

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



Libertad y Orden

**Prosperidad
para todos**

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE**

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

INFORME EJECUTIVO DE GESTIÓN EMPRESA DE ENERGÍA DE QUINDIO S.A. E.S.P.

ANÁLISIS AÑO 2012

AUDITOR: Gestión y Auditoria Especializada Ltda.

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. se constituyó en el año 1988 para desarrollar las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La Empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$55.985.293.200 y tiene su sede principal en la ciudad de Armenia. Su última actualización en RUPS fue el día 19 de Marzo de 2013.

Tabla 1. Datos Generales

| | |
|---------------------------|--|
| Tipo de sociedad | Sociedad Anónima (S.A.) |
| Razón social | Empresa de energía del Quindío S.A. E.S.P. |
| Sigla | EDEQ S.A.E.S.P. |
| Nombre del gerente | Cesar Augusto Velasco Ocampo |

Fuente: SUI

ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General

Tabla 2.1 Balance General

| BALANCE GENERAL | 2012 | 2011 | Var |
|---------------------------------------|--------------------------|--------------------------|---------------|
| Activo | \$212.070.025.029 | \$185.951.636.698 | 14,05% |
| Activo Corriente | \$45.224.900.234 | \$42.912.220.576 | 5,39% |
| Activos de Propiedad, Planta y Equipo | \$113.291.094.790 | \$113.543.029.096 | -0,22% |
| Inversiones | \$5.705.570.612 | \$1.068.115.056 | 434,17% |
| Pasivo | \$62.105.153.223 | \$68.328.323.721 | -9,11% |
| Pasivo Corriente | \$35.167.674.074 | \$37.310.357.598 | -5,74% |
| Obligaciones Financieras | \$13.452.805.268 | \$15.903.237.513 | -15,41% |
| Patrimonio | \$149.964.871.806 | \$117.623.312.977 | 27,50% |
| Capital Suscrito y Pagado | \$55.985.293.200 | \$55.985.293.200 | 0,00% |

Fuente: SUI

Para el año 2012 los Activos de la Empresa ascienden a \$ 212.070 millones, presentando un incremento de \$26.118 millones con respecto al año anterior, variación producida por el aumento de otros Activos, cuenta que se ubica en \$50.232 millones, la cual presentó un crecimiento de \$23.868 millones, como consecuencia del ascenso en las valorizaciones, las cuales pasaron de \$16.118 a \$44.142 millones. El último estudio de valorización de Activos fijos fue realizado en el año 2012 y registrado en el

mes de diciembre de acuerdo a la información suministrada en la nota 10 de los Estados Financieros.

En cuanto a las inversiones, se evidencia un crecimiento de \$4.637 millones con respecto a 2011, las cuales pasaron de \$1.068 a \$5.705 millones, como consecuencia del aumento de 802,16% en inversiones de administración de liquidez en renta variable, las cuales corresponden en su totalidad a derechos en fondos de valores y fiducias de inversión, de acuerdo al informe presentado por el Auditor estas están constituidas en carteras colectivas, de acuerdo a lo explicado en la nota 4 de los estados financieros.

En la cuenta de efectivo se evidencia una reducción del 10,81%, ubicándose en \$7.421 millones, esta variación corresponde a la disminución en el valor de la caja en \$566 millones; adicionalmente se presenta una decrecimiento en la cuenta de bancos y corporaciones por \$353 millones, provocado por la salida de \$818 millones en la cuenta Corriente a pesar del incremento en cuenta de ahorro por \$465 millones. Esta variación es explicada por parte del Auditor como consecuencia del menor recaudo presentado en 2012.

Por otra parte la cuenta de deudores descendió a \$34.414 millones, al presentar una disminución de 1,72% con respecto a 2011, esta variación no es significativa pero se presenta como resultado de la reducción en los deudores por concepto de servicio de energía, los cuales decrecieron \$1.842 millones, debido al corte de un usuario industrial que se encontraba en proceso de liquidación de acuerdo a lo informado por parte del Auditor; de igual forma la cuenta de deudores por concepto de subsidios del servicio de energía, presentó una disminución de \$3.262 millones.

El 53,42% del total de los Activos de la Empresa están concentrados en la cuenta de propiedad planta y equipo, que para el año 2012 es de \$113.291 millones, esta presentó un descenso de \$252 millones con respecto al año anterior; en esta variación se evidencia un incremento de \$3.221 millones en las construcciones en curso, de los cuales \$2.905 millones corresponden a redes, líneas y cables.

El Activo Corriente corresponde al 21,33% de los Activos Totales de la Empresa, el cual presentó un incremento del 5,39%, pasando de \$42.912 millones en 2011 a \$45.225 millones en 2012; compuesto principalmente por deudores en \$31.150 millones de los cuales \$14.101 millones corresponden a deudores del servicio de energía, seguido por efectivo de \$7.421 millones e inversiones por \$5.607 millones.

Con respecto a los Pasivos estos disminuyeron un 9,11%, descendiendo a \$62.105 millones, variación producida por la reducción de \$4.597 millones en las cuentas por pagar, que para 2012 eran de \$23.148 millones, como consecuencia de la reducción en la cuenta de adquisición de bienes y servicios \$4.625 millones; de igual forma los impuestos contribuciones y tasas por pagar presentaron un decrecimiento en \$255 millones.

Las Obligaciones Financieras descendieron \$2.450 millones, pasando de \$15.903 a \$13.452 millones, esta variación se presenta como consecuencia de la reducción del 15,82% en el financiamiento en banca comercial el cual es de \$13.300 millones en el año 2012, la Empresa presenta Obligaciones Financieras con Bancolombia S.A., y el Banco BBVA S.A.

Por otra parte los Pasivos estimados y Provisiones presentaron un aumento de \$1.605 millones, explicados en la variación presentada en la provisión para contingencias en

litigios o demandas, la cual aumentó \$1.543 millones, al igual que las Provisiones para pensiones que crecieron \$903 millones; a pesar de la reducción en la provisión para Obligaciones fiscales en \$774 millones.

El Pasivo Corriente corresponde al 56,63% del total de Pasivos, el cual desciende a \$35.168 millones en 2012, presentando una disminución de 5,74% con respecto a 2011, en el Pasivo Corriente se destacan las cuentas por pagar por \$21.224 millones, Pasivos estimados y Provisiones por \$8,221 millones y Obligaciones Financieras por \$2.944 millones.

El Patrimonio presentó un incremento de 27,50%, con respecto a 2011, ascendiendo a \$149.965 millones en 2012, soportado en el aumento en el superávit por valorización, cuenta que pasó de \$16.118 millones en 2011 a \$44.142 millones en 2012. Los resultados del ejercicio para 2012 fueron de 14.953 millones en los cuales se evidencia un incremento de \$12.216 millones con respecto a 2011.

En cuanto a la estructura de capital de la Empresa, el 70,71% de los fondos de la Empresa son propios y el 29,29% restante son aportados por acreedores.

2.2 Estado de Resultados

Tabla 2.2 Estado de Resultados

| ESTADO DE RESULTADOS | 2012 | 2011 | VAR |
|--------------------------------|-------------------|-------------------|--------|
| INGRESOS OPERACIONALES | \$152.917.640.158 | \$143.473.944.497 | 6,58% |
| COSTOS OPERACIONALES | \$109.080.556.878 | \$106.371.329.906 | 2,55% |
| GASTOS OPERACIONALES | \$31.834.802.924 | \$27.871.311.192 | 14,22% |
| UTILIDADES OPERACIONALES | \$12.002.280.356 | \$9.231.303.399 | 30,02% |
| OTROS INGRESOS | \$5.135.434.263 | \$4.888.297.745 | 5,06% |
| OTROS GASTOS | \$2.184.956.584 | \$1.903.746.091 | 14,77% |
| GASTO DE INTERESES | \$1.143.003.956 | \$918.380.886 | 24,46% |
| UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO | \$14.952.758.035 | \$12.215.855.053 | 22,40% |

Fuente: SUI

Los Ingresos Operacionales para el 2012 fueron de \$152.917 millones, presentando un incremento del 6,58% con respecto al 2011, impulsado en su mayoría por el aumento en las ventas del servicio de energía, las cuales fueron de \$9.412 millones, pasando de \$143.417 a \$152.829 millones, en los cuales \$5.572 millones corresponden a comercialización. Por el contrario se presentó una reducción de \$41.160 millones en la actividad de distribución. Los Ingresos Operacionales de la Empresa corresponden a comercialización en el mercado regulado, mercado no regulado, alumbrado público, conexiones y sistema de distribución.

Los Costos Operacionales representan el 71,33% de los Ingresos Operacionales, estos aumentaron un 2,55% con respecto al año anterior, pasando de \$106.371 a \$109.081 millones, como consecuencia del incremento en \$14.813 millones en el uso de líneas, redes y ductos; por otra parte se evidencia un crecimiento de \$2.065 millones en las compras de energía en bloque y/o a largo plazo.

Los Gastos Operacionales aumentaron 14,22%, pasando de \$27.871 a \$31.835 millones, de los cuales \$19.856 millones corresponden a Gastos de administración y

\$11.979 millones a Depreciaciones, amortizaciones, Provisiones y agotamiento, con un incremento del 21,44% y 3,98% respectivamente.

Los Gastos de administración aumentaron \$3.505 millones, esto explicado por el incremento en sueldos y salarios por \$1.372 millones, y el aumento de Gastos generales por \$1.023 millones los cuales incluyen registros por conceptos de comisiones, honorarios y servicios, y estudios y proyectos.

La cuenta de Depreciaciones, amortizaciones, Provisiones y agotamiento aumentó \$458 millones, ascendiendo a \$11.979 millones; la provisión para protección de propiedad planta y equipo presentó un incremento de \$1,006 millones con respecto a 2011, al igual que la provisión para contingencias por concepto de litigios o demandas en \$743 millones. La depreciación de propiedad planta y equipo fue de \$702 millones en 2012, esta presentó una variación de \$85 millones con respecto a 2011.

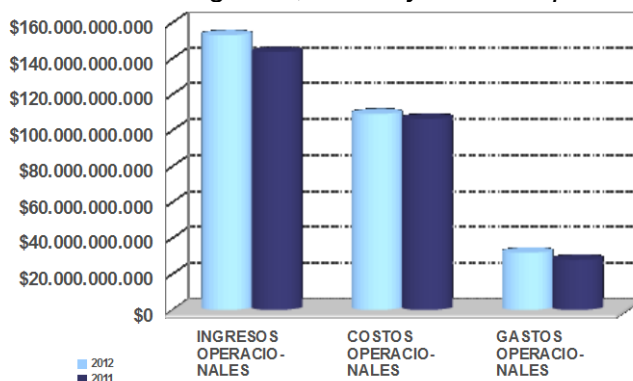
La Empresa obtuvo utilidades Operacionales por \$12.002 millones, presentando un incremento de 30,02% con respecto a 2011, debido a que el aumento de los Ingresos Operacionales superó el crecimiento de la estructura de costos y Gastos Operacionales con respecto a la vigencia anterior.

Los Ingresos No Operacionales fueron de \$5.135 millones, presentando un incremento del 5,06%, como resultado del crecimiento en los Ingresos por concepto de intereses en \$225 millones de las Obligaciones Financieras de créditos obtenidos. Los Ingresos extraordinarios ascendieron \$267 millones, ascendiendo a \$472 millones en 2012.

Por otra parte los Gastos No Operacionales en 2012 ascendieron a \$2.185 millones, los cuales aumentaron 14,77% con respecto al año anterior, esta variación es explicada por el incremento en Gastos de intereses, los cuales presentaron un aumento de \$225 millones con respecto al año anterior, pasando de \$918 a \$1.143 millones. Intereses que corresponden en su mayoría a Obligaciones Financieras de créditos obtenidos, para optimizar las exigencias del costo de capital, con un enfoque directo en la generación de valor para los grupos de interés, de acuerdo a lo informado por el Auditor.

La Utilidad neta fue de \$14.953 millones, la cual presentó un incremento de 22,40% con respecto a 2011, como resultado del crecimiento en la utilidad operacional con respecto a 2011 y de los Ingresos No Operacionales, a pesar del aumento evidenciado en los Gastos No Operacionales.

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 | 1,2 |
| Rotación de Cuentas por Cobrar- Días | 51 | 57 |
| Rotación de Cuentas por Pagar – Días | 46 | 63 |
| Activo Corriente Sobre Activo Total | 21,33% | 23,08% |
| INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO | | |
| Nivel de Endeudamiento | 29,3% | 36,7% |
| Patrimonio Sobre Activo | 70,7% | 63,3% |
| Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total | 56,6% | 54,6% |
| Cobertura de Intereses – Veces | 27,1 | 30,0 |
| INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD | | |
| Ebitda | 30.931.245.901 | 27.529.250.726 |
| Margen Operacional | 20,2% | 19,2% |
| Rentabilidad de Activos | 14,6% | 14,8% |
| Rentabilidad de Patrimonio | 21,8% | 25,2% |

Fuente: SUI

Liquidez

La razón Corriente de la Empresa para el año 2012 es 1,3 veces, este presenta un incremento de 0,10 veces con respecto anterior, indica que la Empresa cuenta con recursos para cumplir con sus obligaciones a corto plazo, estaría en capacidad de cancelar estas con el Activo Corriente, el cual para 2012 fue de \$45.225 millones superando los Pasivos Corrientes, los cuales fueron de \$35.168 millones.

La rotación de cuentas por cobrar presentó una disminución de 6 días pasando de 57 días en 2011 a 51 días en 2012, lo que implica una mejora en la gestión de cobro de cartera por parte de la Empresa, ya que la cuenta de deudores por el concepto de prestación de servicios se redujo \$5.105 millones, con respecto al año anterior.

La Empresa tarda 46 días en realizar el pago de sus obligaciones, disminuyendo 17 días con respecto al año anterior, en el cual se tardaba 63 días, como resultado de la reducción en las cuentas por pagar con respecto a 2011.

El Activo Corriente corresponde al 16,93% del total de Activos de la compañía, porcentaje que presenta un aumento de 0,53% con respecto al 2011, el cual fue de 16,40%, 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 29,3%, en el cual se evidencia una reducción de 7,5% con respecto al año anterior, el cual se ubicaba en 36,7%, ocasionado por la disminución en las cuentas por pagar en \$4.597 millones, al igual que las Obligaciones Financieras en \$2.450 millones. Se evidencia una gran capacidad en el cubrimiento del pago de intereses en 2012, a pesar de la reducción de este Indicador con respecto a 2011, se presenta una cobertura de 27,1 veces.

El 70,7% de los recursos con los que cuenta la Empresa para su funcionamiento son propios, porcentaje que aumento con respecto al 2011, año en el cual el Patrimonio de la Empresa representaba el 63,3% de los Activos, esto debido a la reducción del endeudamiento de la compañía en el 2012.

El Pasivo Corriente representa el 56,6% del total de los Pasivos, presentando un incremento de 2,0% con respecto al 2011, año en el cual este representaba el 54,6% del total de los Pasivos, lo que indica que la mayor parte de los Pasivos esta concentrado en el corto plazo.

Rentabilidad

El EBITDA presenta un incremento de \$3,402 millones con respecto al año anterior, pasando de \$27.931 a \$30,931 millones en el 2012, como resultado del aumento en los Ingresos y utilidad operacional con respecto a 2011.

El margen operacional en 2012 fue de 20,2%, presentando un incremento de 1,0% con respecto al año 2011, año en el cual fue de 19,2%; explicado por el aumento evidenciado en el EBITDA, como consecuencia del incremento en los Ingresos Operacionales.

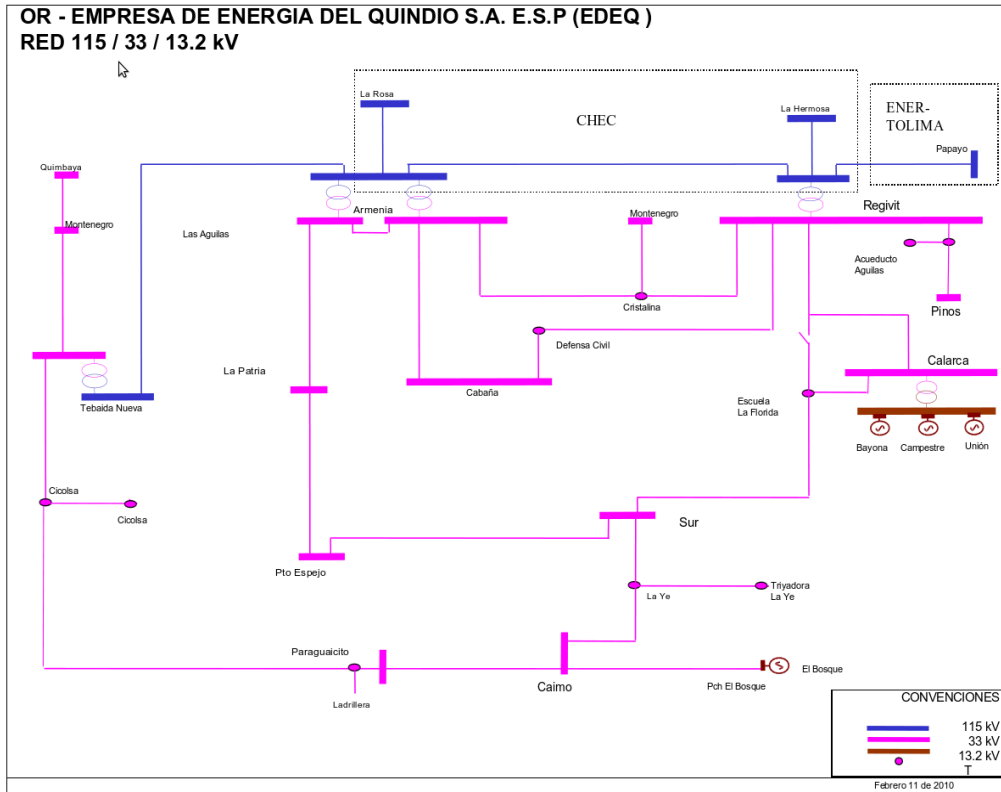
La rentabilidad de los Activos disminuyó 0,2% con respecto al año anterior registrando 14,6%, variación que no es significativa pero se presenta como consecuencia en el incremento presentado en los Activos totales; por otra parte la rentabilidad del Patrimonio presento una disminución de 3,32% con respecto a la vigencia anterior, siendo de 21,8% para el año 2012.

3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

3.1 Descripción de la infraestructura

La Infraestructura Operativa para atender la demanda en el negocio de distribución de energía de EDEQ S.A. ESP consta de 14 subestaciones de potencia en el nivel de 33/13.2 kV, dos de las cuales son propiedad de CHEC, empresa que también hace parte del Grupo EPM, 3 subestaciones en el nivel 115/33 kV, de las cuales dos son también de propiedad de CHEC.

El Sistema Local de Distribución - SDL de dicha empresa está constituido por 62 Circuitos en 13.2 kV y 16 LINEAS en 33 kV y 7671 transformadores de distribución, a diciembre de 2012, de los cuales alrededor del 49.9% es propiedad de EDEQ S.A. ESP y el resto es propiedad de particulares. La red eléctrica la componen 4.898,21 Km en los diferentes niveles de tensión, para atender a más de 159.390 usuarios finales, con una cobertura del servicio de energía cercana al 100% en el departamento de Quindío.



Fuente. PARATEC

Con su servicio de energía EDEQ S.A E.S.P atiende 12 municipios en el departamento de Quindío: Armenia, Calarcá, Circasia, Salento, Filandia, Montenegro, Quimbaya, Génova, Buenavista, Córdoba, Pijao y La Tebaida.

3.2 Inversiones

De acuerdo a la información cargada por el OR al SUI se observa para el 2012 un crecimiento en la realización de proyectos en un 9,7% con respecto al año 2011, sin embargo, se evidencia que no se realizaron inversiones en reposición de redes de media tensión, confiabilidad y continuidad del servicio de energía eléctrica.

| ÍTEM | OBJETIVO DEL PROYECTO | CANTIDAD DE PROYECTOS REALIZADOS | |
|--------------|---|----------------------------------|------------|
| | | 2011 | 2012 |
| 1 | Mejorar Diseño de la Red Para Cumplimiento de la Normatividad RETIE mejorar la Calidad confiabilidad y Continuidad del servicio de Energía | 217 | 281 |
| 2 | Extensión de red para atender solicitudes nuevas de disponibilidad del servicio de energía eléctrica | 35 | 24 |
| 3 | Proyecto de Inversión en Reposición de redes de Media Tensión para mejorar la calidad confiabilidad y continuidad del servicio de energía eléctrica | 13 | 0 |
| 4 | Mejorar la Calidad confiabilidad y Continuidad del servicio de Energía | 13 | 0 |
| TOTAL | | 278 | 305 |

Fuente. SUI

3.3 Mantenimiento y operación

La Empresa de Energía del Quindío a través del subproceso de Mantenimiento de Redes del Sistema de Distribución Local, atiende las actividades preventivas,

predictivas, correctivas, apoyo a actividades operativas de otros subprocesos y compromisos de PQRs con el personal de planta y contratos de mano de obra.

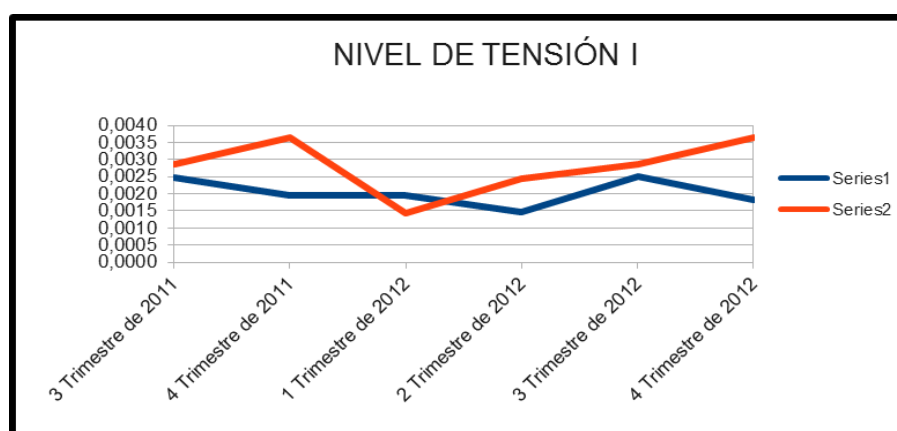
El plan de mantenimiento realizado por EDEQ S.A. ESP tanto para redes, equipos, líneas y subestaciones se cumplió en un 100% para el año 2012, reduciendo el número de salidas no programadas aproximadamente en un 50% en comparación con el año 2011.

Vale la pena mencionar, que EDEQ S.A. ESP efectúa el mantenimiento en su línea 115 kV con recorridos una vez por mes donde se realiza diagnóstico y mantenimiento preventivo y correctivo, revisión de las franjas, servidumbres, y problemas en general que se presenten en éste activo. Para ello se cuenta con una cuadrilla conformada por un jefe de grupo, dos linieros y un vehículo con conductor.

3.4 Calidad del servicio

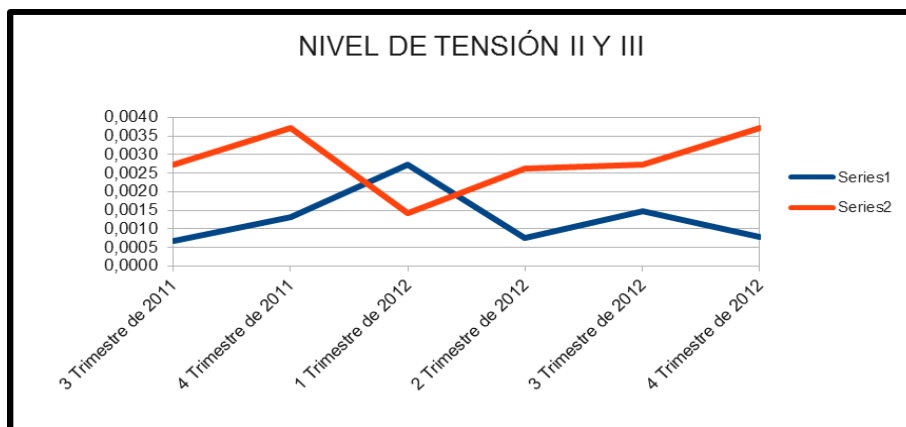
El IRAD es el índice de referencia de la calidad media, si el ITAD está por debajo del IRAD y su valor tiende a cero, se evidencia una mejora de la calidad; si por el contrario, el ITAD supera el IRAD se evidencia un deterioro de la calidad del servicio. Estos indicadores se miden para el nivel de tensión 1 y para el nivel de tensión 2 y 3 de manera agregada.

En relación al cumplimiento de la regulación actual sobre calidad media del servicio de distribución de energía eléctrica establecida por la CREG 097 de 2008, se evidencia que desde la entrada de EDEQ S.A. ESP al nuevo esquema, es decir, desde el tercer semestre de 2011, la calidad del servicio ha presentado un buen comportamiento, con excepción del primer trimestre de 2012 donde el ITAD superó su índice de referencia.



Fuente. SUI

En el nivel de tensión agregado 2 y 3 la calidad del servicio presenta un comportamiento similar al nivel de tensión 1, lo que define que en general EDEQ S.A. ESP realizó una buena gestión para dicha calidad del servicio en el año 2012.



Fuente. SUI

3.5 Calidad de la potencia

A solicitud de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, EDEQ S.A. ESP efectuó mediciones de calidad de la potencia eléctrica en la semana comprendida entre el 28 de mayo y el 3 de junio de 2012 enviando a esta misma los resultados de las mediciones en archivos FTP, DAT, CEL Y DAC. Dentro de los archivos solicitados se registra la información de voltaje, frecuencia, corriente y factor de potencia durante el periodo de medición.

Analizada la información entregada se evidenció que EDEQ S.A. ESP, presuntamente no cumple con los siguientes estándares o referencias establecidas en la regulación vigente:

- Estándares de factor de potencia en 18 puntos medidos.
- Estándar o referencia del THDV en 3 puntos medidos.

4. ASPECTOS COMERCIALES

Cantidad de suscriptores

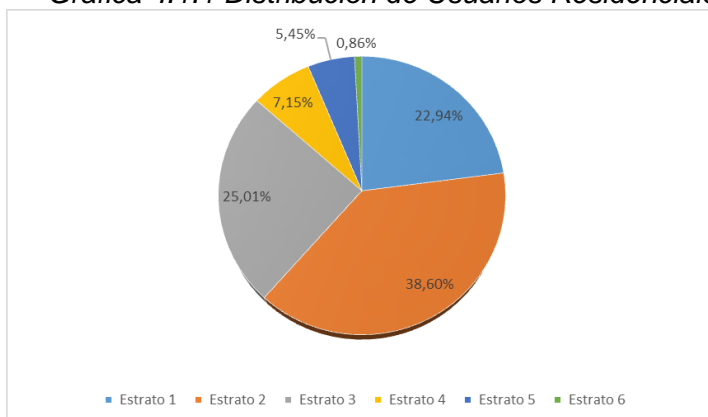
Tabla 4.1.1. Número de suscriptores 2012

| Sector | Número de suscriptores | Participación |
|----------------------|------------------------|---------------|
| Total Residencial | 141.778 | 88,96% |
| Total No Residencial | 17.602 | 11,04% |
| Total Suscriptores | 159.380 | 100,00% |

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.1 se observa que el número de suscriptores de la Empresa de Energía del Quindío para el año 2012 es de 159.380, de los cuales el 89% corresponde al sector residencial.

Gráfica 4.1.1 Distribución de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012



Fuente: SUI

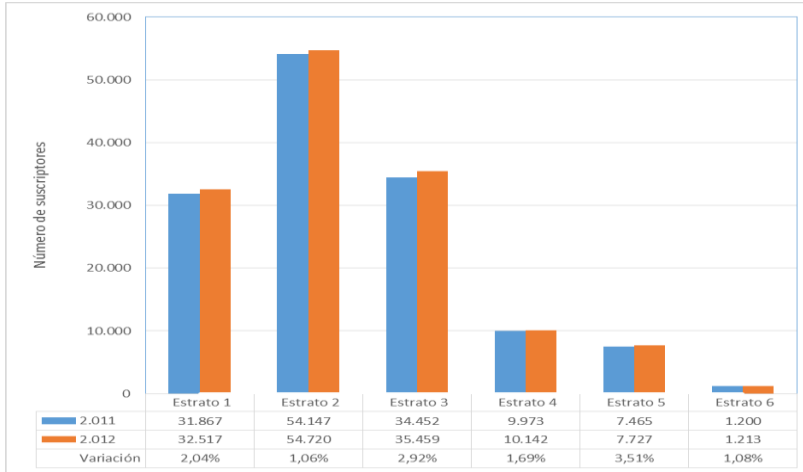
Tabla 4.1.2 Número de Usuarios Residenciales Por Estrato 2012

| Estrato | Número de suscriptores | Participación |
|-----------|------------------------|---------------|
| Estrato 1 | 32.517 | 22,94% |
| Estrato 2 | 54.720 | 38,60% |
| Estrato 3 | 35.459 | 25,01% |
| Estrato 4 | 10.142 | 7,15% |
| Estrato 5 | 7.727 | 5,45% |
| Estrato 6 | 1.213 | 0,86% |

Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.1 y Tabla 4.1.2, se concluye que el 86% de los usuarios pertenece a los estratos 1, 2 y 3. En el estrato 2 figura el 38.6% del total de los usuarios.

Gráfica 4.1.2 Variación de Número de Usuarios Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

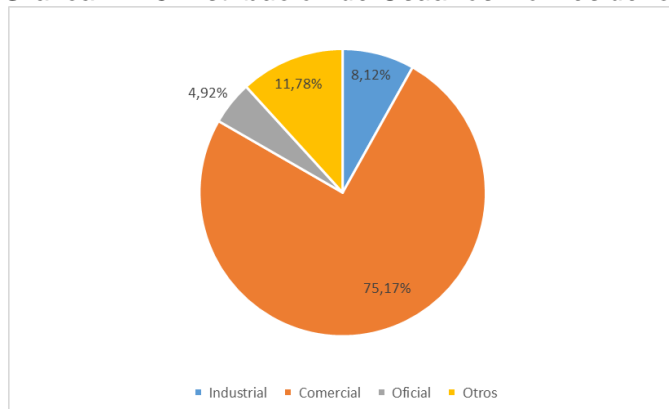
En la Gráfica 4.1.2 puede verse que en el año 2012 hubo incrementos en el número de usuarios residenciales en todos los estratos, comparados con el año. Estos incrementos anuales oscilaron entre el 1% ocurrido en los estratos 2 y 6, y el 3.5% en el estrato 5.

Tabla 4.1.3 Número De Usuarios No Residenciales Por Sector 2012

| Sector | Número de usuarios | Participación |
|------------|--------------------|---------------|
| Industrial | 1.430 | 8,12% |
| Comercial | 13.232 | 75,17% |
| Oficial | 866 | 4,92% |
| Otros | 2.074 | 11,78% |

Fuente: SUI

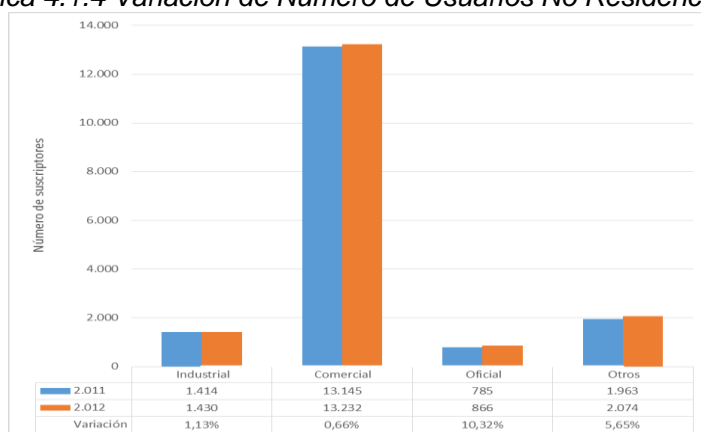
Gráfica 4.1.3 Distribución de Usuarios No Residenciales Por Sector 2012



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.3 y Gráfica 4.1.3 puede verse que en cuanto a los usuarios no residenciales, el 75.2% corresponde al sector comercial, seguido del sector otros con el 11.8%. El menor porcentaje corresponde al sector oficial con el 4.9%.

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



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.4 se observa que en todos los sectores se incrementó el número de usuarios, con relación al año anterior. Los mayores incrementos ocurrieron en los sectores oficial y otros, con el 10.3% y el 5.7% respectivamente de incremento anual.

Tabla 4.1.4 Distribución De Usuarios Por Departamento

| Departamento | USUARIO | AÑO | |
|----------------------------|----------------------|---------|---------------|
| | | 2.012 | Participación |
| QUINDIO | Total Residencial | 141.778 | 100,00% |
| | Total No Residencial | 17.602 | 100,00% |
| Total Total Residencial | | 141.778 | 100,00% |
| Total Total No Residencial | | 17.602 | 100,00% |

Fuente: SUI

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

Tabla 4.1.5 Número De Usuarios Comparado Con Colombia

| | Total Suscriptores Colombia | Número de usuarios | Participación |
|------------|-----------------------------|--------------------|---------------|
| Estrato 1 | 2.737.327 | 32.517 | 1,19% |
| Estrato 2 | 4.317.969 | 54.720 | 1,27% |
| Estrato 3 | 2.375.182 | 35.459 | 1,49% |
| Estrato 4 | 746.906 | 10.142 | 1,36% |
| Estrato 5 | 290.667 | 7.727 | 2,66% |
| Estrato 6 | 181.398 | 1.213 | 0,67% |
| Industrial | 46.971 | 1.430 | 3,04% |
| Comercial | 627.674 | 13.232 | 2,11% |
| Oficial | 53.919 | 866 | 1,61% |
| Otros | 39.970 | 2.074 | 5,19% |

Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.1.5 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al sector otros, con el 5.2%, al sector industrial, con el 3%, y al estrato 5 con el 2.7%.

Consumos

Tabla 4.1.6 Consumo de Kwh Por Sector

| Sector | KwH | Participación |
|----------------------|-------------|---------------|
| Total Residencial | 198.803.883 | 58,25% |
| Total No Residencial | 142.473.457 | 41,75% |
| Total Suscriptores | 341.277.340 | 100,00% |

Fuente: SUI

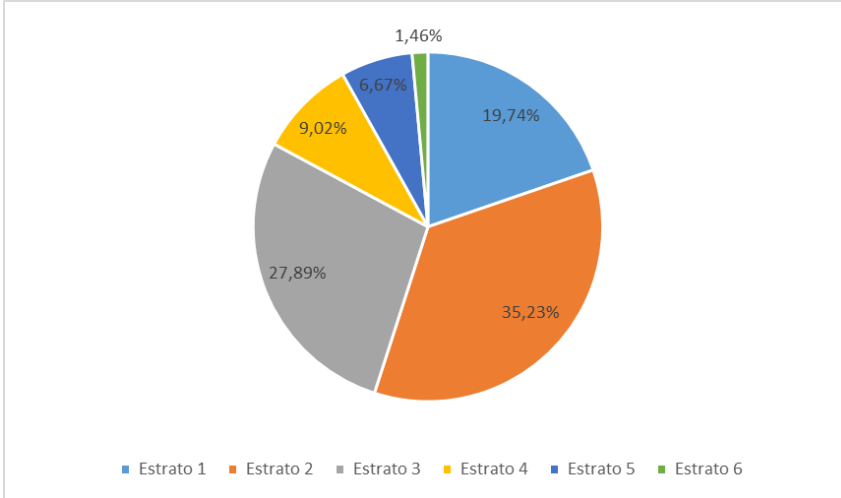
En la Tabla 4.1.6 se observa que el consumo de energía de los suscriptores de la Empresa de Energía del Quindío para el año 2012 es de 341.277.340 Kwh, de los cuales el 58.3% corresponde al sector residencial, y el restante 41.7% corresponde al no residencial.

Tabla 4.1.7 Consumo de Kwh de Usuarios Residenciales Por Estrato

| Estrato | KwH | Participación |
|-----------|------------|---------------|
| Estrato 1 | 39.236.323 | 19,74% |
| Estrato 2 | 70.038.318 | 35,23% |
| Estrato 3 | 55.441.996 | 27,89% |
| Estrato 4 | 17.936.235 | 9,02% |
| Estrato 5 | 13.250.425 | 6,67% |
| Estrato 6 | 2.900.586 | 1,46% |

Fuente: SUI

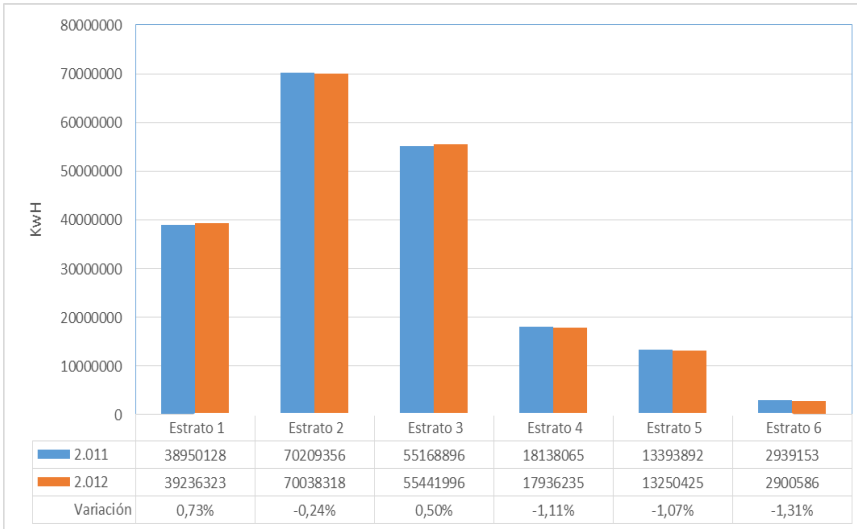
Gráfica 4.1.5 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato



Fuente: SUI

De la Gráfica 4.1.5 y Tabla 4.1.7, se concluye que el 82.8% del consumo de energía corresponde a usuarios de los estratos 1, 2 y 3, y el 9% al estrato 4.

Gráfica 4.1.6 Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato 2011 - 2012



Fuente: SUI

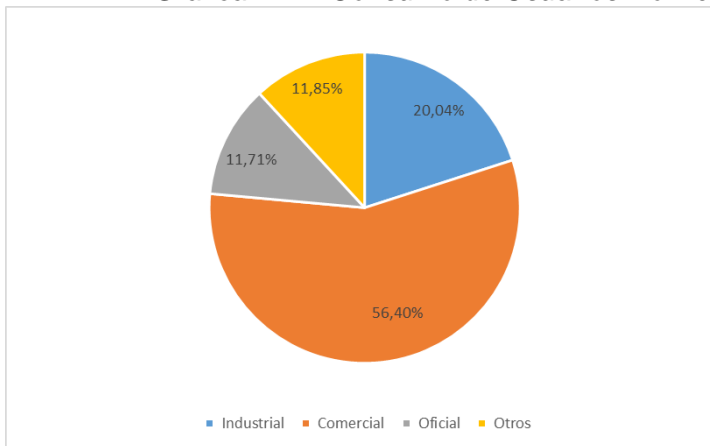
En la Gráfica 4.1.6 se observan unos incrementos o disminuciones muy pequeñas en el consumo de energía, los cuales en el mayor de los casos fue del 1.3% anual.

Tabla 8 Consumo de Kwh de Usuarios No Residenciales

| Sector | Kw H | Participación |
|------------|------------|---------------|
| Industrial | 28.556.890 | 20,04% |
| Comercial | 80.354.542 | 56,40% |
| Oficial | 16.682.049 | 11,71% |
| Otros | 16.879.976 | 11,85% |

Fuente: SUI

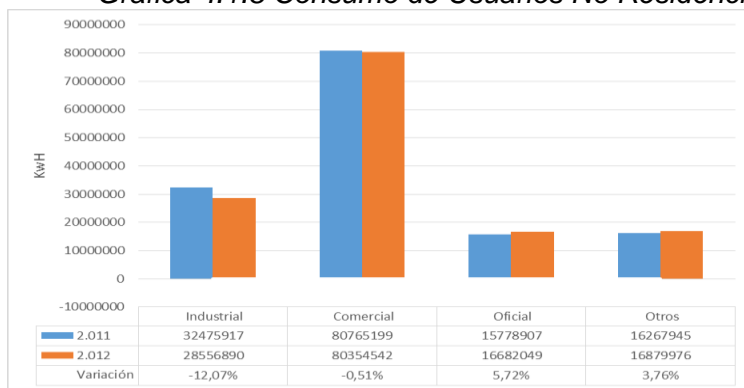
Gráfica 4.1.7 Consumo de Usuarios No Residenciales



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 56.4% corresponde al sector comercial, seguido del industrial con el 20%. Los menores porcentajes corresponden al sector oficial con el 11.7%, y otros con el 11.8%.

Gráfica 4.1.8 Consumo de Usuarios No Residenciales 2011 - 2012



Fuente: SUI

En la Gráfica 4.1.8 se observa que en los sectores oficial y otros se incrementó el consumo de los usuarios, con relación al año anterior. Por el contrario, el sector industrial cayó en el 12.1%.

Tabla 4.1.9 Consumo de Kwh Promedio Anual Por

| Estrato | Número de suscriptores | Kw H | kwh/usuario |
|------------|------------------------|------------|-------------|
| Estrato 1 | 32.517 | 39.236.323 | 1.207 |
| Estrato 2 | 54.720 | 70.038.318 | 1.280 |
| Estrato 3 | 35.459 | 55.441.996 | 1.564 |
| Estrato 4 | 10.142 | 17.936.235 | 1.769 |
| Estrato 5 | 7.727 | 13.250.425 | 1.715 |
| Estrato 6 | 1.213 | 2.900.586 | 2.391 |
| Sector | Número de usuarios | Kw H | kwh/usuario |
| Industrial | 1.430 | 28.556.890 | 19.970 |
| Comercial | 13.232 | 80.354.542 | 6.073 |
| Oficial | 866 | 16.682.049 | 19.263 |
| Otros | 2.074 | 16.879.976 | 8.139 |

Usuario

Fuente: SUI

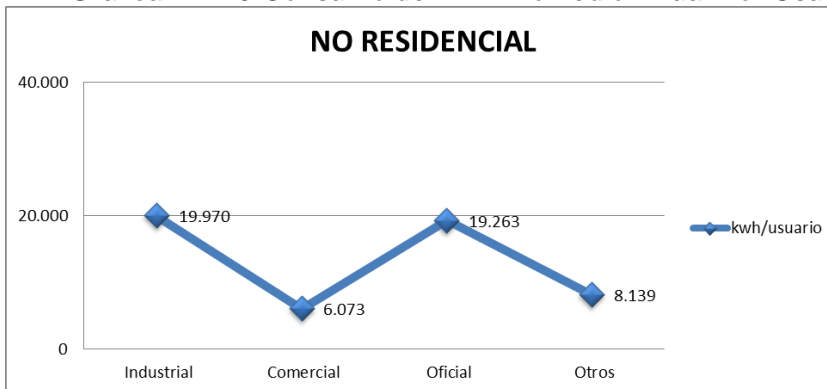
Gráfica 4.1.9 Consumo de Kwh Promedio Anual Por Usuario Residencial



Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.9 y Gráfica 4.1.9 se puede observar que los consumos anuales por usuario van desde 1.207 Kwh en el estrato 1 hasta 2.391 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 19.970 Kwh anuales, seguido del sector oficial con 19.263 Kwh.

Tabla 4.1.10 Consumo de Kwh de Usuarios Por departamento

| Departamento | USUARIO | AÑO | Participación |
|--------------|----------------------|-------------|---------------|
| | | 2.012 | |
| QUINDIO | Total Residencial | 198.803.883 | 100,00% |
| | Total No Residencial | 142.473.457 | 100,00% |
| Total | Total Residencial | 198.803.883 | 100,00% |
| Total | Total No Residencial | 142.473.457 | 100,00% |

Fuente: SUI

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

Tabla 4.1.11 Consumo de Kwh Comparado Con Colombia

| | Total Consumo Colombia | Consumo Empresa | Participación |
|--------------------|------------------------|-----------------|---------------|
| Total - Estrato 1 | 4.407.223.508 | 39.236.323 | 0,89% |
| Total - Estrato 2 | 6.109.402.080 | 70.038.318 | 1,15% |
| Total - Estrato 3 | 3.964.116.282 | 55.441.996 | 1,40% |
| Total - Estrato 4 | 1.453.637.917 | 17.936.235 | 1,23% |
| Total - Estrato 5 | 710.278.398 | 13.250.425 | 1,87% |
| Total - Estrato 6 | 680.918.417 | 2.900.586 | 0,43% |
| Total - Industrial | 10.065.526.292 | 28.556.890 | 0,28% |
| Total - Comercial | 7.060.243.373 | 80.354.542 | 1,14% |
| Total - Oficial | 1.079.445.070 | 16.682.049 | 1,55% |
| Total - Otros | 1.984.751.818 | 16.879.976 | 0,85% |

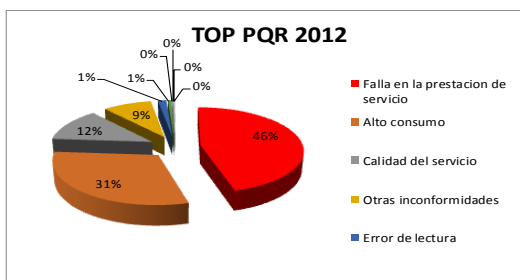
Fuente: SUI

Se observa en la Tabla 4.1.11 que los mayores porcentajes de usuarios de la empresa comparados con Colombia corresponden al estrato 5 con el 1.9%, al sector oficial con el 1.6% y al estrato 3 con el 1.4%.

Atención al cliente

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

| AÑO | CAUSAL | CANTIDAD |
|-----|-------------------------------------|----------|
| | Falla en la prestación de servicio | 11.669 |
| | Alto consumo | 7.627 |
| | Calidad del servicio | 3.203 |
| | Otras inconformidades | 2.241 |
| | Error de lectura | 379 |
| | Normalización del servicio | 177 |
| | cobro de otros cargos de la empresa | 50 |
| | Aforo | 27 |
| | Solidaridad | 20 |
| | Entrega y oportunidad de la factura | 4 |
| | TOTAL | 25.597 |



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 replazarán 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.

Conformación de la ADD Centro

La Empresa de Energía de Quindío S.A. E.S.P., hace parte del Área de Distribución Centro, de acuerdo con lo determinado por el Ministerio de Minas y Energía -MME mediante la Resolución 180574 del 17 de abril de 2012, buscando con ello la integración de varias empresas con el fin de normalizar la componente de distribución -D de la tarifa regulada.

De acuerdo con este acto normativo las otras empresas prestadores que hacen parte de la ADD Centro, son Empresas Públicas de Medellín E.S.P., Central Hidroeléctrica de Caldas 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.

Aprobación del Índice de Pérdidas de Nivel de Tensión 1.

Por medio de la Resolución CREG 062 del 25 de junio de 2012, se aprobó el Índice de Pérdidas de Nivel de Tensión 1 para la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P., información que modificó la Resolución CREG 106 de 2009, de acuerdo con lo dispuesto el valor de este índice es de 9.16% desde la aprobación de esta Resolución y hasta el 31 de diciembre de 2013.

Además, la Resolución 128 del 9 de noviembre de 2012, la cual se encuentre en consulta, ordenó hacer público un proyecto resolución de carácter general, donde se aprueba el índice $P_{mrefj,1}$ y el valor de pérdidas no técnicas de referencia P_{ntf1} , valores que se encuentran entre el 10.41% y 3.13% respectivamente. .

El AEGR de la empresa EDEQ, señala, lo siguiente en relación la promulgación de la Resolución CREG No.062 de junio de 2012:

“El valor del índice pérdidas en el nivel de tensión 1, alcanzado por EDEQ, a diciembre de 2012 es de 6,90 %, el cual es inferior al reconocido en la resolución CREG No. 106 de 2009 (9,16%), y opina que: 1) La gestión y acciones integrales emprendidas por la subgerencia T&D de energía con las inversiones en la infraestructura eléctrica, el mantenimiento y el control y recuperación de pérdidas energía han sido acertadas y ha implicado que se cumpla con la senda de recuperación trazada. 2) La meta del indicador de pérdidas como operador de red, se alcanzó como estaba previsto antes de diciembre de 2012, 0,25 puntos porcentuales por debajo de lo esperado. 3) El valor del indicador del nivel de tensión 1 está por debajo del valor de pérdidas reconocidas. 4) Se ha observado que la Empresa ha venido disminuyendo el indicador de pérdidas del OR y presenta una tendencia estable.”¹

4.2.2. Información del Costo Unitario de Prestación del Servicio

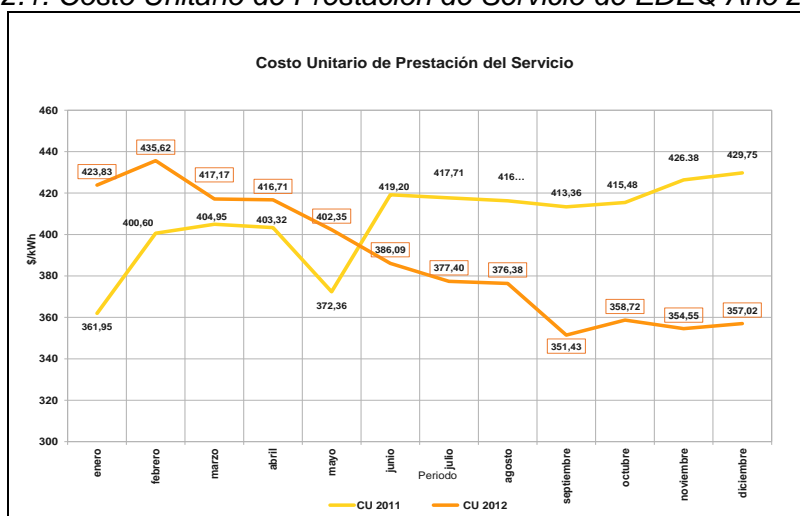
Para EDEQ S.A. E.S.P., se presenta una variación negativa del CU promedio al pasar de 406,78 \$/kWh en el 2011 a 388,11 \$/kWh en 2012, que corresponde al 4,59%, la componente que presenta la mayor reducción es en distribución al pasar de 192,31 \$/kWh a 166,53 \$/kWh, lo cual se le atribuye a la entrada de la empresa al ADD Centro.

Sigue siendo la componente de distribución en el 2012, la componente de mayor participación, la cual corresponde al 42,91%, seguida del componente de generación con 37,39%, comercialización con el 7,29% y pérdidas con 6,71% y las de transmisión y restricciones participan con el 5,43% y 3,27% respectivamente.

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 8.70 \$/kWh a 28.64 \$/kWh, esto es, 19.94 \$/kWh. En términos generales, se observa que las componentes de distribución, ante la creación del ADD Centro y las restricciones son las componentes que más presentan fluctuaciones, dentro del CU del año 2012, lo cual será objeto de análisis en las respectivas componentes.

La evolución del costo unitario de prestación del servicio mes a mes para los años 2011 y 2012, se detalla en la gráfica 4.2.1.

Gráfica 4.2.1. Costo Unitario de Prestación de Servicio de EDEQ Año 2011 y 2012



Fuente: Información Publicada por la ESP

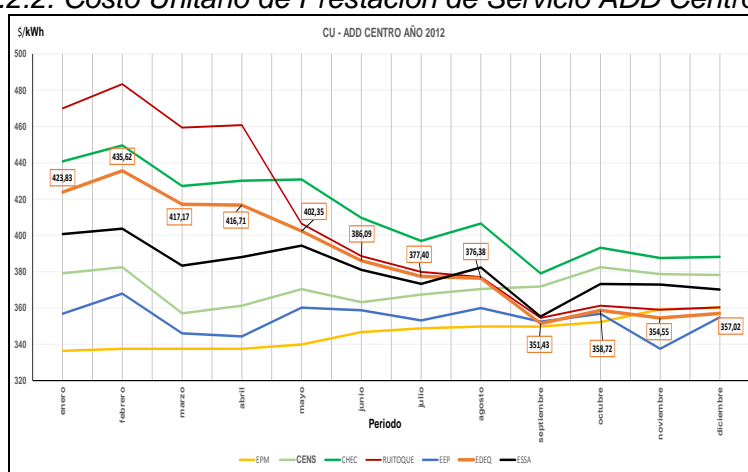
¹ Informe de Puntos Específicos, AEGR páginas 34 y 35

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 componente 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 EDEQ S.A. E.S.P., ubicando en una posición intermedia dentro de las empresas que conforman la ADD; además una tendencia a la baja del CU de todas las empresas que conforman el ADD y especialmente en los últimos cuatro meses de la vigencia 2012.

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



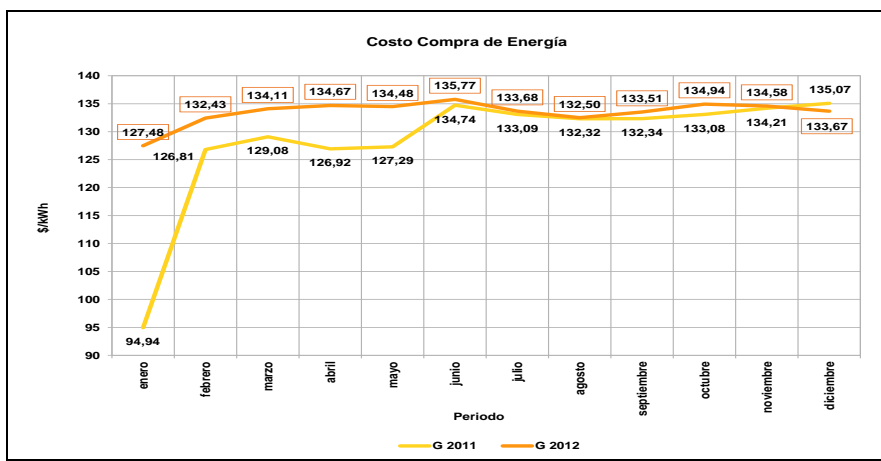
Fuente: Publicación de tarifas de las ESP del ADD Centro

Componente Generación

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

La gráfica 4.2.3., reseña el valor de la compra de energía de las vigencias 2011 y 2012; se observa que en el mes de enero de 2011 la empresa adquirió la energía por 94,94 \$/kWh con respecto al valor de enero de 2012, 127,48 \$/kWh, muestra un incremento de 34%; en diciembre de 2011 y 2012 la variación sólo alcanza el 1.03% dado que el valor de la compra de energía se situaba en 135.07 \$/kWh y 133.67 \$/kWh. En el año 2012, en términos generales el precio de la compra de energía en presente una variación de 5 \$/kWh, pero en el transcurso de los otros meses los incrementos o reducciones fueron menores a 1 \$/kWh.

Gráfica 4.2.3. Costo compra de Energía Años 2011 y 2012

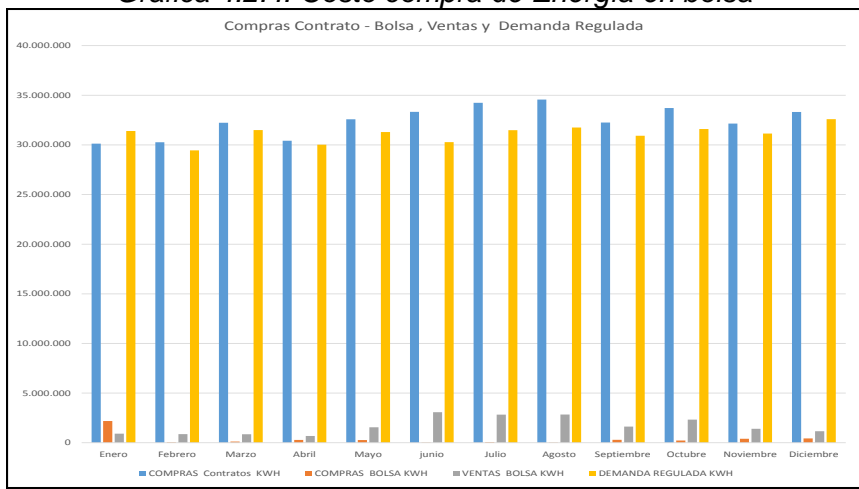


Fuente: *Publicación de tarifas de las ESP del ADD Centro*

Sobre el componente de compra de energía el AEGR², señala que de acuerdo con la políticas internas de la casa matriz la empresa debe asegurar el 80% de los contratos de la compra de energía para el mercado regulado y el resto del cubrimiento de la demanda regulada mediante exposición a bolsa“

La gestión de compra para el año 2012 en bolsa y contratos, al igual que las ventas en bolsa y la demanda regulada, se observa en la gráfica 4.2.4., de la cual se infiere que los factores con mayor influencia en el comportamiento de esta variable, no son las cantidades de energía, si no los precios tranzados tanto en bolsa como en contratos.

Gráfica 4.2.4. Costo compra de Energía en bolsa



Fuente: *Información XM – Neón*

La empresa EDEQ, presenta en compra de energía una exposición en bolsa de 1,2% durante el año 2012 y la exposición de 5.4% en ventas en bolsa se dio por tener una demanda inferior a la proyectada, por lo que se asegura la recuperación de los costos de esta energía a través de la venta en bolsa de energía

Componente de Transmisión

El costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión, componente T, es un valor único para todos los comercializadores, a través del cual se paga el transporte de

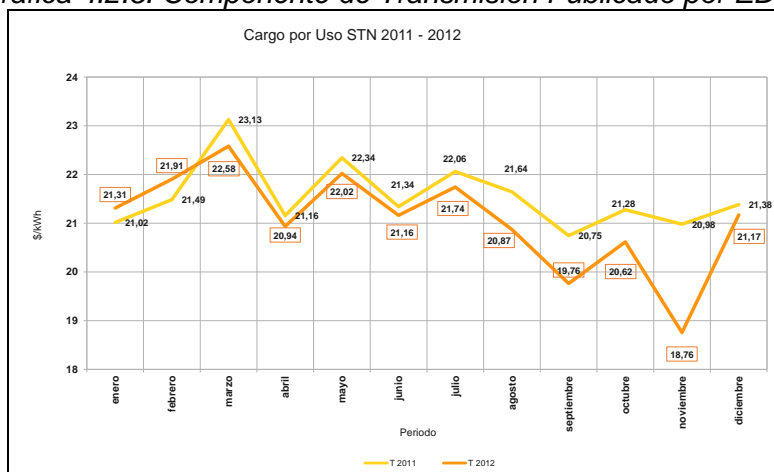
² Informe AEGR, Puntos Específicos EDEQ, página 38 y ss.

energía de las plantas de generación hasta las redes de Transmisión Regional STR, la gráfica siguiente muestra el valor de T empleado por el prestador dentro del CU, valor que se actualiza con el Índice de Precios al Productos y varía mensualmente por la demanda nacional.

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

En términos generales el valor del componente T, durante el año 2012, tuvo una tendencia a la baja, con respecto a los valores que calculo el LAC para el año 2011. El valor del componente T, empleado por el prestador durante los meses de los años 2011 y 2012, se muestran en la gráfica 4.2.5., donde se aprecia que la empresa dio cumplimiento a la Resolución 157 de 2011.

Gráfica 4.2.5. Componente de Transmisión Publicado por EDEQ



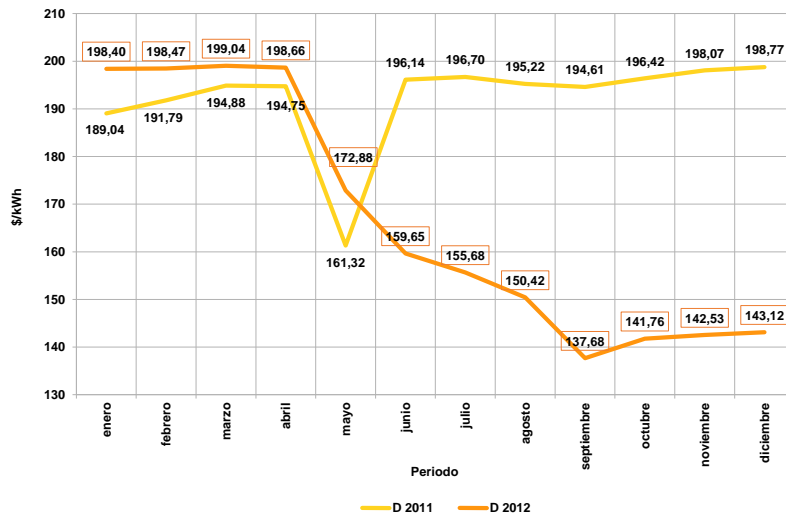
Fuente: Publicación de tarifas de ESP – XM

Componente de Distribución D:

Corresponde al valor que se paga por transportar la energía desde el Sistema de Transmisión Nacional hasta el usuario final a través de los Sistemas de Transmisión Regional y de Distribución Local. La variación del cargo unitario unificado de la ADD Centro calculado por XM a la cual pertenece EDEQ S.A. E.S.P., hace que el valor de esta componente disminuya, esta situación se puede observar a partir del mes de abril de 2012; sin embargo, es necesario observar que se tiene en cuenta el valor de la componente en el mes de enero y en el mes de diciembre de 2012, esta se reduce de 198.40 \$/kWh a 143,12 \$/kWh, esto es, 55,28 \$/kWh, donde se infiere que los usuarios fueron beneficiados al ser creada esta ADD.

La gráfica 4.2.6. Valor de la componente D, para los años 2011 y 2012.

Cargo por Uso del SDL 2011 - 2012



Fuente: *Publicación de tarifas de ESP – Dtun - XM*

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

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

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

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

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

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

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

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

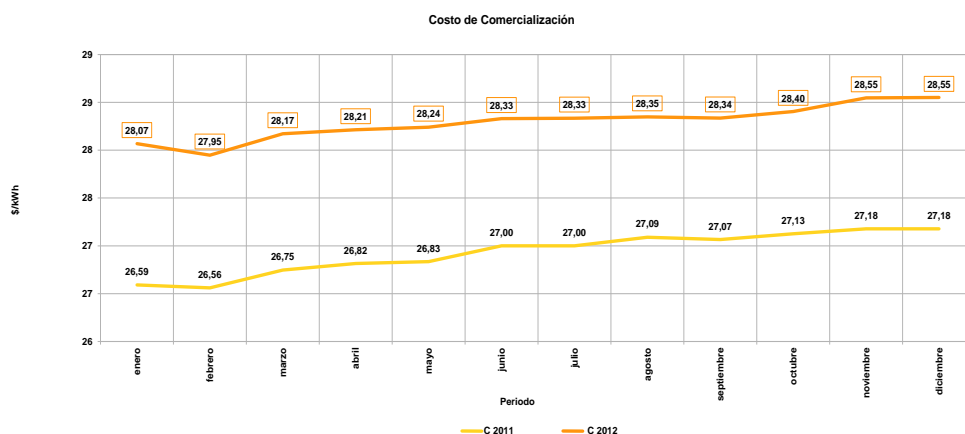
Dentro de la mencionada jornada, se encontró que Empresa de Energía de Quindío S.A. E.S.P., realizó los cálculos del PAOMR 2010-2012 de acuerdo con la metodología establecida en la resolución CREG 097 de 2008, sin presentar observaciones por parte de la DTGE.

Componente de Comercialización

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

Como se puede observar de la gráfica 4.2.7., tanto en el año 2011 como en el 2012 la comercialización mantuvo una tendencia constante con un promedio en el 2011 de 26,93 \$/kWh y en el 2012 de 28,29 \$/kWh, Durante el 2012, la variación entre enero y diciembre fue de 0,48 \$/kWh, crecimiento que alcanzó una variación porcentual del 1,7%, menor que la variación del IPC anual.

Gráfica 4.2.7. Componente de Comercialización Año 2011 – 2012



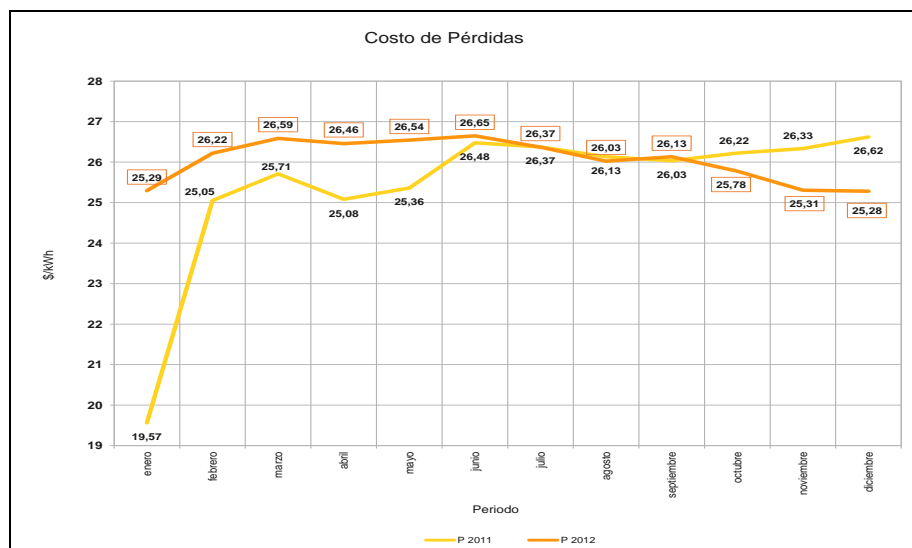
Fuente: *Publicación de Componentes y Tarifas ESP*

En un análisis del peso relativo de la componente de comercialización respecto al costo unitario de prestación del servicio, CU, permite establecer que ésta componente ha representado en promedio un 7.29% del CU.

Componente de Pérdidas

Esta componente de pérdidas es una función directa de las componentes de Generación y Transmisión, en la gráfica 4.2.8., se observa los incrementos parciales evidenciados durante los años 2011 y 2012. En el 2012 se presentó un valor promedio de esta componente de 26.05 \$/kWh, alcanzando un máximo de 26,59 \$/kWh y un mínimo de 25,28 \$/kWh, tal como se muestra en la gráfica 4.2.8.

Gráfica 4.2.8. Componente de Pérdidas Año 2011 – 2012



Fuente: *Publicación de Componentes y Tarifas ESP*

Componente de Restricciones

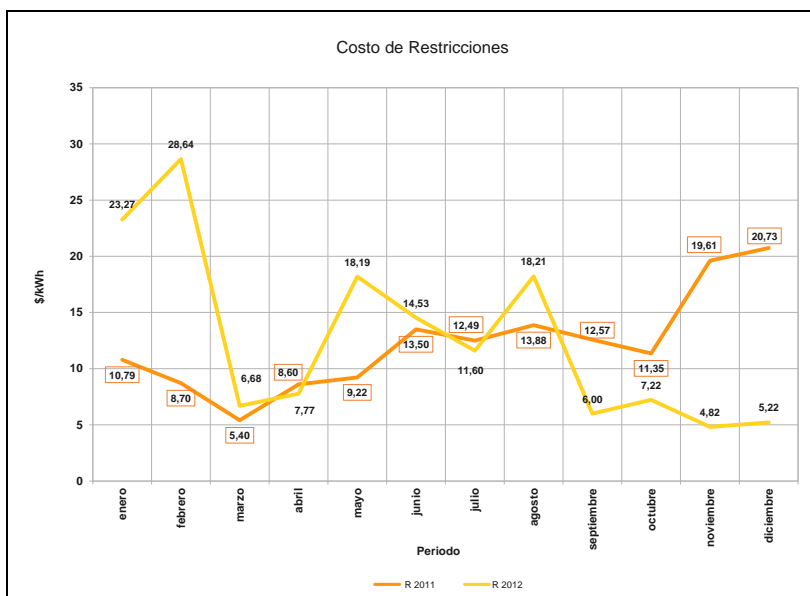
En correspondencia con lo establecido en la metodología tarifaria, las restricciones son limitaciones que presenta el Sistema Interconectado Nacional - SIN, para atender los requerimientos de energía (líneas de transmisión fuera de servicio, limitaciones técnicas, etc.), esto da lugar a generaciones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

El valor más alto de las restricciones de la empresa se presentó en diciembre de 2012, alcanzando un valor de 20,73 \$/kWh, lo cual obedece a que el Centro Nacional de Despacho le asignó a EDEQ por concepto de restricciones en el SIN un mayor valor, con respecto a enero de 2012, este valor es superior en 9,94 \$/kWh con respecto al valor de enero de 2012 que se situaba en 10,79 \$/kWh.

La mayor variación presentada en el 2012 estuvo entre octubre y noviembre de con un 73%, dado que el valor de las mismas pasó de 11,35 \$/kWh a 19,61 \$/kWh, de acuerdo con la información del AEGR esto se da porque se asignan a la empresa restricciones del mes de mayo y julio de 2012.

El comportamiento descrito anteriormente, se muestra en la gráfica 4.2.9.

Gráfica 4.2.9. Componente de Restricciones Año 2011 – 2012



Fuente: Publicación de Componentes y Tarifas ESP

4.2.3. Evolución de las tarifas 2012

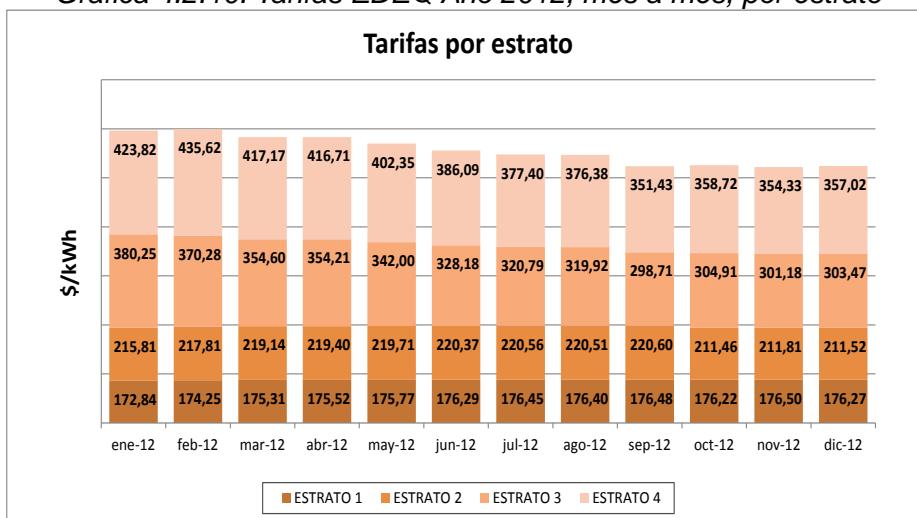
Las tarifas analizadas en este numeral corresponden a las publicadas en los años 2011 y 2012 por las empresas comercializadoras de energía eléctrica, las cuales incluyen los cargos por uso de los sistemas de distribución local para redes aéreas del nivel de tensión I, con activos 100% propiedad de la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

Evolución de las tarifas 2012 del prestador

En la gráfica 4.2.10., podemos observar la tarifa aplicada por la Empresa de Energía del Quindío a cada estrato durante el año 2012.

Es así que para enero la tarifa aplicada fue de 423,82 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 172,84 \$/kWh, asignado un subsidio del 59,2%; tarifa que se reduce para diciembre de 2012 y alcanza un valor de \$357,02 \$/kWh con un porcentaje de reducción superior al 16,9%.

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



Fuente: Información Publicada por la ESP

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

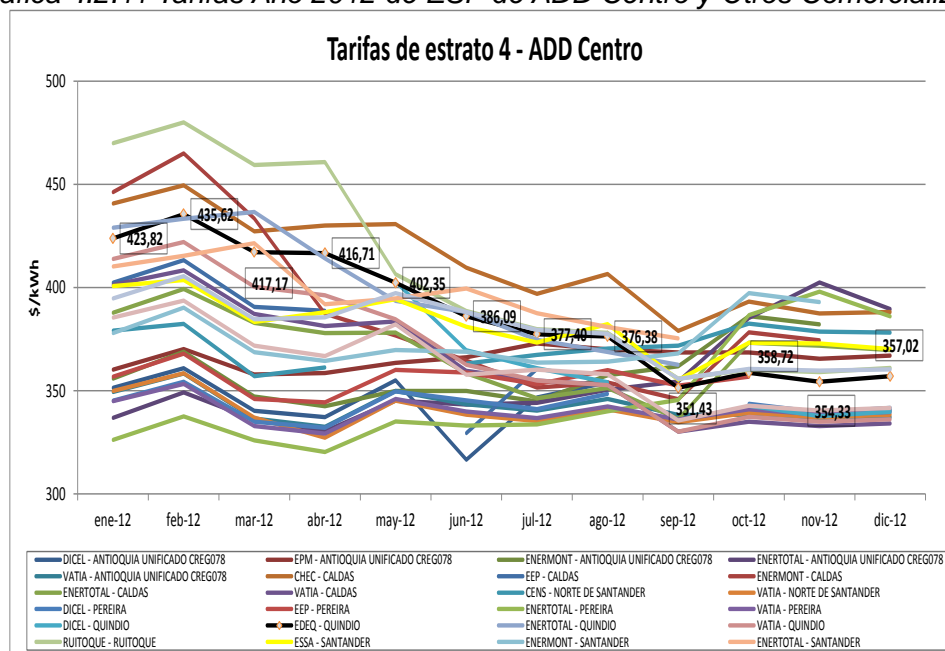
Mediante el Decreto 388 de 2007 se ordenó a la Comisión Reguladora de Energía y Gas -CREG conformar, dentro de la metodología que establezca la remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, áreas de distribución -ADD, las cuales se definen como el “*Conjunto de redes de Transmisión 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 y de otros comercializadores que atienden en los mercados de esta ADD, tal como se muestra en la gráfica 4.2.11:

De la gráfica 4.2.11, se concluye que la empresa en la ADD centro no tiene las tarifas más altas de los mercados donde hacen presencias las empresa del ADD Centro y entre los otros comercializadores que operan en la zona, donde pasa de ocupar la quinta posición como empresa con la tarifa aplicada más costosa a la posición onceava.

Gráfica 4.2.11 Tarifas Año 2012 de ESP de ADD Centro y Otros Comercializadores

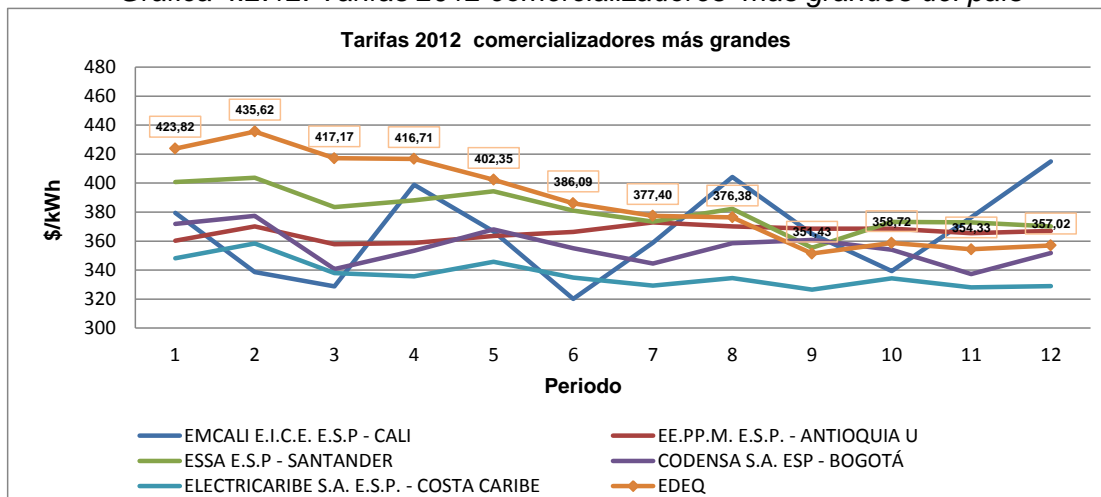


Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

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

Frente a las tarifas de comercializadores más grandes del país, en enero del 2012 EDEQ ocupaba la primera posición presentando la tarifa más alta, al final del 2012 la tarifa del prestador ocupar la cuarta posición entre las empresas que se muestran en la gráfica 4.2.12.

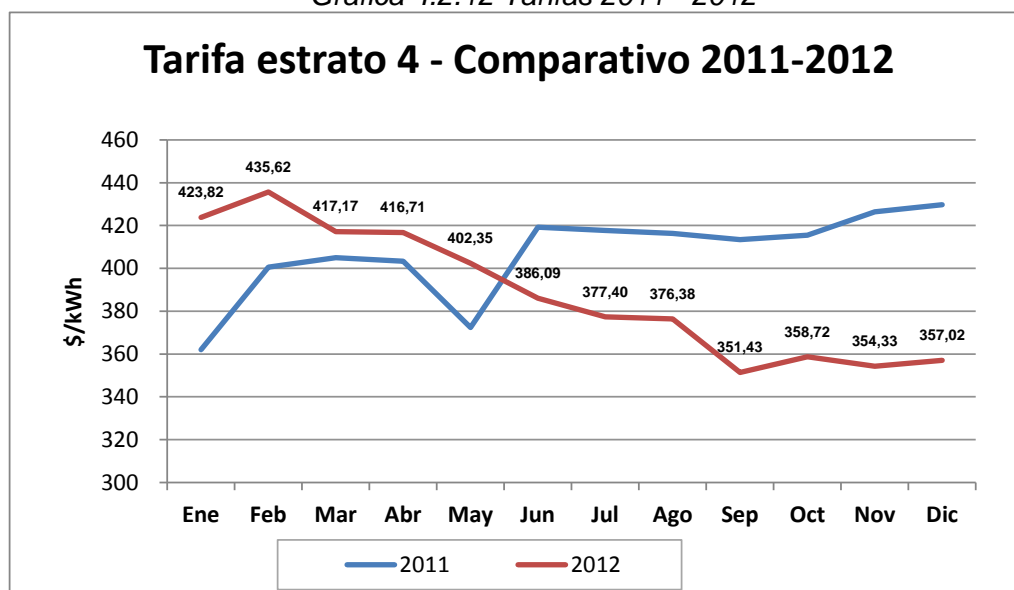
Gráfica 4.2.12. Tarifas 2012 comercializadores más grandes del país



Fuente: Tarifas publicadas por las ESP

Comparativo de tarifas años 2011 - 2012 del prestador

Gráfica 4.2.12 Tarifas 2011 - 2012



Fuente: Tarifas publicadas por el prestador

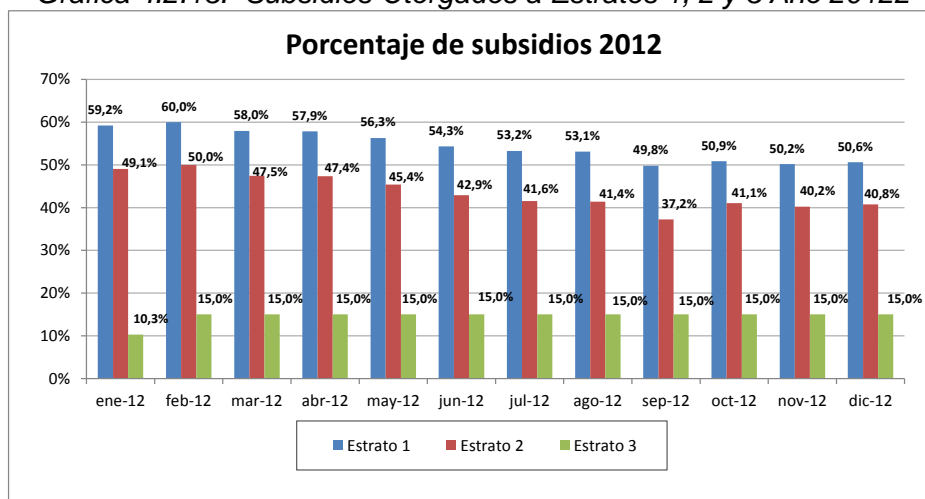
En la gráfica 4.2.12, se observa que la empresa en el 2011 tenía una tendencia al alza de 2011 y en el 2012 toma una tendencia marcada por la disminución en las tarifas aplicadas a sus usuarios, situación que fue objeto de análisis en numeral 4.2.2., dado que el CU es igual a la tarifa de estrato 4, ante la no aplicación de la Resolución CREG 168 de 2008 de opción tarifaria.

Consumos de Subsistencia Vigentes.

La Resolución UPME³ 0355/04 modificó los consumos básicos de subsistencia, estableciendo que para el año 2007 el Consumo de Subsistencia en alturas iguales o superiores a 1000 msnm es de 130 kWh/mes y para alturas inferiores a 1000 msnm el consumo de subsistencia es de 173 kWh/mes.

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

Gráfica 4.2.13. Subsidios Otorgados a Estratos 1, 2 y 3 Año 2012



Fuente: Cálculo SSPD con base en las tarifas Publicadas por la ESP

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 | 7.867.400.323 | 7.314.226.027 |
| Estrato 2 | 11.853.516.295 | 10.698.971.041 |
| Estrato 3 | 2.492.822.708 | 2.475.331.500 |
| Total Subsidios | 22.213.739.326 | 20.488.528.568 |
| Estrato 5 | 923.519.192 | 989.934.335 |
| Estrato 6 | 202.075.360 | 217.286.530 |
| Industrial | 2.448.311.673 | 1.193.159.941 |
| Comercial | 6.080.778.974 | 5.939.811.209 |
| Total Contribución | 9.654.685.199 | 8.340.192.015 |
| Déficit | -12.559.054.127 | -12.148.336.553 |

Fuente: SUI

En los usuarios regulados el comportamiento del balance fue deficitario, debido a que la mayoría de la población atendida por el prestador en este mercado pertenece a los estratos 1 y 2, los cuales tienen derecho a un subsidio máximo del 60% y 50% respectivamente, de otra parte los recursos procedentes de los aportes solidarios, se

³ UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética.

han disminuido para el caso de los usuarios del sector industrial a partir de la los Decretos 2915 y 4955 del 2011 expedidos por MME, situación que ha incrementado la brecha entre los subsidios otorgados y los recursos para cubrirlos provenientes del FSSRI.

De acuerdo con la información reportada al SUI, el déficit del prestador disminuyó 3.27%, aproximadamente \$410 millones entre los años 2011 y 2012. La empresa otorgó durante el 2012 subsidios cercanos a \$ 20.490 millones, de los cuales el 52% (\$10.700 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 2, el 36% al estrato 1 (\$7.300 millones) y por último un 12% a los usuarios del estrato 3 (\$2.475 millones), además facturó contribuciones por un valor total de \$8.340 millones los cuales fueron en su mayoría (71%) del sector comercial (\$5.940 millones). Los aportes de los usuarios de los estratos 5 y 6 son cerca del 14%.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$12.148 millones de pesos, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$20.490 millones y recaudar un total de \$8.340 millones por concepto de contribución.

De otra parte, de acuerdo con lo estipulado en el Decreto 201 de 2004 en el cual se reglamenta la liquidación, cobro, recaudo y manejo de las contribuciones de solidaridad y de los subsidios en materia de servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible distribuido por red física. La información disponible en esta Entidad muestra que el MME válido en firme la información para el tercer trimestre de 2012 a través del radicado SSPD No. 20135290184352, donde informa que este trimestre presenta un superávit por \$785.861.784 y un déficit acumulado por \$3.310.272.154 a 30 de septiembre de 2012.

Según las conciliaciones efectuadas por el Ministerio, que se muestran en la tabla 4.2.2., entre el año 2011 y 2012, se observa lo siguiente:

Tabla 4.2.2. Conciliaciones MME 2011-2012

| Concepto | | 2011 | 2012 |
|----------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| Subsidios | | 22.244.150.451 | 20.511.484.517 |
| Contribuciones | | 10.925.660.848 | 9.563.743.838 |
| Déficit / Superávit | | -11.318.489.603 | -10.947.740.679 |
| Giros de | Presupuesto Nal | 13.120.136.701 | 13.735.307.000 |
| | FSSRI | 159.490.908 | 479.000.000 |

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 \$10.947 millones, los cuales son cubiertos con recursos del Presupuesto Nacional por un monto de \$13.735 millones, con recursos del FSSRI se giraron cerca de 479 millones.

5. EVALUACION DE LA GESTIÓN

Indicadores de Gestión

| INDICADORES DE GESTIÓN | Referente 2012 | Resultado | Observación |
|---------------------------------------|----------------|-----------|-------------|
| Margen Operacional | 21,44% | 20,23% | No cumple |
| Cobertura de Intereses – Veces | 6,00 | 27,06 | Cumple |
| Rotación de Cuentas por Cobrar – Días | 56,00 | 51,39 | Cumple |
| Rotación de Cuentas por Pagar – Días | 25,52 | 45,59 | No cumple |
| Razón Corriente – Veces | 1,53 | 1,29 | No cumple |

=-004
e 40

Fuente SUI

De acuerdo a los referentes establecidos para 2012, la Empresa de Energía del Quindío cumple con 2 de los Indicadores de gestión financieros planteados para las Empresas generadoras, distribuidoras y comercializadoras de Energía Eléctrica.

El Indicador de rotación Cuentas por Cobrar se encuentra dentro del referente establecido, la Empresa explica que el Indicador presentó una mejoría con respecto al año anterior, como consecuencia del aumento en los Ingresos Operacionales y a la disminución de las cuentas por cobrar gracias al buen desempeño de la gestión de cartera; con respecto a éste Indicador, el Auditor señala que se encuentra de acuerdo con la explicación presentada por la Empresa en cuanto a este Indicador, a la cual añade que el componente que más incidió en la reducción de cartera fue el de Subsidios de energía, el cual presenta una disminución con respecto a 2011.

Con relación a la rotación de Cuentas por Pagar, la Empresa indica que la meta de este Indicador no fue cumplida, a pesar del incumplimiento, se presenta una mejora del Indicador con respecto a la vigencia anterior, como consecuencia de la reducción de las cuentas por pagar, se explica que la variación de este Indicador se debe a la disminución en los tiempos de pago asociados a la compra de energía, donde los contratos de largo plazo pasaron de 60 a 30 días. Al respecto el Auditor expresa estar de acuerdo con las explicaciones de la Empresa, señalando que aún no se cumple el referente.

La razón Corriente se encuentra por debajo del referente establecido, la Empresa señala el comportamiento que presentó el Indicador con respecto a 2011, haciendo énfasis en que el Indicador presenta mejoría la cual es ocasionada por el incremento en los Activos Corrientes y el descenso de los Pasivos Corrientes, la Empresa hace énfasis en que se encuentra desarrollando estrategias de niveles de caja mínima y optimización de capital de trabajo para mejorar el Indicador y así estar dentro de los valores señalados. Con respecto a esto, el Auditor indica que el incumplimiento se debe a la reducción en los Activos Corrientes, interpretación que no coincide con las explicaciones presentadas por la empresa, ni con los resultados de las variaciones en el análisis financiero presentado, en los cuales se evidencia que el activo corriente aumento y no disminuyó como señala el auditor.

Por otra parte, el margen operacional reportado por la empresa es de 23%, el cual se encuentra sobrepasa el referente; el resultado de este indicador en el análisis financiero realizado es de 20,23% el cual es inferior al límite establecido. Esta inconsistencia se presenta como consecuencia de la diferencia evidenciada en el cálculo del EBITDA.

Finalmente la cobertura de intereses, es el segundo Indicador con el cual la Empresa cumple lo establecido, el cálculo de este Indicador se realiza con el EBITDA, debido a que se presentan diferencias de cálculo de este por parte de la Empresa y en este análisis, el resultado del Indicador no es el mismo. El resultado coincide en que la Empresa si logra cubrir ampliamente el gasto de intereses.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Oportunidad de cargue

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

Tabla 6.2.1. Formatos pendientes de cargue al SUI

| Formato | Periodicidad | Período | Resolución |
|------------|--------------|---------|----------------|
| FORMATO 25 | SEMESTRAL | 2 | 20111300003995 |
| FORMATO 5 | MENSUAL | 2 | 20102400008055 |

Fuente SUI

Se evidencia que la empresa mencionada ha realizado los cargues correspondientes al año 2012, exceptuando la información del formato 5 (Información de transformadores) y formato 25 (Información de concurso económico). Se debe tener en cuenta que el 19% de los formatos reportados lo realizó de manera extemporánea.

Tabla 6.2.2. Usuarios por estrato

| | Estrato1 | Estrato2 | Estrato3 | Estrato4 | Estrato5 | Estrato6 |
|------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Ene | 32,109 | 54,415 | 35,139 | 10,012 | 7,565 | 1,198 |
| Feb | 32,159 | 54,467 | 35,189 | 10,080 | 7,600 | 1,197 |
| Mar | 32,216 | 54,549 | 35,247 | 10,132 | 7,605 | 1,197 |
| Abr | 32,281 | 54,601 | 35,367 | 10,135 | 7,609 | 1,200 |
| May | 32,353 | 54,640 | 35,459 | 10,135 | 7,726 | 1,200 |
| Jun | 32,428 | 54,696 | 35,477 | 10,139 | 7,738 | 1,201 |
| Jul | 32,504 | 54,750 | 35,519 | 10,145 | 7,754 | 1,221 |
| Ago | 32,596 | 54,857 | 35,567 | 10,166 | 7,754 | 1,222 |
| Sep | 32,704 | 54,913 | 35,590 | 10,174 | 7,829 | 1,224 |
| Oct | 32,785 | 54,958 | 35,602 | 10,185 | 7,828 | 1,223 |
| Nov | 32,999 | 54,877 | 35,590 | 10,189 | 7,829 | 1,235 |
| Dic | 33,080 | 54,906 | 35,760 | 10,207 | 7,884 | 1,236 |

Tabla 2. Usuarios por estrato. Fuente SUI

Tabla 6.2.3. Consumo por estrato

| | Estrato1 | Estrato2 | Estrato3 | Estrato4 | Estrato5 | Estrato6 |
|------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Ene | 3.57 | 6.54 | 5.11 | 1.66 | 1.19 | 0.27 |
| Feb | 3.23 | 5.78 | 4.56 | 1.47 | 1.10 | 0.24 |
| Mar | 3.13 | 5.60 | 4.40 | 1.42 | 1.04 | 0.23 |
| Abr | 3.22 | 5.81 | 4.55 | 1.51 | 1.11 | 0.25 |
| May | 3.25 | 5.78 | 4.58 | 1.46 | 1.09 | 0.24 |
| Jun | 3.27 | 5.89 | 4.65 | 1.50 | 1.12 | 0.24 |
| Jul | 3.25 | 5.80 | 4.59 | 1.47 | 1.09 | 0.23 |
| Ago | 3.26 | 5.79 | 4.63 | 1.49 | 1.09 | 0.24 |
| Sep | 3.24 | 5.76 | 4.59 | 1.50 | 1.11 | 0.25 |
| Oct | 3.26 | 5.75 | 4.61 | 1.50 | 1.14 | 0.24 |
| Nov | 3.25 | 5.71 | 4.53 | 1.45 | 1.07 | 0.24 |
| Dic | 3.30 | 5.82 | 4.64 | 1.50 | 1.11 | 0.25 |

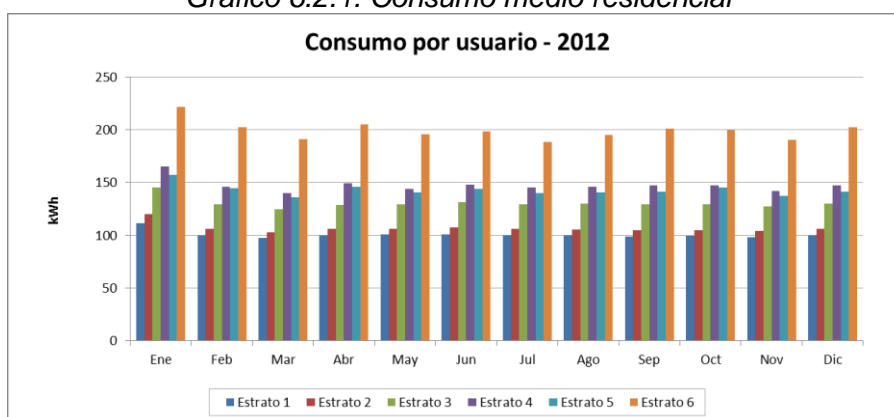
Fuente SUI

Tabla 6.2.4. Consumo medio residencial (kWh/usuarios)

| | Estrato 1 | Estrato 2 | Estrato 3 | Estrato 4 | Estrato 5 | Estrato 6 |
|-----|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Ene | 111.25 | 120.23 | 145.56 | 165.56 | 156.98 | 221.91 |
| Feb | 100.35 | 106.15 | 129.50 | 146.33 | 144.57 | 202.22 |
| Mar | 97.22 | 102.68 | 124.79 | 139.78 | 136.26 | 191.15 |
| Abr | 99.86 | 106.45 | 128.67 | 149.48 | 145.92 | 205.08 |
| May | 100.50 | 105.85 | 129.07 | 144.19 | 140.94 | 195.89 |
| Jun | 100.86 | 107.70 | 131.14 | 148.15 | 144.29 | 198.76 |
| Jul | 99.85 | 105.90 | 129.16 | 145.06 | 140.30 | 188.42 |
| Ago | 99.87 | 105.57 | 130.08 | 146.25 | 140.91 | 195.12 |
| Sep | 99.14 | 104.85 | 129.08 | 147.44 | 141.61 | 201.11 |
| Oct | 99.58 | 104.67 | 129.52 | 147.21 | 145.10 | 199.57 |
| Nov | 98.39 | 104.06 | 127.35 | 141.96 | 137.04 | 190.59 |
| Dic | 99.89 | 105.94 | 129.77 | 147.42 | 141.36 | 202.17 |

Fuente SUI

Grafico 6.2.1. Consumo medio residencial



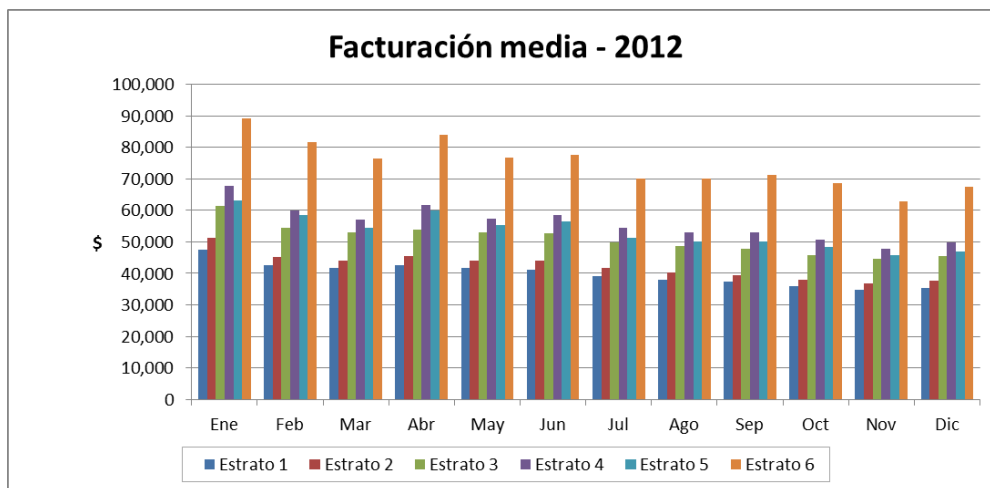
Fuente SUI

Tabla 6.2.5. Facturación media (Valor facturado/Cantidad de usuarios)

| | Estrato 1 | Estrato 2 | Estrato 3 | Estrato 4 | Estrato 5 | Estrato 6 |
|-----|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Ene | 47,513 | 51,303 | 61,503 | 67,625 | 63,176 | 89,186 |
| Feb | 42,720 | 45,231 | 54,482 | 59,943 | 58,575 | 81,749 |
| Mar | 41,706 | 43,938 | 53,038 | 57,044 | 54,578 | 76,429 |
| Abr | 42,458 | 45,412 | 53,975 | 61,673 | 59,850 | 83,842 |
| May | 41,804 | 44,025 | 53,093 | 57,464 | 55,401 | 76,812 |
| Jun | 41,179 | 44,088 | 52,820 | 58,455 | 56,510 | 77,581 |
| Jul | 39,098 | 41,714 | 49,805 | 54,404 | 51,365 | 70,053 |
| Ago | 37,933 | 40,226 | 48,720 | 53,111 | 50,164 | 70,081 |
| Sep | 37,265 | 39,413 | 47,915 | 52,928 | 50,133 | 71,108 |
| Oct | 35,872 | 38,096 | 45,826 | 50,752 | 48,509 | 68,622 |
| Nov | 34,903 | 36,799 | 44,666 | 47,850 | 45,683 | 62,901 |
| Dic | 35,456 | 37,673 | 45,436 | 49,800 | 46,903 | 67,319 |

Facturación media residencial. Fuente SUI

Grafico 6.2.2. Facturación media residencial.



Fuente SUI

Calidad de la información no residencial

Tabla 6.2.6. Usuarios por sector

| | Comercial | Industrial | Oficial |
|-----|-----------|------------|---------|
| Ene | 13,186 | 1,398 | 857 |
| Feb | 13,176 | 1,400 | 859 |
| Mar | 13,171 | 1,397 | 860 |
| Abr | 13,203 | 1,398 | 861 |
| May | 13,187 | 1,408 | 860 |
| Jun | 13,208 | 1,400 | 860 |
| Jul | 13,200 | 1,414 | 862 |
| Ago | 13,216 | 1,434 | 863 |
| Sep | 13,216 | 1,450 | 863 |
| Oct | 13,291 | 1,460 | 864 |
| Nov | 13,347 | 1,462 | 864 |
| Dic | 13,358 | 1,462 | 870 |

Fuente SUI

Tabla 6.2.7. Consumo por sector

| | Comercial | Industrial | Oficial |
|-----|-----------|------------|---------|
| Ene | 7.14 | 2.59 | 1.24 |
| Feb | 6.67 | 2.45 | 1.34 |
| Mar | 6.36 | 2.30 | 1.36 |
| Abr | 6.73 | 2.37 | 1.40 |
| May | 6.55 | 2.27 | 1.41 |
| Jun | 6.73 | 2.25 | 1.43 |
| Jul | 6.58 | 2.13 | 1.30 |
| Ago | 6.60 | 2.37 | 1.37 |
| Sep | 6.63 | 2.48 | 1.40 |
| Oct | 6.86 | 2.48 | 1.38 |
| Nov | 6.68 | 2.48 | 1.39 |
| Dic | 6.82 | 2.39 | 1.67 |

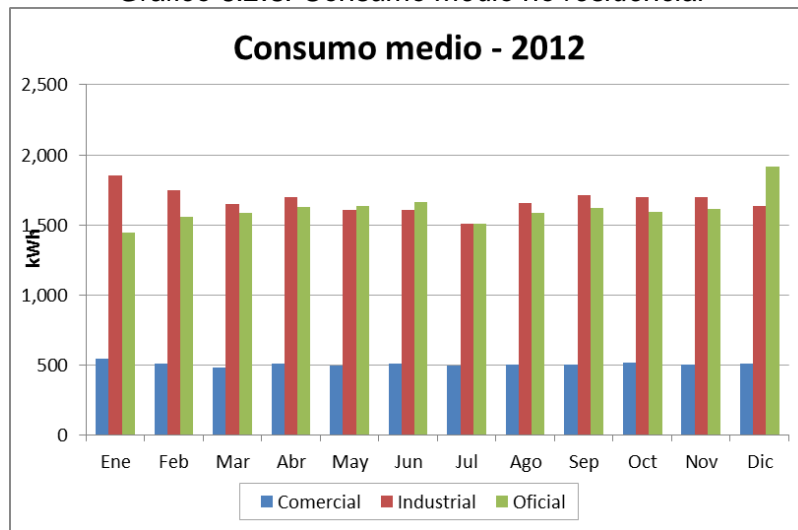
Fuente SUI

Tabla 6.2.8. Consumo medio no residencial.

| | Comercial | Industrial | Oficial |
|-----|-----------|------------|----------|
| Ene | 541.36 | 1,853.11 | 1,442.63 |
| Feb | 506.10 | 1,749.09 | 1,559.16 |
| Mar | 483.11 | 1,647.38 | 1,585.63 |
| Abr | 509.88 | 1,698.80 | 1,624.61 |
| May | 496.78 | 1,609.09 | 1,637.44 |
| Jun | 509.84 | 1,605.10 | 1,664.38 |
| Jul | 498.26 | 1,506.15 | 1,509.11 |
| Ago | 499.31 | 1,652.99 | 1,582.36 |
| Sep | 501.57 | 1,709.10 | 1,621.74 |
| Oct | 515.79 | 1,697.00 | 1,593.71 |
| Nov | 500.75 | 1,695.83 | 1,614.41 |
| Dic | 510.88 | 1,636.99 | 1,915.62 |

Fuente SUI

Grafico 6.2.3. Consumo medio no residencial



Fuente SUI

Tabla 6.2.9. Facturación media no residencial.

| | Comercial | Industrial | Oficial |
|-----|------------|------------|------------|
| Ene | 218,107.17 | 683,024.28 | 546,411.26 |
| Feb | 204,657.08 | 666,138.24 | 600,221.05 |
| Mar | 195,029.14 | 630,595.44 | 605,187.23 |
| Abr | 208,281.20 | 646,491.46 | 628,262.90 |
| May | 195,344.03 | 596,831.02 | 609,077.59 |
| Jun | 198,813.06 | 591,677.24 | 614,436.56 |
| Jul | 186,382.82 | 532,976.96 | 535,283.27 |
| Ago | 179,815.46 | 567,284.85 | 538,504.84 |
| Sep | 177,884.22 | 578,262.23 | 539,862.25 |
| Oct | 177,986.43 | 558,645.95 | 527,023.68 |
| Nov | 166,058.63 | 539,060.16 | 505,440.89 |
| Dic | 170,530.16 | 521,222.62 | 580,006.17 |

Fuente SUI

Grafico 6.2.4. Facturación media no residencial.

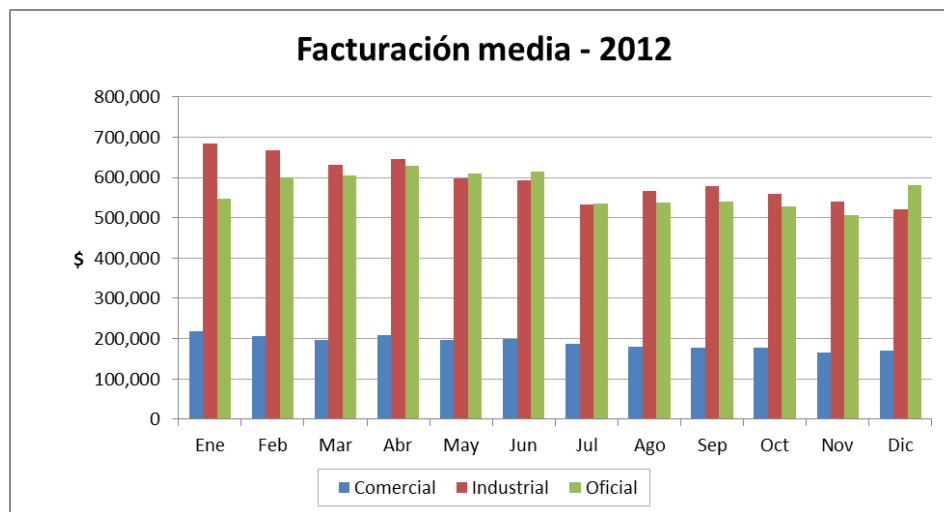


Tabla 10. Mesas de ayuda.

| APLICACIÓN | APOYO | ASIGNADA | CERRADA | ESTADO | | |
|-----------------------------------|-------|----------|---------|------------|----------|-----------------------|
| | | | | CONTESTADA | ESCALADA | POR ESCALAR REPLICADA |
| CAMBIO DE DATOS | | | | 5 | | |
| CARGUE MASIVO | | | | 30 | 3 | 1 |
| ESTADOS FINANCIEROS | | | | 3 | | |
| FABRICA | | | | 3 | | |
| INFORMACION GENERAL | | | | 3 | 1 | |
| LOGINS | | | | | 1 | |
| MODELO GENERAL CONTABILIDAD (MGC) | | | | 1 | | |
| SITIO SUI | | | | 4 | 1 | 1 |
| VALIDADOR | | | | 4 | | |

Fuente SUI

7. ACCIONES DE LA SSPD

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

- Resolución sanción con radicado SSPD No. 20122400002595 por incumplimiento al RETIE 07/02/2012.
- Resolución sanción con radicado SSPD No. 20122400014855 por incumplimiento a otras obligaciones del prestador 15/05/2012

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El prestador tiene una tarifa baja en relación con los demás del ADD y los comercializadores grandes del país.
- Por disposición del MME, la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P., hace parte de la ADD Centro desde el mes de abril de 2012 con la expedición de la Resolución 18 0574 de abril de 2012, dando cumplimiento al objetivo de disminuir las diferencias entre los cargos por uso a usuarios finales.

- El prestador 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 \$ 12.148 millones