a la línea 115 kV Altamira- Florencia, ejecutando a cabalidad los trabajos correctivos durante las suspensiones programadas y autorizadas por el Centro Nacional de Despacho -CND.

A continuación se muestra cuadro resumen de eventos, incluyen salidas de circuitos por mantenimiento correctivo y por programación

RELACION DE EVENTOS AÑO 2012 (CORRECTIVOS Y PROGRAMADOS)

Tabla 3.4. Informe Eventos y duración por mes.

| MES | DURACION | EVENTOS |
|------------|-----------|---------|
| enero | 5:20:00 | 5 |
| febrero | 4:18:00 | 3 |
| marzo | 88:14:00 | 13 |
| abril | 2:27:00 | 9 |
| mayo | 10:45:43 | 4 |
| junio | 00:21:00 | 1 |
| julio | 05:00:00 | 9 |
| agosto | 34:45:00 | 6 |
| septiembre | 0:07:00 | 1 |
| octubre | 1:23:36 | 4 |
| noviembre | 63:48:00 | 8 |
| diciembre | 41:28:00 | 6 |
| TOTAL | 257:57:19 | 69 |

Fuente: AEGR

La relación de eventos programados y no programados se puede observar en el siguiente gráfico.

Grafica 3.3. Numero de Eventos Programados y no Programados



Fuente: AEGR

Control de Vegetación.

Electrocaquetá S.A E.S.P. de otra parte, ha efectuado un programa de control de vegetación a lo largo del año con un total de 335 horas programadas, en diferentes sectores de las redes de distribución.

Grafica 3.4. Ejecución de Control de Vegetación por mes



Fuente: AEGR

Tabla 3.5. Ejecución de Control de Vegetación por mes en minutos

| TIEMPO POR MES MINUTOS | |
|------------------------|----------------|
| MES | TIEMPO MINUTOS |
| ENERO | 5.881 |
| FEBRERO | 3.756 |
| MARZO | 986 |
| ABRIL | 155 |
| MAYO | 820 |
| JUNIO | 145 |
| JULIO | 556 |
| AGOSTO | 2.439 |
| SEPTIEMBRE | 1.921 |
| OCTUBRE | 802 |
| NOVIEMBRE | 2.654 |

| TIEMPO POR MES MINUTOS | |
|------------------------|----------------|
| MES | TIEMPO MINUTOS |
| DICIEMBRE | 0 |
| TOTAL MINUTOS | 20.115 |

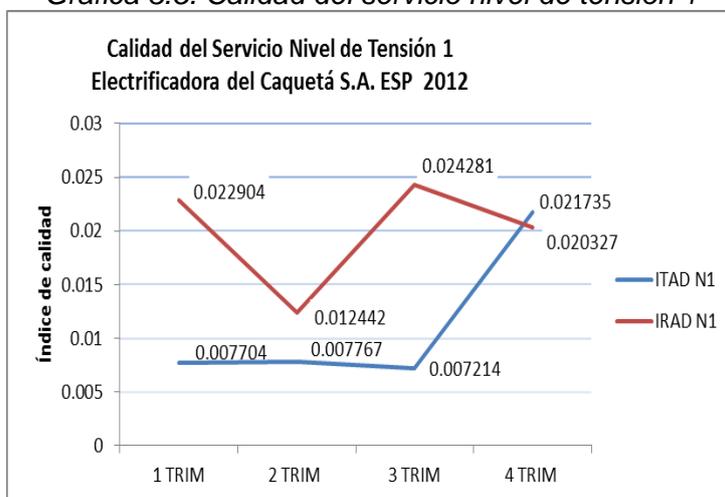
Fuente: AEGR

Calidad del servicio

La Electrificadora del Caquetá entró al esquema de incentivos y compensación establecida en la resolución CREG 097 de 2008 el 1 de julio de 2011, mediante resolución CREG 019 de 2011, fueron establecidos los Índices de referencia de la discontinuidad.

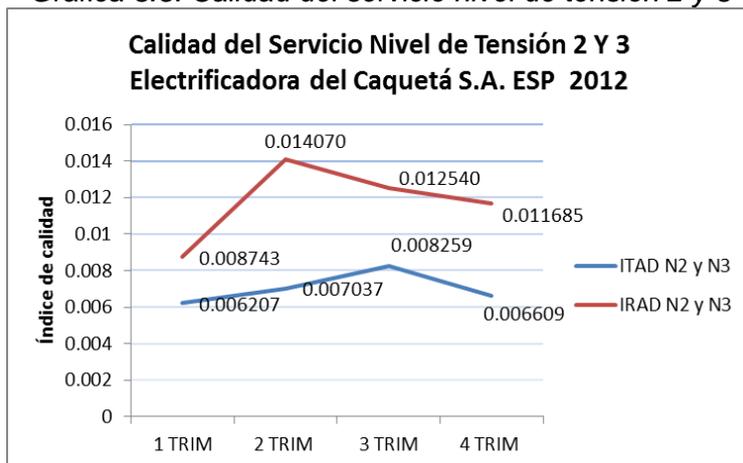
A continuación se muestra el comportamiento del ITAD Índice trimestral agrupado de la discontinuidad e IRAD Índice de referencia agrupado de la discontinuidad para cada trimestre del año 2012.

Grafica 3.5. Calidad del servicio nivel de tensión 1



Fuente: SUI

Grafica 3.5. Calidad del servicio nivel de tensión 2 y 3



Fuente: SUI

Del comportamiento de los indicadores ITAD e IRAD, se puede afirmar que la calidad del servicio prestado por Electrocaquetá S.A. E.S.P., es buena, ya que el ITAD es menor que el IRAD aprobado por la CREG en la resolución arriba mencionada.

Calidad de la potencia

Las resoluciones CREG 024 de 2007 y CREG 016 de 2007, establecen las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de distribución de energía eléctrica, especificando entre otros, las características de los equipos y variables a medir, así como determina la obligatoriedad de medir en el 100% de las barras de las subestaciones para niveles de tensión 4, 3 y 2 y el 5 % de los circuitos a 13.2 kV.

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, no cuenta con registros para evaluar la calidad de la potencia eléctrica suministrada por este prestador, a pesar de haberse solicitado en el año 2012 y existir la regulación arriba descrita.

4. ASPECTOS COMERCIALES

Tabla 4.1.1. Número de suscriptores 2012

| Sector | Número de suscriptores | Participación |
|----------------------|------------------------|---------------|
| Total Residencial | 69.376 | 91.55% |
| Total No Residencial | 6.401 | 8.45% |
| Total Suscriptores | 75.777 | 100.00% |

Fuente: SUI

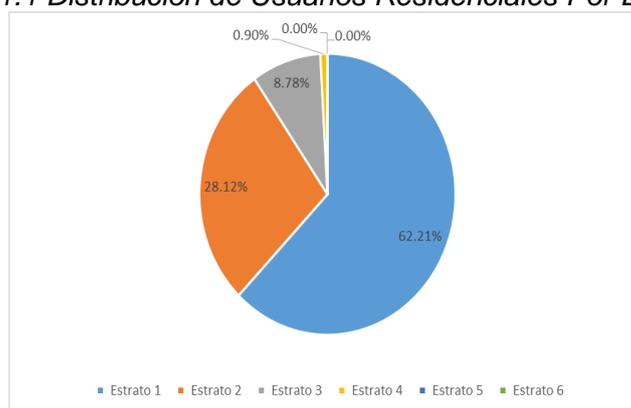
En la Tabla 4.1.1. Número de suscriptores 2012 se observa que el número de suscriptores de la Electrificadora del Caquetá para el año 2012 es de 75.777, de los cuales el 91.6% corresponde al sector residencial.

Tabla 4.1.2 Número de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012

| Estrato | Número de suscriptores | Participación |
|-----------|------------------------|---------------|
| Estrato 1 | 43.161 | 62.21% |
| Estrato 2 | 19.506 | 28.12% |
| Estrato 3 | 6.088 | 8.78% |
| Estrato 4 | 621 | 0.90% |
| Estrato 5 | 0 | 0.00% |
| Estrato 6 | 0 | 0.00% |

Fuente: SUI

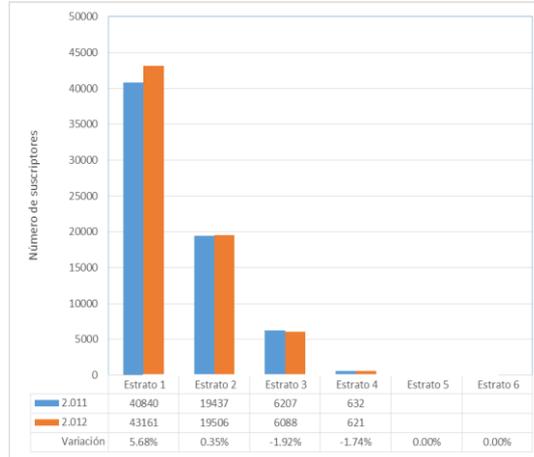
Gráfica 4.1.1 Distribución de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012



Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.1 y Tabla 4.1.2, se concluye que el 90.3% de los usuarios pertenece a los estratos 1 y 2, y el 8.8% al estrato 3.

Gráfica 4.1.2 Variación de Número de Usuarios Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

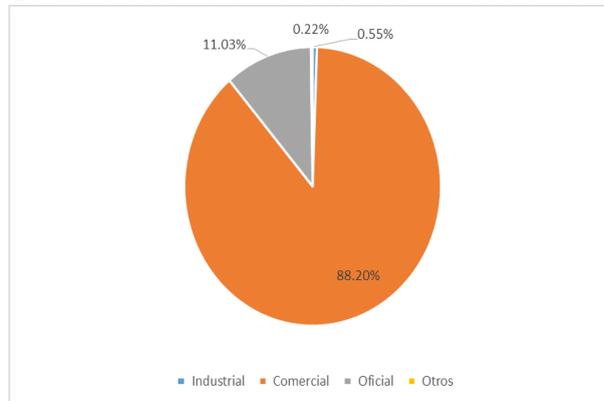
En la Gráfica 4.1.2 puede verse que en el año 2012 hubo incrementos en el número de usuarios residenciales de los estratos 1 y 2 comparados con el año anterior. Estos incrementos anuales oscilaron entre el 0.3% ocurrido en el estrato 2, y el 5.7% en el estrato 1.

Tabla 4.1.3 Número De Usuarios No Residenciales Por Sector 2012

| Sector | Número de usuarios | Participación |
|------------|--------------------|---------------|
| Industrial | 35 | 0.55% |
| Comercial | 5.646 | 88.20% |
| Oficial | 706 | 11.03% |
| Otros | 14 | 0.22% |

Fuente: SUI

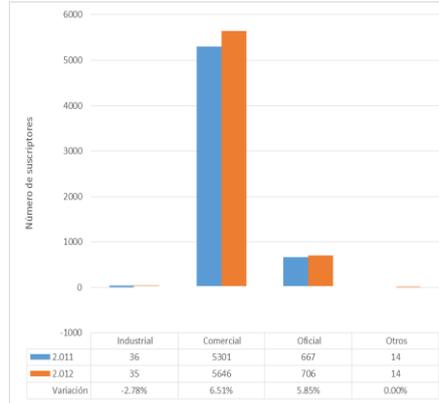
Gráfica 4.1.3 Distribución de Usuarios No Residenciales Por Sector 2012



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.3 y Gráfica 4.1.3 puede verse que en cuanto a los usuarios no residenciales, el 88.2% corresponde al sector comercial, seguido del sector oficial, con el 11%.

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



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.4 se observa que en los sectores comercial y oficial se incrementó el número de usuarios, con relación al año anterior en el 6.5% y 5.9% respectivamente.

Tabla 4.1.4 Distribución De Usuarios Por Departamento

| Departamento | | 2011 | 2012 |
|--------------|------------|--------|--------|
| CAQUETA | Estrato 1 | 40.840 | 43.161 |
| | Estrato 2 | 19.437 | 19.506 |
| | Estrato 3 | 6.207 | 6.088 |
| | Estrato 4 | 632 | 621 |
| | Estrato 5 | 0 | 0 |
| | Estrato 6 | 0 | 0 |
| | Industrial | 36 | 35 |
| | Comercial | 5.301 | 5.646 |
| | Oficial | 667 | 706 |
| | Otros | 14 | 14 |

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.4 se observa que la totalidad de los usuarios están ubicados en el departamento del Caquetá.

Tabla 4.1.5 Número De Usuarios Comparado Con Colombia

| | Total Suscriptores Colombia | Número de usuarios | Participación |
|------------------|-----------------------------|--------------------|---------------|
| Total Estrato 1 | 2.737.327 | 43.161 | 1.58% |
| Total Estrato 2 | 4.317.969 | 19506.00 | 0.45% |
| Total Estrato 3 | 2.375.182 | 6088.00 | 0.26% |
| Total Estrato 4 | 746.906 | 621.00 | 0.08% |
| Total Estrato 5 | 290.667 | 0.00 | 0.00% |
| Total Estrato 6 | 181.398 | 0.00 | 0.00% |
| Total Industrial | 46.971 | 35.00 | 0.07% |
| Total Comercial | 627.674 | 5646.00 | 0.90% |
| Total Oficial | 53.919 | 706.00 | 1.31% |
| Total Otros | 39.970 | 14.00 | 0.04% |

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.1.5 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al estrato 1 con el 1.6%, y el sector oficial con el 1.3%.

Consumos

Tabla 4.1.6 Consumo De Kwh Por Sector

| Sector | KwH | Participación |
|----------------------|-------------|---------------|
| Total Residencial | 78.291.389 | 54.52% |
| Total No Residencial | 65.319.414 | 45.48% |
| Total Suscriptores | 143.610.803 | 100.00% |

Fuente: SUI

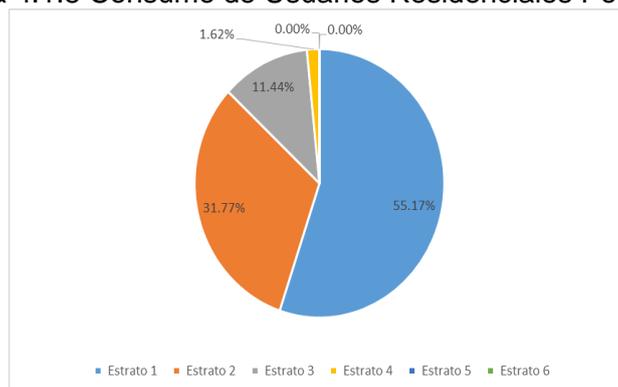
En la Tabla 4.1.6 se observa que el consumo de energía de los suscriptores de la Electrificadora del Caquetá para el año 2012 es de 143.610.803 Kwh, de los cuales el 54.5% corresponde al sector residencial, y el restante 45.5% corresponde al no residencial.

Tabla 4.1.7 Consumo de Kwh de Usuarios Residenciales Por Estrato

| Estrato | KwH | Participación |
|-----------|------------|---------------|
| Estrato 1 | 43.193.545 | 55.17% |
| Estrato 2 | 24.877.052 | 31.77% |
| Estrato 3 | 8.956.251 | 11.44% |
| Estrato 4 | 1.264.541 | 1.62% |
| Estrato 5 | 0 | 0.00% |
| Estrato 6 | 0 | 0.00% |

Fuente: SUI

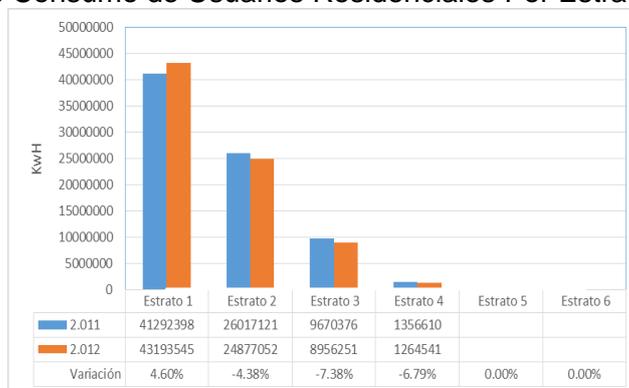
Gráfica 4.1.5 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato



Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.5 y Tabla 4.1.7, se concluye que el 87% del consumo de energía corresponde a usuarios de los estratos 1 y 2, y el 11.4% al estrato 3.

Gráfica 4.1.6 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato 2011 - 2012



Fuente: SUI

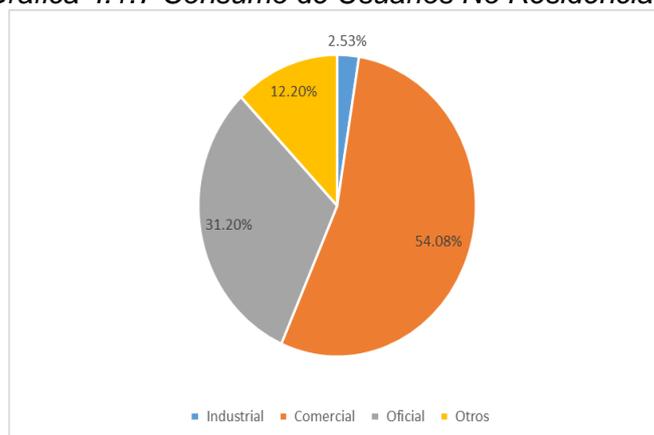
En la Gráfica 4.1.6 se observa que en todos los estratos con excepción del estrato 1 se disminuyó el consumo de energía en el año 2012 en comparación con el año anterior entre el 4.4% y el 7.4%. En el estrato 1 hubo incremento en el consumo del 4.6%.

Tabla 4.1.8 Consumo de Kwh de Usuarios No Residenciales

| Sector | KwH | Participación |
|------------|------------|---------------|
| Industrial | 1.649.989 | 2.53% |
| Comercial | 35.322.915 | 54.08% |
| Oficial | 20.380.086 | 31.20% |
| Otros | 7.966.424 | 12.20% |

Fuente: SUI

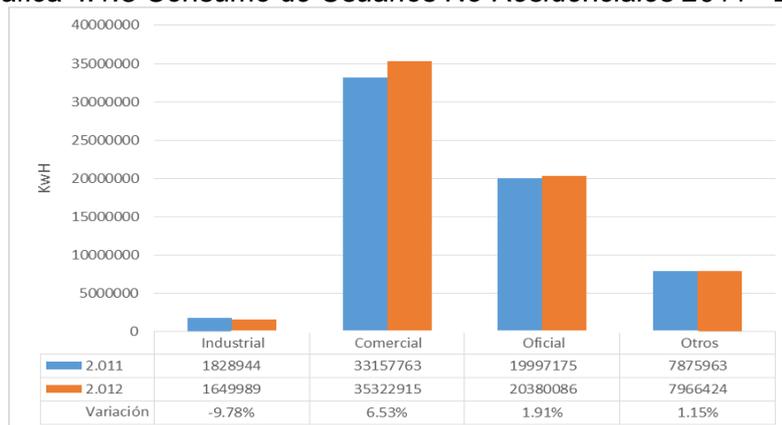
Gráfica 4.1.7 Consumo de Usuarios No Residenciales



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 54.1% corresponde al sector comercial, seguido del oficial con el 31.2%. El menor porcentaje corresponde al sector industrial con el 2.5%.

Gráfica 4.1.8 Consumo de Usuarios No Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

En la Gráfica 8 se observa que en todos los sectores con excepción del industrial, se incrementó el consumo de los usuarios, con relación al año anterior. El mayor incremento ocurrió en el sector comercial con el 6.5%. El sector industrial decreció en el 9.8%.

Tabla 4.1.9 Consumo de Kwh Promedio Anual Por Usuario

| Estrato | Número de suscriptores | KwH | kwh/usuario |
|------------|------------------------|------------|-------------|
| Estrato 1 | 43,161 | 43,193,545 | 1,001 |
| Estrato 2 | 19,506 | 24,877,052 | 1,275 |
| Estrato 3 | 6,088 | 8,956,251 | 1,471 |
| Estrato 4 | 621 | 1,264,541 | 2,036 |
| Estrato 5 | 0 | 0 | 0 |
| Estrato 6 | 0 | 0 | 0 |
| Sector | Número de usuarios | KwH | kwh/usuario |
| Industrial | 35 | 1,649,989 | 47,143 |
| Comercial | 5,646 | 35,322,915 | 6,256 |
| Oficial | 706 | 20,380,086 | 28,867 |
| Otros | 14 | 7,966,424 | 569,030 |

Fuente: SUI

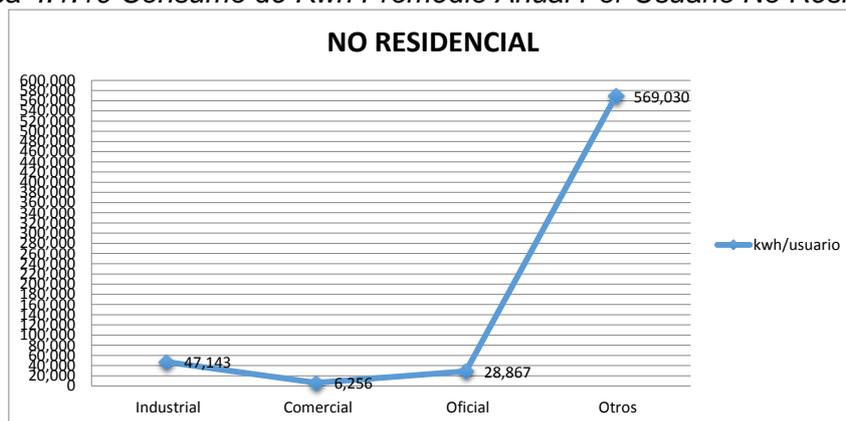
Gráfica 4.1.9 Consumo de Kwh Promedio Anual Por Usuario Residencial



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.9 y Gráfica 4.1.9 se puede observar que los consumos anuales por usuario van desde 1.001 Kwh en el estrato 1 hasta 2.036 Kwh en el estrato 4.

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 otros, con 569.030 Kwh anuales, seguido del sector industrial con 47.143 Kwh.

Tabla 4.1.10 Consumo de Kwh de Usuarios Por departamento

| Departamento | CAQUETA |
|----------------------|------------|
| Estrato 1 | 43.193.545 |
| Estrato 2 | 24.877.052 |
| Estrato 3 | 8.956.251 |
| Estrato 4 | 1.264.541 |
| Estrato 5 | |
| Estrato 6 | |
| Total Residencial | 78.291.389 |
| Industrial | 1.649.989 |
| Comercial | 35.322.915 |
| Oficial | 20.380.086 |
| Otros | 7.966.424 |
| Total No Residencial | 65.319.414 |

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.10 puede verse que la totalidad del consumo corresponde al departamento del Caquetá.

Tabla 4.1.11 Consumo de Kwh Comparado Con Colombia

| | Total Consumo Colombia | Consumo Empresa | Participación |
|------------------|------------------------|-----------------|---------------|
| Total Estrato 1 | 4.407.223.508 | 43.193.545 | 0.98% |
| Total Estrato 2 | 6.109.402.080 | 24.877.052 | 0.41% |
| Total Estrato 3 | 3.964.116.282 | 8.956.251 | 0.23% |
| Total Estrato 4 | 1.453.637.917 | 1.264.541 | 0.09% |
| Total Estrato 5 | 710.278.398 | 0 | 0.00% |
| Total Estrato 6 | 680.918.417 | 0 | 0.00% |
| Total Industrial | 10.065.526.292 | 1.649.989 | 0.02% |
| Total Comercial | 7.060.243.373 | 35.322.915 | 0.50% |
| Total Oficial | 1.079.445.070 | 20.380.086 | 1.89% |
| Total Otros | 1.984.751.818 | 7.966.424 | 0.40% |

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.1.11 que los mayores porcentajes del consumo de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al sector oficial con el 1.9%, y al estrato 1 con el 1%.

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

Tabla 4.1.12 PQR recibidas por la empresa 2012

| AÑO | CAUSAL | CANTIDAD |
|-----|---|----------|
| | Otras inconformidades | 8.494 |
| | Alto consumo | 1.739 |
| | Revisiones a las instalaciones y medidor de usuario | 451 |
| | Cobro de otros bienes o servicios en la factura | 276 |
| | Cambio de medidor o equipo de medida | 268 |
| | cobro de otros cargos de la empresa | 261 |
| | Cobros inoportunos | 176 |
| | Pago sin abono a cuenta | 165 |
| | Estrato | 143 |
| | tarifa cobrada | 128 |
| | TOTAL | 12.101 |



Fuente: SUI

4.2. Análisis tarifario

4.2.1. Cambios Regulatorios en el año 2012

Componente de Pérdidas

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Componente de Transmisión

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

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

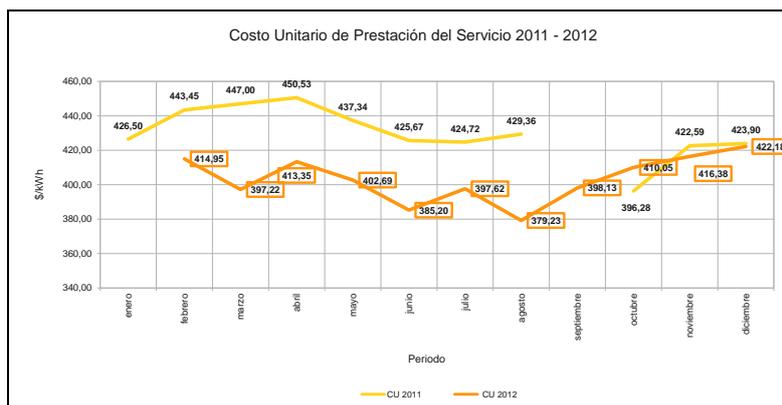
Con lo anterior, y a partir de la publicación de cargos empalmados mes a mes y en el marco de la Resolución CREG 119 de 2007, el componente T aplicado en el mes m a partir de Julio, deberá corresponder con el Cargo Estimado del mes m , en este caso el de Julio, revisión que se efectúa por parte de esta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

4.2.2. Información Costo Unitario de Prestación del Servicio

La gráfica 4.2.1., consolida la información allegada por el prestador del Costo Unitario de Prestación del Servicio para los años 2011 y 2012, donde se evidencia que el CU presenta una reducción para todos los meses, tal como se muestra en la gráfica en el mes de agosto se presenta la mayor variación alcanzando una disminución del 11.68% lo que corresponde a \$50.14 \$/kWh, Estas variaciones en su orden se deben a las componentes de pérdidas por valor de 20,94 \$/kWh, generación por 17.10 \$/kWh y de distribución 16,67 \$/kWh.

Al comparar las tarifas del mes de diciembre de los años 2011 y 2012, muestra una reducción en el CU del 0.41%.

Gráfica 4.2.1. Comportamiento Costo Unitario de Prestación de Servicio



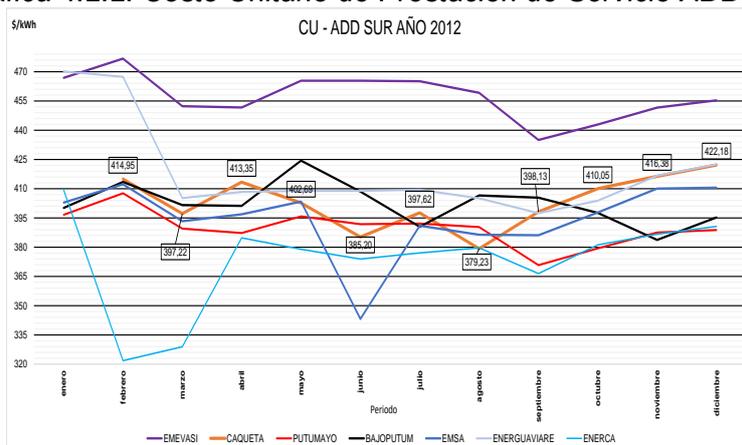
Fuente: *Publicación de Tarifas ESP*

Consideramos pertinente informar que en el mes de agosto de 2012, la componente de pérdidas presenta un valor que es de 2,18\$/kWh, sin embargo, la empresa reportó a la Superintendencia, corrección del componente de transmisión dada la no aplicación de la Resolución CREG 157 de 2011 y no por el componente de pérdidas.

Información Costo Unitario de Prestación del Servicio para el ADD Sur

El comportamiento del CU de las empresas que conforman el ADD Sur, durante el año 2012, se muestran en el gráfico 4.2.2.

Gráfica 4.2.2. Costo Unitario de Prestación de Servicio ADD 'Sur



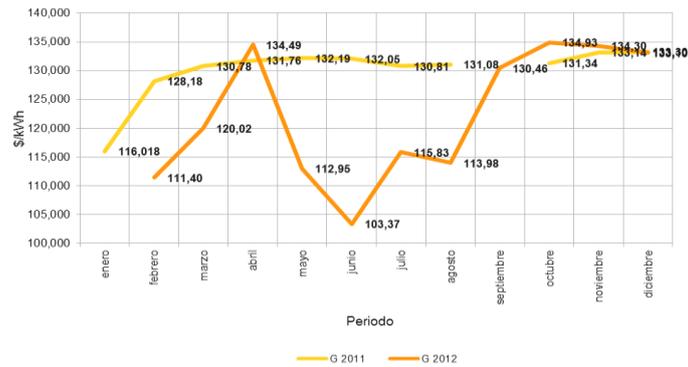
Fuente: *Publicación de tarifas de ESP de ADD Sur*

Componente de Generación

A diferencia del comportamiento relativamente estable pero hacia el alza observado en el 2011, para el 2012 la componente de compra de energía se presenta bastante volátil con tendencia creciente durante el 2012 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 75 % de su demanda en bolsa, lo que se traduce en un mayor riesgo e inestabilidad en este componente. Lo anterior significa que los factores con mayor influencia en el comportamiento de esta variable, es la cantidad de energía estructura que se transan en bolsa y no son las cantidades de energía, si no los precios tranzados tanto en contratos como en bolsa.

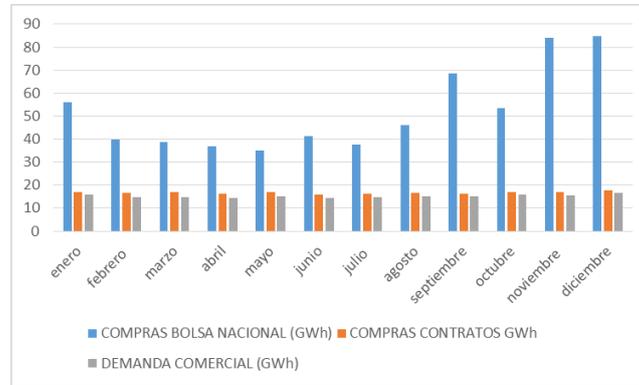
Gráfico 4.2.3. Comparativo G 2011 – 2012

Costo Compra de Energía 2011 - 2012



Fuente: Información Publicada por la ESP

Gráfico 4.2.4 Comparativo Compras en Contrato Bolsa y Demanda Comercial Regulada 2011 – 2012.



Fuente: Información Publicada por XM - Neón

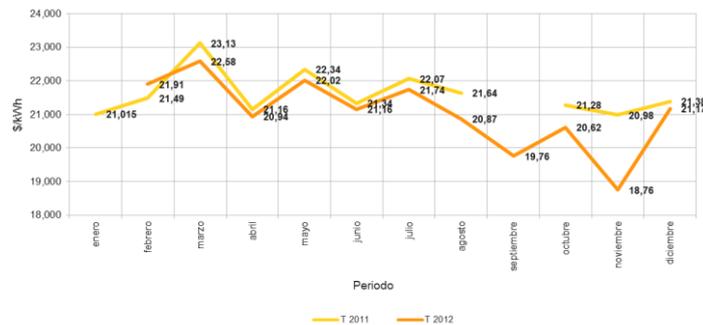
Componente de Transmisión

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 2011 - 2012



Fuente: Información de la ESP – Publicada por XM

Componente de Distribución D:

El Ministerio de Minas y Energía -MME mediante la Resolución 18 0696 del 04 de Mayo de 2011, determinó el Área de Distribución Sur, de la cual hace parte la Electrificadora de Caquetá S.A. E.S.P., buscando con ello la integración de varias con el fin de normalizar la componente de distribución -D de la tarifa regulada.

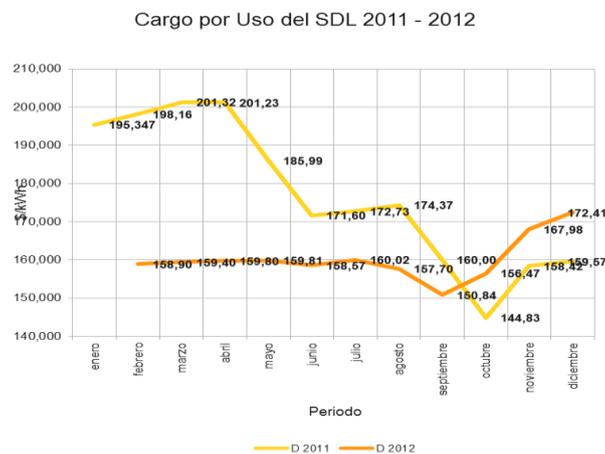
Los otros prestadores que hacen parte de la ADD Sur, son Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P., Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P., Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P., Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., Electrificadora del Meta S.A. E.S.P., Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P. y Empresa de Energía Eléctrica del Guaviare S.A. E.S.P.

Desde el punto de vista del usuario, el efecto de la ADD, la cual determina un cargo de distribución (componente D de la tarifa) único para todos los agentes que la integran, es que las empresas cuyo cargo D es superior al cargo único, aplicarán un D menor a sus usuarios y viceversa; por lo tanto, para el caso en que el cargo de la empresa es menor, es decir $Dt(\text{agente}) < Dt(\text{único})$, algunas empresas tratan de minimizar el impacto de incrementar súbitamente la tarifa, al aplicar la opción tarifaria definida en la resolución CREG 168 de 2008 y que le ofrece la posibilidad de cambiar el CU cuando las condiciones del mercado presentan un impacto considerable para el consumidor.

Teniendo en cuenta que esta variable representa aproximadamente el 30% del costo unitario final, su comportamiento impacta la estabilidad general del 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 Publicada por la ESP

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 Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.

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

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

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

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

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

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

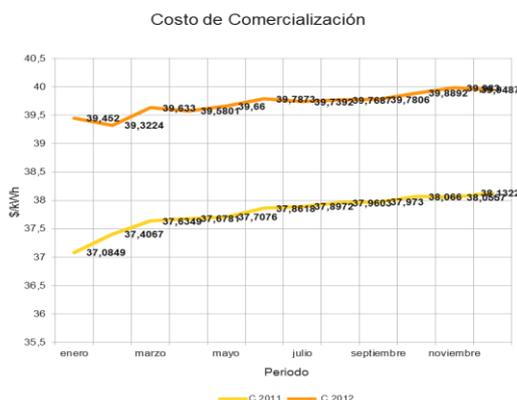
En virtud de dicha función, la Dirección Técnica de Gestión de Energía - DTGE, identificó la necesidad de implementar una jornada de verificación del reporte y cálculo del Porcentaje de Administración, Operación y Mantenimiento a Reconocer - PAOMR para cada uno de los operadores de red - OR, relativo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

Dentro de la mencionada jornada, se solicitó a Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P., la verificación del cálculo del PAOMR reportado el año 2011 y 2012 con información 2010 y 2011, resultado de dicha verificación, la empresa determinó que el PAOMR 2011 es igual a 2,51% y el PAOMR 2012 tiene un valor de 2,48%.

Componente de Comercialización:

Se mantiene la tendencia creciente de este componente, similar a la observada durante el 2011.

Gráfico 4.2.7. Comparativo C 2011 – 2012



Fuente: Información Publicada por la ESP

Componente de Pérdidas Pr

Dado que la componente de pérdidas es una función directa de las componentes de Generación y Transmisión, los incrementos parciales evidenciados durante el año en la componente G, en cierta medida se compensaron, con las disminuciones de la componente T.

El comportamiento de la componente de pérdidas en 2012 fue oscilatorio de enero a agosto y relativamente estable durante el resto del año, tal como se reseña en la Gráfica 4.2.8.

Gráfica 4.2.8. Comportamiento componente P, años 2011 - 2012



Fuente: Información Publicada por 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



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 4.2.10, podemos observar la tarifa aplicada por la Electrificadora del Caquetá a cada estrato durante el año 2012. Es así que para enero la tarifa aplicada fue de 379,23 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 187,27 \$/kWh, asignado un subsidio del 50,6% para este periodo.

Gráfica 4.2.10 Tarifas 2012, mes a mes, por estrato



Fuente: Información Publicada por la ESP

De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que el resultado de las variaciones mensuales fue un incremento del 11,32% en la tarifa, que para enero fue de 379,23 \$/kWh y para diciembre de 422,18 \$/kWh.

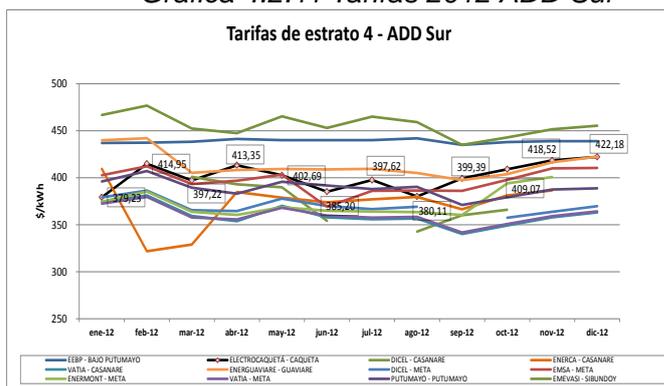
Evolución de las tarifas 2012 del prestador frente a los comercializadores y distribuidores del ADD Sur.

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 Sur:

Gráfica 4.2.11 Tarifas 2012 ADD Sur



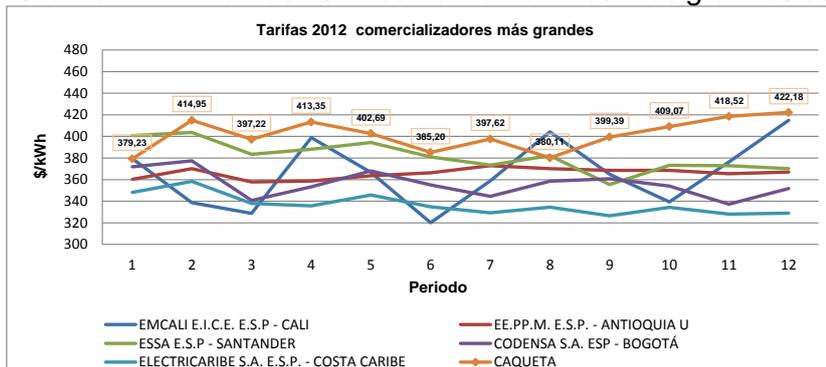
Fuente: Tarifas publicadas por las ESP del ADD Sur y Comercializadores

De la gráfica 4.2.11, se concluye que la empresa pasó de ocupar la séptima posición como empresa con la tarifa aplicada más costosa a la cuarta, lo cual es apenas comprensible toda vez que su tarifa tuvo un aumento del 11%.

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 de las tarifas más altas.

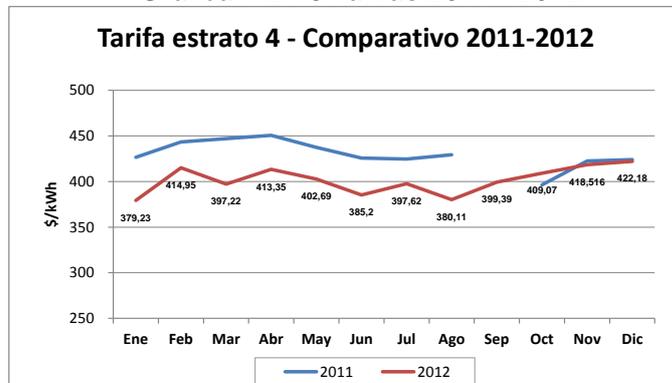
Gráfica 4.2.12 Tarifas 2012 comercializadores más grandes del país



Fuente: Tarifas publicadas por las ESP

Comparativo de tarifas años 2011 - 2012 del prestador

Gráfica 4.2.13 Tarifas 2011 - 2012



Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

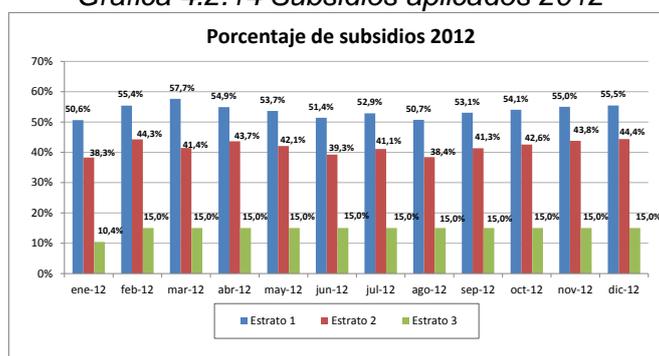
En la gráfica anterior podemos observar que la empresa mantiene su comportamiento oscilatorio, el cual está influenciado por su pertenencia al ADD.

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 4.2.14 Subsidios aplicados 2012



Fuente: Cálculos SSPD con base Tarifas publicadas por el prestador

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.

4.2.4. Subsidios y Contribuciones

En la tabla 4.2.1., presenta un comparativo entre los subsidios otorgados y contribuciones recaudadas para los años 2011 y 2012, de acuerdo con la información reportada al SUI por parte del prestador.

Tabla 4.2.1 Subsidios y Contribuciones 2011-2012

| Estrato/Sector | 2011 | 2012 |
|--------------------|-----------------|-----------------|
| Estrato 1 | 9.535.058.521 | 8.808.215.896 |
| Estrato 2 | 4.621.320.397 | 3.810.103.108 |
| Estrato 3 | 493.704.677 | 447.266.062 |
| Total Subsidios | 14.650.083.595 | 13.065.585.066 |
| Industrial | 118.153.298 | 94.687.619 |
| Comercial | 2.605.181.943 | 2.634.812.169 |
| Total Contribución | 2.723.335.241 | 2.729.499.788 |
| Déficit | -11.926.748.354 | -10.336.085.278 |

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

¹ UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.

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 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, el déficit del prestador disminuyó 13%, aproximadamente \$1.590 millones de pesos entre los años 2011 y 2012. La empresa otorgó durante el 2012 subsidios cercanos a \$ 13.065 millones de pesos, de los cuales el 67% (\$8.808 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 1, el 29% al estrato 2 (\$3.810 millones) y 3% al estrato 3 (\$447 millones). En lo que se refiere a los aportes solidarios el 96% se facturaron a los usuarios comerciales (\$2.635 millones). No se registran recursos de los usuarios de estratos 5 y 6.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$10.336 millones de pesos, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$13.065 millones y recaudar un total de \$2.729 millones por concepto de contribución.

Según las conciliaciones efectuadas por el Ministerio, en la tabla 4.2.2. se presenta el consolidado entre el año 2011 y 2012, donde se observó lo siguiente:

Tabla 4.2.2 Conciliaciones MME 2011-2012

| Concepto | | 2011 | 2012 |
|---------------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Subsidios | | 14.619.083.773 | 13.040.239.107 |
| Contribuciones | | 2.792.208.946 | 2.766.060.040 |
| Déficit / Superávit | | -11.826.874.827 | -10.274.179.067 |
| Giros de | Presupuesto Nal | 15.626.844.335 | 11.276.561.000 |
| | FSSRI | 450.506.756 | 366.000.000 |

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 \$10.274 millones, los cuales son cubiertos con recursos del Presupuesto Nacional por un monto de \$11.276 millones, con recursos del FSSRI se giraron cerca de \$366 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 | 21% | 13,4% | No Cumple |
| Cobertura de Intereses – Veces | 6 | 14,4 | Cumple |
| Rotación de Cuentas por Cobrar- Días | 56 | 54,7 | Cumple |
| Rotación de Cuentas por Pagar – Días | 26 | 2,8 | Cumple |
| Razón Corriente – Veces | 1,5 | 1,5 | Cumple |

Fuente: SUI

De acuerdo a los referentes establecidos para 2012, Electrocaqueta S.A. E.S.P., cumple con 4 de los indicadores de gestión financieros planteados para las Empresas comercializadoras y distribuidoras del servicio de energía eléctrica.

La empresa no da cumplimiento al indicador de Margen operacional, indicando que los ingresos percibidos generan un Ebitda mayor al necesitado para cumplir con el referente de la CREG, situación que no refleja mal comportamiento financiero de la prestador, pero si es necesario ajustar sus costos para evidenciar un mejor indicador de Margen operacional.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

1. Oportunidad de cargue

La Empresa Electrificadora del Caquetá S.A. ESP, presenta los siguientes formatos pendientes para el año 2012:

Tabla 6.1. Formatos pendientes de cargue.

| Formato | Periodicidad | Período | Resolución |
|---|--------------|---------|----------------|
| FORMATO 27 DESCUENTOS Y EXENCIONES CONTRIBUCIONES | TRIMESTRAL | 1 | 20121300004355 |
| FORMATO 27 DESCUENTOS Y EXENCIONES CONTRIBUCIONES | TRIMESTRAL | 2 | 20121300004355 |
| FORMATO 27 DESCUENTOS Y EXENCIONES CONTRIBUCIONES | TRIMESTRAL | 3 | 20121300004355 |
| FORMATO 8 | TRIMESTRAL | 1 | 20102400008055 |
| FORMATO 8 | TRIMESTRAL | 2 | 20102400008055 |
| FORMATO 8 | TRIMESTRAL | 3 | 20102400008055 |
| FORMATO 8 | TRIMESTRAL | 4 | 20102400008055 |
| FORMULARIO 7 | TRIMESTRAL | 2 | 20102400008055 |
| FORMULARIO 7 | TRIMESTRAL | 3 | 20102400008055 |
| FORMULARIO 7 | TRIMESTRAL | 4 | 20102400008055 |

Fuente SUI

Se evidencia que la empresa mencionada ha realizado los cargues correspondientes al año 2012, exceptuando la información del formato 8 (Información de calidad), formato 27 (Información de usuarios industriales beneficiarios del descuento y exención tributaria) Y Formulario 7 (Información de calidad). Se debe tener en cuenta que el 70% de los formatos reportados lo realizo de manera extemporánea.

En cuanto al reporte del formato 27 del cuarto trimestre, se generaron cambios según lo establecido por la Resolución DIAN 000139 de noviembre 21 de 2012, la cual estableció una nueva clasificación de actividades económicas, las cuales se encuentran en proceso de actualización dentro del validador del SUI.

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

Calidad de la información comercial residencial

Usuarios por estrato

Tabla 6.2. Usuarios por estrato.

| | Estrato1 | Estrato2 | Estrato3 | Estrato4 |
|------------|----------|----------|----------|----------|
| Ene | 41,999 | 19,334 | 6,108 | 621 |
| Feb | 42,167 | 19,363 | 6,108 | 620 |
| Mar | 42,284 | 19,393 | 6,113 | 617 |
| Abr | 42,375 | 19,405 | 6,103 | 619 |
| May | 42,425 | 19,417 | 6,077 | 617 |
| Jun | 42,667 | 19,454 | 6,076 | 618 |
| Jul | 42,857 | 19,508 | 6,056 | 618 |
| Ago | 43,001 | 19,499 | 6,044 | 616 |
| Sep | 43,196 | 19,519 | 6,048 | 616 |
| Oct | 43,508 | 19,490 | 6,047 | 613 |
| Nov | 43,762 | 19,517 | 6,028 | 616 |
| Dic | 44,097 | 19,527 | 6,023 | 618 |

Fuente SUI

Consumo por estrato

Tabla 6.3. Consumo por estrato.

| | Estrato1 | Estrato2 | Estrato3 | Estrato4 |
|------------|----------|----------|----------|----------|
| Ene | 3.47 | 2.05 | 0.75 | 0.11 |
| Feb | 3.85 | 2.22 | 0.81 | 0.12 |
| Mar | 3.59 | 2.09 | 0.76 | 0.11 |
| Abr | 3.40 | 2.01 | 0.71 | 0.10 |
| May | 3.42 | 1.99 | 0.72 | 0.10 |
| Jun | 3.53 | 2.03 | 0.73 | 0.11 |
| Jul | 3.30 | 1.91 | 0.68 | 0.09 |
| Ago | 3.51 | 2.01 | 0.71 | 0.10 |
| Sep | 3.61 | 2.07 | 0.75 | 0.10 |
| Oct | 3.55 | 2.00 | 0.72 | 0.10 |
| Nov | 3.91 | 2.21 | 0.79 | 0.12 |
| Dic | 4.05 | 2.29 | 0.82 | 0.12 |

Fuente SUI

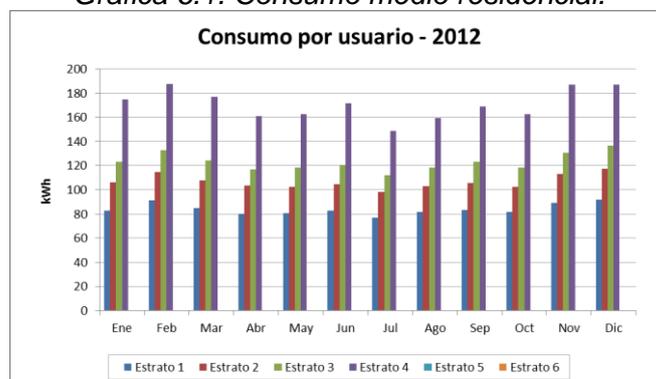
Consumo medio (kWh/usuarios)

Tabla 6.4. Consumo medio residencial.

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

Fuente SUI

Grafica 6.1. Consumo medio residencial.



Fuente SUI

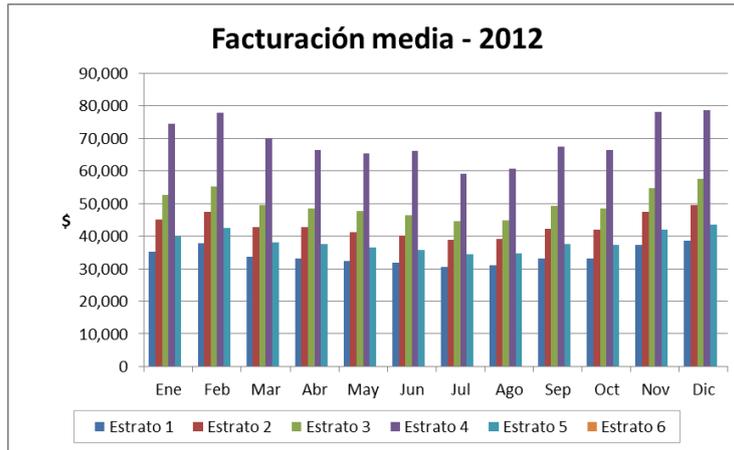
Facturación media (Valor facturado/Cantidad de usuarios)

Tabla 6.5. Facturación media residencial.

| | Estrato 1 | Estrato 2 | Estrato 3 | Estrato 4 | Estrato 5 |
|-----|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Ene | 35,151 | 45,231 | 52,560 | 74,558 | 39,937 |
| Feb | 37,736 | 47,509 | 55,145 | 77,824 | 42,430 |
| Mar | 33,563 | 42,875 | 49,415 | 70,185 | 37,950 |
| Abr | 33,068 | 42,756 | 48,367 | 66,508 | 37,478 |
| May | 32,332 | 41,174 | 47,583 | 65,412 | 36,487 |
| Jun | 31,763 | 40,263 | 46,359 | 66,162 | 35,764 |
| Jul | 30,467 | 38,937 | 44,602 | 59,048 | 34,356 |
| Ago | 30,926 | 39,158 | 44,920 | 60,616 | 34,734 |
| Sep | 33,199 | 42,282 | 49,270 | 67,544 | 37,460 |
| Oct | 33,215 | 41,964 | 48,453 | 66,521 | 37,278 |
| Nov | 37,242 | 47,317 | 54,644 | 78,208 | 41,915 |
| Dic | 38,593 | 49,608 | 57,639 | 78,767 | 43,640 |

Fuente SUI

Grafico 6.2. Facturación media residencial.



Fuente: SUI

Calidad de la información no residencial

Usuarios por Sector

Tabla 6.6. Usuarios por sector.

| | Comercial | Industrial | Oficial |
|-----|-----------|------------|---------|
| Ene | 5,493 | 42 | 677 |
| Feb | 5,502 | 33 | 685 |
| Mar | 5,530 | 33 | 687 |
| Abr | 5,557 | 33 | 688 |
| May | 5,591 | 32 | 689 |
| Jun | 5,612 | 32 | 688 |
| Jul | 5,623 | 32 | 689 |
| Ago | 5,656 | 32 | 688 |
| Sep | 5,675 | 30 | 689 |
| Oct | 5,682 | 30 | 693 |
| Nov | 5,700 | 30 | 699 |
| Dic | 5,758 | 30 | 702 |

Fuente SUI

Consumo por sector

Tabla 6.7. Consumos por sector.

| | Comercial | Industrial | Oficial |
|-----|-----------|------------|---------|
| Ene | 2.74 | 0.15 | 1.68 |
| Feb | 3.04 | 0.12 | 1.78 |
| Mar | 2.84 | 0.11 | 1.73 |
| Abr | 2.67 | 0.10 | 1.56 |
| May | 2.79 | 0.11 | 1.70 |
| Jun | 2.92 | 0.11 | 1.66 |
| Jul | 2.68 | 0.10 | 1.47 |
| Ago | 2.96 | 0.17 | 1.71 |
| Sep | 3.09 | 0.16 | 1.72 |
| Oct | 2.88 | 0.17 | 1.69 |
| Nov | 3.18 | 0.17 | 1.85 |
| Dic | 3.53 | 0.17 | 1.82 |

Fuente SUI

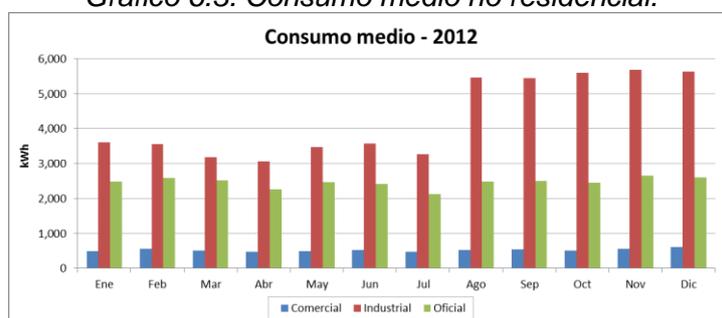
Consumo medio (kWh/usuarios)

Tabla 6.8. Consumo medio no residencial.

| | Comercial | Industrial | Oficial |
|-----|-----------|------------|----------|
| Ene | 498.77 | 3,601.19 | 2,475.40 |
| Feb | 553.24 | 3,555.30 | 2,591.73 |
| Mar | 513.69 | 3,188.85 | 2,518.19 |
| Abr | 479.66 | 3,062.64 | 2,267.56 |
| May | 499.57 | 3,465.59 | 2,471.81 |
| Jun | 520.61 | 3,579.88 | 2,419.83 |
| Jul | 477.12 | 3,264.94 | 2,132.68 |
| Ago | 522.78 | 5,454.31 | 2,489.29 |
| Sep | 543.90 | 5,447.63 | 2,503.53 |
| Oct | 506.42 | 5,592.70 | 2,442.45 |
| Nov | 558.76 | 5,680.43 | 2,645.89 |
| Dic | 612.97 | 5,634.03 | 2,595.21 |

Fuente SUI

Grafico 6.3. Consumo medio no residencial.



Fuente SUI

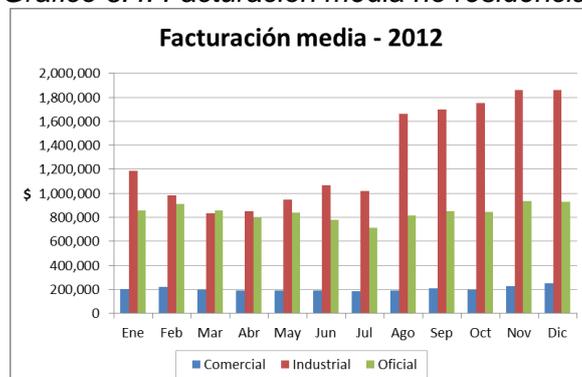
Facturación media (Valor facturado/Cantidad de usuarios)

Tabla 6.9. Facturación media no residencial.

| | Comercial | Industrial | Oficial |
|-----|------------|--------------|------------|
| Ene | 203,936.41 | 1,190,140.36 | 854,123.42 |
| Feb | 219,422.03 | 981,153.70 | 909,345.31 |
| Mar | 195,147.63 | 831,210.03 | 854,370.72 |
| Abr | 189,082.96 | 852,718.58 | 798,159.58 |
| May | 191,882.53 | 945,163.31 | 838,851.83 |
| Jun | 191,934.55 | 1,067,896.59 | 777,553.82 |
| Jul | 181,564.01 | 1,019,085.72 | 714,435.54 |
| Ago | 190,768.37 | 1,663,380.81 | 813,277.29 |
| Sep | 208,060.53 | 1,695,835.87 | 853,800.70 |
| Oct | 199,046.90 | 1,750,061.67 | 846,534.46 |
| Nov | 225,077.02 | 1,859,801.40 | 935,845.18 |
| Dic | 248,293.93 | 1,857,788.30 | 931,356.12 |

Fuente SUI

Grafico 6.4. Facturación media no residencial.



Fuente SUI

Mesas de ayuda

Tabla 6.10. Mesas de ayuda.

| APLICACIÓN | APOYO | ESTADO | | |
|---------------------|-------|----------|---------|------------|
| | | ASIGNADA | CERRADA | CONTESTADA |
| CAMBIO DE DATOS | | | | 3 |
| CARGUE MASIVO | | | | 16 |
| FABRICA | | | | 1 |
| INFORMACION GENERAL | | | | 2 |
| SITIO SUI | | | | 6 |
| VALIDADOR | | | | 2 |

Fuente SUI

7. ACCIONES DE LA SSPD

De conformidad con la información que reposa en la Dirección de Investigaciones para Energía y Gas, esta Superintendencia no adelantó investigaciones al prestador ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La empresa genera menores utilidades para la vigencia 2012, relacionadas con el mayor valor de los gastos y los costos operacionales en relación con el crecimiento de los ingresos del periodo,

El aumento del pasivo se encuentra ligado directamente a incremento de las cuentas por pagar (acreedores), mientras que el mayor valor del Activo se encuentra relacionado con el disponible.

La empresa presenta un nivel de cumplimiento aceptable de los indicadores de la CREG, evidenciando 4 referentes positivos y uno negativo, este se encuentra relacionado con los mayores costos y gastos de la compañía,

A lo largo del 2012 se observan tarifas relativamente estables, que se han venido incrementando a partir del último trimestre, como resultado del comportamiento creciente del componente distribución.

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

No obstante lo anterior, y a diferencia de otros sectores los déficit de la estructura tarifaria de la empresa son atendidos a través del Presupuesto Nacional. Para el 2012, la empresa presentó un déficit de \$10.336 millones.