

**EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES
EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA S.A.
ESP**



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA DE ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, Junio de 2014**

EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA S.A ESP

ANÁLISIS AÑO 2013

1. INFORMACIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

ENERGIA DE CUMDINAMARCA S.A. ESP, **EEC S.A. ESP**, se constituyó como Sociedad Anónima el 13 de marzo de 1958, y tiene por objeto social la comercialización, distribución y generación de energía eléctrica. La compañía tiene su domicilio principal en la ciudad de Bogotá, Colombia, tiene un capital Social de \$ 39.699.633.200, con 5.000.000.000 acciones en circulación 10 pesos por acción.

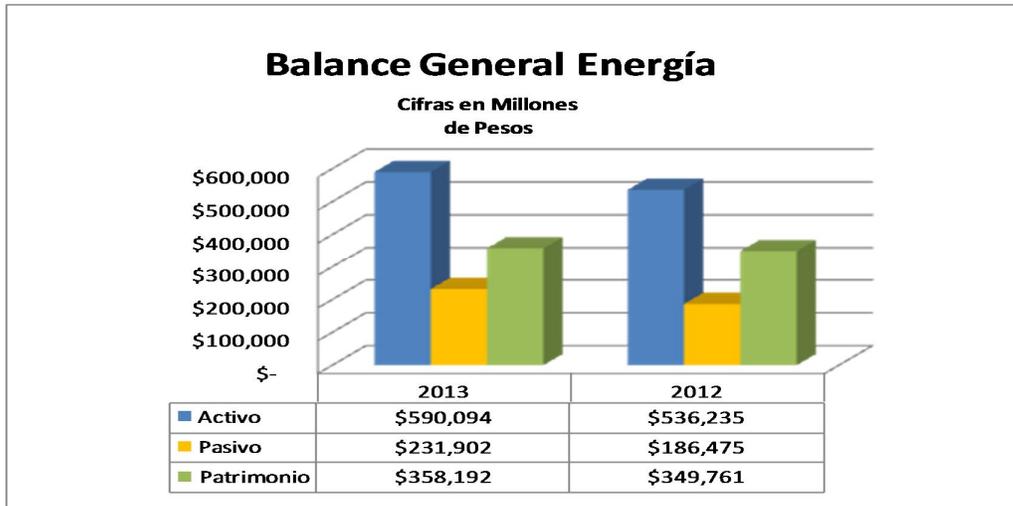
Tabla 1.1. Datos Generales

Tipo de Sociedad	Anomima
Razon Social	Energia de Cumdinamarca S.A ESP
Sigla	ECC-ESP
Nombre Del Gerente	Carlos Mario Restrepo
Actividad que desarrolla	Comercializacion y Distribucion
Año de entrada de Operación	1958
Mercados que atiende	Cundinamarca, Meta y Tolima

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General



Fuente: SUI

BALANCE GENERAL	2013	2012	Var
Activo	\$590.093.663.588	\$536.235.301.292	10,04%
Activo Corriente	\$65.992.014.343	\$66.324.001.911	-0,50%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$230.014.418.327	\$179.399.154.467	28,21%
Inversiones	\$411.180.439	\$650.369.869	-36,78%
Pasivo	\$231.901.832.120	\$186.474.617.049	24,36%
Pasivo Corriente	\$170.209.604.509	\$126.631.901.608	34,41%
Obligaciones Financieras	\$79.264.475.969	\$38.461.809.784	106,09%
Patrimonio	\$358.191.831.468	\$349.760.684.243	2,41%
Capital Suscrito y Pagado	\$39.699.633.200	\$39.699.633.200	0,00%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Para el 2013 los Activos de la empresa ascienden a \$ 590.093 millones presentado un incremento de 10,04% con respecto al año anterior. Dentro del activo se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas tales como:

Las Inversiones representan el 0.07% del total del activo con una disminución con respecto al año 2012 de \$239 millones de pesos, ya que en el 2013 pasaron de \$650 millones a \$411 millones, una disminución sustentado en la liquidación de las inversiones de renta fija por valor de \$144 millones; también hubo una disminución de las inversiones de renta variable por \$94 millones, lo cual representa una variación de -36,78%.

Los Deudores concentran el 10.63% del total del activo del servicio de energía y presentan una disminución respecto al año anterior de \$14.436 millones de pesos explicado principalmente en el rubro de deudores de servicio público el cual para el año 2012 tuvo un saldo \$72.134 millones y para el 2013 tuvo un valor de \$55.951 millones obteniendo una variación neta de \$16.172 millones

Adicionalmente, se destaca que la carteras de difícil cobro tuvo un aumento de 3.77% con un valor de \$1.505 millones mas que el año anterior, el cual era de \$39.319 millones y actualmente es de \$41.424 millones.

Propiedad, Planta y Equipo de la prestadora representa el 38,98% del total del activo del servicio público de energía y tuvo un incremento de \$50.615 millones de pesos con respecto al año anterior, ocasionado principalmente por el aumento del rubro de edificaciones con una variación de \$9.152 millones, y en redes, líneas y cables por la suma de \$ 41.301 millones de pesos. Por otra parte es importante resaltar que los activos fijos presentan una depreciación acumulada a corte del año 2013 de \$83.688 millones de pesos. La cuenta redes líneas y cables, aumentó en un 27,72% respecto al año anterior pasando de \$167.035 millones a \$213.336 para el año 2013.

El Pasivo a Diciembre 31 de 2013, se ubica en \$231.901 millones, presentando un aumento de equivalente a \$146.335 millones con relación al mismo periodo del año anterior, la composición del pasivo se encuentra de la siguiente manera: cuentas por pagar \$632.178 millones, Obligaciones laborales \$18.975 millones, otros bonos y títulos

emitidos \$1.247.052 millones, pasivos estimados y provisiones \$340.189 millones, otros pasivos \$141.136 millones.

A diciembre de 2013 el patrimonio presentó un ascenso de \$8.431 millones con respecto a Diciembre de 2012, posicionándose en \$358.191 millones. El aumento está explicado por el aumento de las reservas en un \$3001 millones, y aunque la utilidad neta fue menor que el año 2013, fue muy significativa con \$22.027 millones; el superávit por valorizaciones corresponde al 65,41% del total de la cuenta 3, equivalente a \$234.289 millones.

Con relación a la estructura de capital, el 60,70% de los fondos son propios y el 39,30% restantes son aportados por acreedores.

2.2 Estado de Resultados



Fuente: SUI

ESTADO DE RESULTADOS	2013	2012	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$286.529.327.941	\$283.813.081.834	0,96%
COSTOS OPERACIONALES	\$215.488.006.782	\$201.248.700.906	7,08%
GASTOS OPERACIONALES	\$49.044.820.631	\$57.402.434.968	-14,56%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$21.996.500.528	\$25.161.945.960	-12,58%
OTROS INGRESOS	\$9.683.247.699	\$10.183.789.207	-4,92%
INGRESOS POR FINANCIACIÓN DE USUARIOS	\$2.134.063.788	\$2.842.940.457	0,00%
OTROS GASTOS	\$9.652.151.451	\$5.333.327.963	80,98%
GASTO DE INTERESES	\$85.209.623	\$99.962.753	-14,76%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$22.027.596.776	\$30.012.407.204	-26,61%

Fuente: SUI Cifras en pesos

Los ingresos operacionales corresponden a las actividades de comercialización y distribución, estos para Diciembre de 2013 fueron de \$286.529 millones, presentando un aumento del 0,96% con respecto a Diciembre de 2012; al negocio de distribución le corresponden \$ 14.094 millones y al negocio de comercialización \$ 269.082 millones incrementándose los ingresos por servicio de energía en \$ 1.837 millones en referencia al año 2012

En cuanto a los Costos Operacionales, estos representan el 70,9 % de los Ingresos Operacionales, aumentándose en 7,08% con respecto al año anterior, pasando de \$201.248 millones en el 2012 a \$ 215.488 millones en 2013.

Los gastos operacionales decrecieron 14,56%, pasando de \$57.402 millones a \$49.044 millones, su composición se efectúa de la siguiente manera: gastos administrativos, las provisiones, depreciaciones y amortizaciones. Los gastos de administración crecieron millones ubicándose en \$30.916 millones a Diciembre de 2013, de los cuales \$6.253 millones corresponden a gastos de personal, \$10.855 millones gastos generales y \$3.572 millones erogaciones por impuestos contribuciones y tasas.

Las cuentas de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento aumentaron \$1.462 millones, este rubro evidencia comportamientos de la siguiente manera: provisiones para deudores \$3.083 millones, provisión de inventarios \$20 millones, provisión para obligaciones fiscales \$13.054 millones, provisión para contingencias \$593 millones, Depreciación propiedad planta y equipo \$812 millones y amortización de intangibles \$319 millones.

Los otros ingresos suman \$9.683 millones, están compuestos por: \$2.561 millones financieros, \$5 millones ajuste por diferencia en cambio y \$6.469 millones extraordinarios, dentro de los ingresos financieros se destacan \$833 millones de intereses sobre depósitos y \$1.301 millones de recargo por mora.

Los otros gastos no operacionales ascienden a \$9.652 millones, siendo los más importantes los gastos financieros y los gastos extraordinarios con el 32% y el 54% respectivamente del total del rubro.

2.3 Utilidades y Ebitda



EEC S.A. ESP, a diciembre de 2013 presentó una utilidad operacional de \$21.996 millones habiendo una disminución con respecto al 2012 del 12,58%; El Ebitda de la compañía a 2013 alcanzó los \$48.916 millones disminuyendo con respecto al año anterior en \$6.106 millones.

2.4. Indicadores

INDICADORES	2013	2012
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	0,39	0,52
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	72	94
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	67	64
Activo Corriente Sobre Activo Total	11,18%	12,37%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	39,3%	34,8%
Patrimonio Sobre Activo	60,7%	65,2%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	73,4%	67,9%
Cobertura de Intereses – Veces	574,1	550,4
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	48.916.864.742	55.023.212.960
Margen Operacional	17,1%	19,4%
Rentabilidad de Activos	8,3%	10,3%
Rentabilidad de Patrimonio	10,0%	10,8%

Liquidez

La razón corriente para Diciembre 2013 es de 0,39 veces, indicador que presenta un a disminución de 0,13 veces con respecto al mismo período de la vigencia anterior, lo cual nos indica que le presenta un alto riesgo de iliquidez; Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar presentó una disminución de 22 días en 2013 a 72 días, lo cual es una mejora en el cobro de su cartera permitiéndole mantener el capital recolectado disponible para uso de las operaciones; también se debe tener en cuenta que la empresa tarda 67 días en realizar el pago de sus obligaciones, aumentando en 3 días con respecto a 2012, en el cual se tardaba 64 días.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para Diciembre de 2013 es de 39,3%, este evidencia un aumento del 4,5% con respecto a 2012 cuyo porcentaje era de 34,8%; el Pasivo corriente representa el 73,4% del total de los Pasivos, por lo que el 26,6% restante pertenece a Pasivos de largo plazo que en mayor porcentaje corresponden a las cuentas por pagar.

Rentabilidad

El margen operacional fue del 17,1%, lo indica una disminución con respecto al año anterior el cual fue de 19,4%; La rentabilidad de los activos se posicionó en 8,3% con respecto al 2012 ,hubo una disminución de 2% lo cual nos indica que la rentabilidad neta

de la empresa fue afectada por la no optimización de los activos, mientras que la rentabilidad del patrimonio reveló una disminución de 0,8% con respecto al año anterior lo cual nos señala que la reducción de la rentabilidad fue generalizada.

3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

3.1 Descripción de la Infraestructura

Según el contenido de los formatos 4 y 5 de la resolución compilatoria SSPD 20102400008055 de 2010 en Sistema Único de Información – SUI, se realizó un análisis de la información reportada por la empresa con respecto a la infraestructura donde se presenta la evolución de sus activos correspondientes a transformadores, circuitos y subestaciones. Adicionalmente se muestra las características de la cuenta activos, tales como, suma total de la demanda de los transformadores, suma total de la capacidad instalada de los transformadores, suma total de la longitud de la red para los circuitos, entre otros.

Tabla 3.1.1 Evolución Infraestructura Transformadores EEC

NUMERO DE TRANSFORMADORES	NUMERO DE CIRCUITOS	TOTAL CAPACIDAD TRAFIO	USUARIOS CONECTADOS	DEMANDA MENSUAL	AÑO
11668	130	517552,5	252655	45035307	2011
11886	129	517230	248612	34551552	2012
12358	126	534436,5	258146	54717417	2013

Fuente: SUI

Con respecto a la tabla anterior se observa que para Diciembre de 2013 EEC S.A. ESP, tiene reportados 12358 transformadores en todo su mercado con 126 circuitos reportados y 258146 usuarios conectados a los transformadores. Adicionalmente se presenta la suma de la capacidad de los transformadores la cual corresponde a 534436 KVA y una demanda mensual de 54 GWh aproximadamente.

Tabla 3.1.2 Evolución de Infraestructura Alimentadores EEC

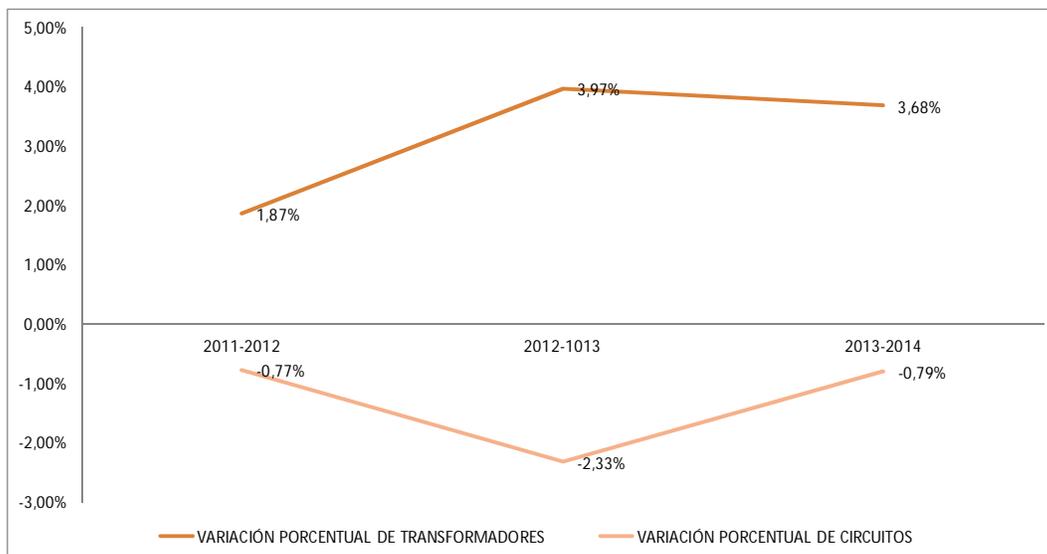
NUMERO DE SUBESTACIONES	KM DE RED	AÑO
29	2778	2011
30	2757,488	2012
30	2896,206	2013

Fuente: SUI

Según la información reportada en el SUI para Diciembre de 2013 EEC S.A. ESP cuenta con 30 subestaciones instaladas y una longitud de la red correspondiente a la longitud

de los circuitos o línea principal mas ramales de 2896,20 Km de red este valor corresponde a la suma total de la longitud de red reportada en el SUI.

Grafica 3.1.1 Variación Porcentual de la Evolución de Transformadores y Circuitos



Fuente: SSPD

De la gráfica anterior se observa que la empresa presenta un crecimiento durante los últimos 3 años en cuanto a transformadores y circuitos. Para el periodo del 2011-12 se registro un incremento del 1,87 % para transformadores y una decremento del 0,77% para circuitos. En el último periodo 2013-2014 (1 semestre 2014) se presento un crecimiento del 3,68% para transformadores y un decremento de 0,79% para circuitos.

3.2 Continuidad

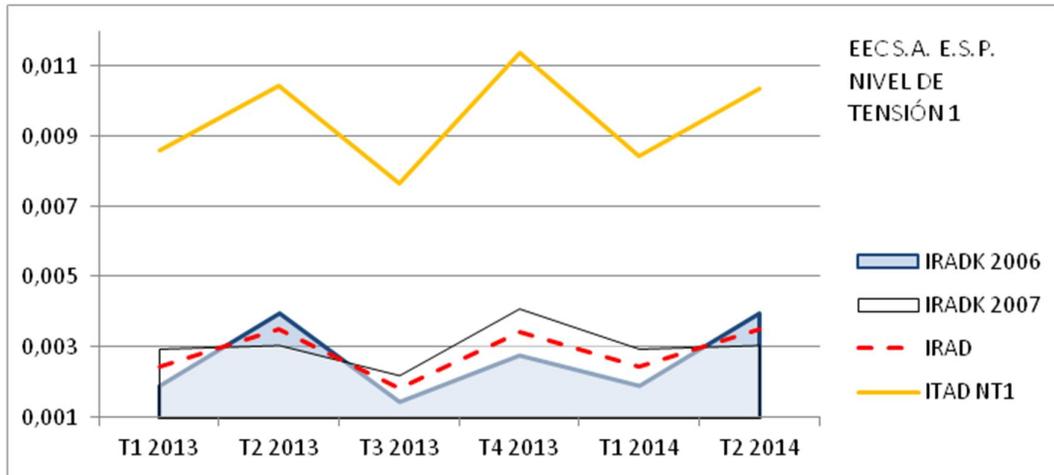
La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en la Resolución 097 de 2008, estableció el nuevo esquema de calidad y compensaciones, en el cual se define el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD). Este índice representa el porcentaje medio de energía que los clientes dejan de consumir debido a las interrupciones en la prestación del servicio.

Con relación a lo anterior, se encontró que la empresa ya ingresó a este nuevo esquema. En la Resolución 018 de 2011 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de EEC S.A. ESP

Las gráficas 1 y 2 son creadas con base en el índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD) y el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD). Estos índices permiten analizar el comportamiento de la calidad del servicio de la empresa prestadora. Cuando el ITAD se encuentra por debajo del índice IRAD, se deduce que la empresa ha tenido una buena calidad del servicio; cuando los límites del IRAD son superados se entiende que la calidad del servicio de la empresa ha disminuido considerablemente. Los índices IRADK 2006 Y 2007 establecen una banda de

indiferencia dentro de la cual debe estar siempre el ITAD para cumplir con una buena calidad del servicio.

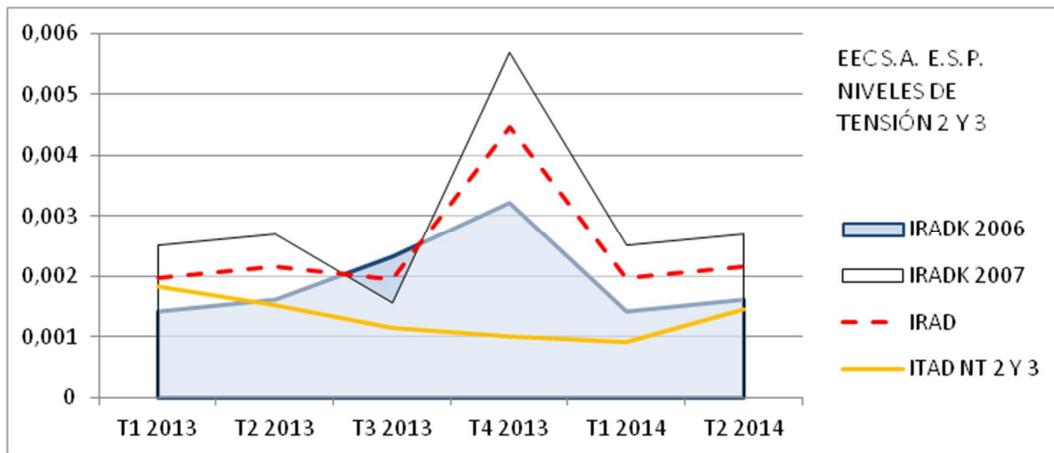
Gráfica 3.2.1 Análisis ITAD para nivel de tensión 1



Fuente: SUI – DTGE

En esta gráfica se puede observar que para el nivel de tensión 1, desde el primer trimestre de 2013 hasta el último reporte ante el SUI, el cual corresponde al segundo trimestre de 2014, el índice ITAD se encuentra muy por encima del índice IRAD y también por fuera de la banda de indiferencia que establecen los índices IRADK.

Gráfica 3.2.2 Análisis ITAD para niveles de tensión 2 y 3

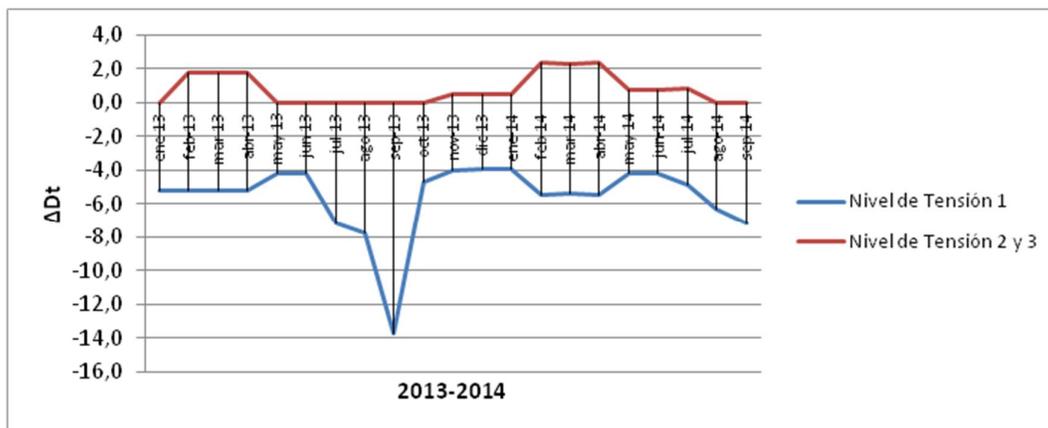


Fuente: SUI – DTGE

En contraste con los indicadores de nivel de tensión 1, EEC S.A. ESP presenta una buena calidad del servicio dado que el índice ITAD se encuentra por debajo del índice IRAD.

Por otra parte, en la siguiente gráfica se presenta la Variación Trimestral de la Calidad ΔDt , definida en la Resolución CREG 097 de 2008, aplicada a través del costo unitario de prestación del servicio a los usuarios finales atendidos por la empresa.

Gráfica 3.2.3 Variación trimestral de la calidad



Fuente: SUI – DTGE

De la gráfica anterior, se observa que para el nivel de tensión 1 la variable ΔDt no tuvo valores positivos, es decir, que en un 100% de los periodos de tiempo en NT1 el ΔDt es negativo. Para los niveles de tensión 2 y 3 no se presentan valores negativos. Lo anterior significa que la empresa debió compensar a todo el mercado de comercialización a través del Costo Unitario de Prestación del servicio debido a que aumentó su índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad con respecto al promedio histórico y por encima de la banda de indiferencia en nivel de tensión 1.

3.3 Calidad de la Potencia, CPE

En las visitas realizadas el presente año por parte de la SSPD a las subestaciones La Isla y Tocaima se verificó la existencia de los medidores de calidad de la potencia, de conformidad con lo establecido en las resoluciones CREG 024 de 2005 y 016 de 2007.

Se verificaron registros de calidad de la potencia suministrada a los circuitos Ricaurte, Alto de la Cruz y Bavaria de Girardot para la semana del 14 al 20 de abril de 2014. De acuerdo con el análisis de los datos se observa lo siguiente:

Las variaciones en las magnitudes de las tensiones en estado estacionario, medidas en el punto de conexión a 13,8 kV de la subestación La Isla, están dentro de la franja regulatoria establecida por la Resolución CREG 024 de 2005 (90% y 110% de la tensión nominal).

El factor de potencia en barras tuvo un valor de 0,99 para el percentil 95 de las mediciones tomadas.

El desequilibrio entre las señales de tensión en la barra cumple los requerimientos de calidad establecidos por la norma EN50160 que se utiliza como referencia (menor al 2% para el 95% de las mediciones tomadas).

La impresión de inestabilidad de la sensación visual (flicker, Pst) en el 95% del tiempo cumple con el valor recomendado por la norma.

La distorsión armónica total de tensión cumple con el límite sugerido por la recomendación IEEE-519 de 1992, del 5%.

No se evidencian armónicos en tensión de orden superior que superen el límite recomendado por el std IEEE 519.

Por otra parte, de acuerdo con información reportada por la firma auditora KPMG, durante 2013 se presentaron incidencias relacionadas con los equipos de calidad de la potencia. Las siguientes fueron las acciones correctivas ejecutadas por la empresa.

Febrero-13 Las subestaciones La Isla y Facatativá no están transmitiendo datos. Acciones: Se realiza comunicación con las subestaciones, se reinician los equipos y estos empiezan a transmitir.

Marzo-13 El equipo de la subestación El Peñón no está transmitiendo datos. Acciones: * Se realizó la visita a la subestación El Peñón por parte del equipo de ingenieros. * El equipo de calidad de potencia estaba en óptimas condiciones. La información que inicialmente se había reportado a los operadores de la subestación según la cual el equipo Scan Power había tenido un corto eléctrico, que producía chispas y humo era errada. El problema eléctrico realmente sucedió, pero en el nuevo gabinete instalado por EEC S.A. ESP para las comunicaciones. * La tarjeta IO fue reemplazada, restableciéndose con ello el reporte de estado de los siete circuitos monitoreados. * El módem de comunicaciones se encontraba bloqueado y por ello no se tenían datos de calidad de potencia desde finales de febrero. Se procedió a desbloquearlo y a verificar comunicaciones con el servidor en Bogotá. * Debido a que el Scan Power no estaba bloqueado se tienen todos los datos desde finales de febrero a la fecha. Dicha información ya fue enviada al servidor e incluida en la base de datos. * Tanto el SP como la tarjeta IO quedaron funcionando correctamente.

Julio-13 Programa de mantenimiento preventivo. Se adelantaron trabajos de mantenimiento en todos los equipos SCANPOWER instalados en las subestaciones de EEC S.A. ESP

Agosto-13 Parámetro PST. La mayoría de los equipos de la calidad de la potencia exceden el límite permitido por la regulación. Según el análisis realizado y teniendo en cuenta que el problema sólo se registra en la fase R, se deduce que se debe a un error en el cálculo y se solicita verificar. Se evidencia que el PST en la fase R tiene un factor multiplicador que lo lleva a reportar un valor superior a la norma, el centro internacional de física corregirá este error y evaluará el tiempo requerido para corregir la información que ha sido mal calculada.

3.4 Inversión

3.4.1 Ejecución de los Proyectos de Inversión

Para el año 2013 el prestador reportó al Sistema Único de Información – SUI un total de 1133 proyectos de inversión. De estos se destacan los siguientes cuarenta proyectos, los cuales representaron los costos más altos:

Tabla 3.4.1.1 Proyectos de Inversión

No.	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACIÓN	ESTADO	VALOR DEL PROYECTO (millones)	PORCENTAJE DEL AVANCE	OBSERVACIONES
1	REPOSICION-PREV-MT-NORTE-S2	17-07-2013	24/12/13	Finalizado	6247,97	100%	sin observaciones
2	REPOSICION-MT-NORTE-S1	24-01-2013	14/08/13	Finalizado	1381,34	100%	sin observaciones
3	REPOSICION-PREV-MT-NORTE-S1	25-01-2013	25/07/13	Finalizado	1331,88	100%	sin observaciones
4	REPOSICION-PREV-MT-NORTE-S1	25-01-2013	25/07/13	Finalizado	935,63	100%	sin observaciones
5	REPOSICION-MT-NORTE-S1	24-01-2013	14/08/13	Finalizado	735,81	100%	sin observaciones
6	REPOSICION-MT-NORTE-S2	10-07-2013	24/12/13	Finalizado	626,21	100%	sin observaciones
7	REPOSICION-PREV-MT-NORTE-S1	25-01-2013	25/07/13	Finalizado	603,71	100%	sin observaciones
8	REPOSICION-MT-NORTE-S2	10-07-2013	24/12/13	Finalizado	587,68	100%	sin observaciones
9	REPOSICION-PREV-BT-NORTE	25-01-2013	24/12/13	Finalizado	575,26	100%	sin observaciones
10	REPOSICION-PREV-MT-NORTE-S2	17-07-2013	24/12/13	Finalizado	573,67	100%	sin observaciones
11	REPOSICION-MT-SUR-S2	25-07-2013	24/12/13	Finalizado	572,95	100%	sin observaciones
12	REPOSICION-MT-ORIENTE-S2	09-07-2013	23/12/13	Finalizado	507,42	100%	sin observaciones
13	REPOSICION-MT-NORTE-S2	10-07-2013	24/12/13	Finalizado	433,11	100%	sin observaciones
14	REPOSICION-PREV-MT-SUR-S2	11-07-2013	23/12/13	Finalizado	422,64	100%	sin observaciones
15	REPOSICION-MT-NORTE-S1	24-01-2013	14/08/13	Finalizado	422,02	100%	sin observaciones
16	REPOSICION-PREV-MT-NORTE-S2	17-07-2013	24/12/13	Finalizado	417,23	100%	sin observaciones
17	REPOSICION-MT-NORTE-S1	24-01-2013	14/08/13	Finalizado	402,50	100%	sin observaciones
18	REPOSICION-MT-NORTE-S1	24-01-2013	14/08/13	Finalizado	331,23	100%	sin observaciones
19	REPOSICION-BT-NORTE	24-01-2013	24/12/13	Finalizado	323,82	100%	sin observaciones
20	REPOSICION-PREV-MT-NORTE-S2	17-07-2013	24/12/13	Finalizado	321,87	100%	sin observaciones
21	REPOSICION-PREV-BT-NORTE	25-01-2013	24/12/13	Finalizado	320,60	100%	sin observaciones
22	REPOSICION-MT-NORTE-S2	10-07-2013	24/12/13	Finalizado	313,22	100%	sin observaciones
23	REPOSICION-PREV-MT-SUR-S1	24-01-2013	14/08/13	Finalizado	311,95	100%	sin observaciones
24	REPOSICION-MT-NORTE-S1	24-01-2013	14/08/13	Finalizado	305,79	100%	sin observaciones
25	REPOSICION-MT-SUR-S2	25-07-2013	24/12/13	Finalizado	300,18	100%	sin observaciones
26	ELECTRIFICACION-RURAL-CR-BT-ORIENTE-S2	26-06-2013	23/12/13	Finalizado	292,77	100%	sin observaciones
27	REPOSICION-BT-NORTE	24-01-2013	24/12/13	Finalizado	279,06	100%	sin observaciones
28	REPOSICION-MT-NORTE-S1	24-01-2013	14/08/13	Finalizado	279,06	100%	sin observaciones
29	REPOSICION-PREV-MT-NORTE-S2	17-07-2013	24/12/13	Finalizado	279,06	100%	sin observaciones
30	REPOSICION-MT-SUR-S2	25-07-2013	24/12/13	Finalizado	278,99	100%	sin observaciones
31	ADQUISICION-EQUIPOS-SUR	14-02-2013	23/12/13	Finalizado	270,05	100%	sin observaciones
32	REPOSICION-PREV-MT-SUR-S2	11-07-2013	23/12/13	Finalizado	265,32	100%	sin observaciones
33	REPOSICION-MT-ORIENTE-S2	09-07-2013	23/12/13	Finalizado	263,67	100%	sin observaciones
34	REPOSICION-MT-NORTE-S1	24-01-2013	14/08/13	Finalizado	260,68	100%	sin observaciones
35	REPOSICION-MT-SUR-S1	24-01-2013	22/08/13	Finalizado	253,55	100%	sin observaciones
36	REPOSICION-MT-NORTE-S1	24-01-2013	14/08/13	Finalizado	249,54	100%	sin observaciones
37	REPOSICION-PREV-MT-SUR-S2	11-07-2013	23/12/13	Finalizado	245,81	100%	sin observaciones
38	REPOSICION-MT-ORIENTE-S2	09-07-2013	23/12/13	Finalizado	240,71	100%	sin observaciones
39	REPOSICION-MT-NORTE-S1	24-01-2013	14/08/13	Finalizado	234,20	100%	sin observaciones

Los objetivos de estos proyectos son entre otros: aumentar la confiabilidad del sistema, ampliar la cobertura del servicio y mejorar la calidad de la potencia. El total de la inversión asociada a estos cuarenta proyectos es de \$2.323 Millones de pesos.

De los proyectos que estuvieron planeados finalizarlos a diciembre de 2013 la empresa tuvo un porcentaje de cumplimiento del 100%.

3.4.2 Cobertura y Restricciones del Servicio de Energía Eléctrica

De acuerdo con lo expuesto en el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2013-2017 – PIEC de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, el índice de cobertura del servicio de energía eléctrica para el departamento de Cundinamarca, alcanzó el 99,29% en el año 2013, distribuido tal y como se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 3.4.2.1 Índice de Cobertura 2013

Departamento	ICEE cabecera municipal	ICEE resto	ICEE Total
Cundinamarca	99,79%	98,33%	99,29%

Fuente: UPME

Así mismo, el plan expuesto señala que para el año 2017 es posible alcanzar el 99,68% de la cobertura a través de inversiones realizadas por el Operador de Red, las cuales serían remuneradas vía tarifa, además se lograría el 100% de la cobertura con proyectos asociados a recursos provenientes de los fondos FAER y FAZNI.

Tabla 3.4.2.2 Cobertura Alcanzable 2017

Departamento	ICCE_Base	Incremento con tarifa Actual	Incremento con FAER	Incremento con FAZNI	Cobertura total Alcanzable a 2017
Cundinamarca	99,29%	0,439%	0,199%	0,075%	100,00%

Fuente: UPME

Por otra parte, al revisar el estado del sistema eléctrico en el área de transmisión STR –STN se encontró que para el departamento de Cundinamarca existen restricciones ante contingencias del STR en: el transformador Bacatá (500kV/115kV) por sobrecarga, las líneas Bacatá – Chia 115kV, Noreste –Tenjo 115kV y Bacatá – El sol 115kV y de manera general sobrecarga de las líneas de 115 kV ante contingencias de acuerdo al informe mensual de restricciones presentado por XM S.A. ESP.

De lo anterior se concluye que en condiciones estables el Sistema de Transmisión instalado en el departamento de Cundinamarca, operará satisfactoriamente, no obstante en el evento de la falla de algún activo que haga parte del anillo de las líneas antes mencionadas posiblemente se presentarán sobrecargas en los conductores.

Para mitigar los anteriores riesgos a corto plazo el Centro Nacional de Despacho – CND dependiendo el caso coordinará maniobras en el Sistema Eléctrico Nacional para evitar

la suspensión del servicio a los usuarios. A largo plazo, se encuentra el desarrollo de los siguientes proyectos:

- Proyecto Chivor – Chivor II – Norte – Bacatá 230kV, y doble transformación 230kV/110kV. Fecha programada de entrada en operación octubre de 2015.
- Instalación de 275 MVAR de compensación capacitiva repartida entre Bogotá y Meta. Fecha programada de entrada en operación año 2014.
- Compensación tipo FACTS de 440 MVAR en el área Oriental. Fecha programada de entrada en operación año 2015.
- Enlaces Sogamoso – Norte y Norte – Nueva Esperanza 500kV. Fecha programada de entrada en operación año 2018.
- Nuevo circuito Virginia – Nueva Esperanza 500kV. Fecha programada de entrada en operación año 2020.

3.5 Retie

Con el fin de evaluar la calidad del servicio y la normativa RETIE a la empresa, se realizó un estudio de las interrupciones de energía por circuitos y por transformador a través de la base de datos del Sistema Único Información – SUI, información que reportan los prestadores en los formatos 4 y 5 de la resolución compilatoria SSPD 20102400008055 de 2010. Una vez evaluada la información se encontraron los municipios de Girardot, Tocaima como los más importantes para la visita técnica del servicio y la infraestructura.

3.5.1. Accidentes de Origen Eléctrico

De acuerdo a lo reportado en el Formato 19 Información de Accidentes de Origen Eléctrico en el Sistema Único de Información – SUI, EEC S.A. ESP, registra 5 accidentes de origen eléctrico para los años 2012 y 2013.

3.5.2. Hallazgos y observaciones en subestaciones y prestación del servicio

El día miércoles 2 de Abril se inició el recorrido por el circuito centro del municipio de Girardot, aquí se observaron los avances en mantenimientos de las redes de media tensión y se evidenció la nueva infraestructura dentro del circuito, como reconectores, crucetas, aisladores, transformadores, red trenzada entre otros equipos y materiales eléctricos que se encuentran remodelado.

Se recorrieron los circuitos Jerusalén y San Fernando, durante el recorrido se evidenció que el circuito Ricaurte 13.2 kV se encuentra en red compacta en buenas condiciones y va paralelo con circuito a 34.5 kV también en red compacta, este circuito se encuentra vía Girardot-Tocaima.

En la subestación Tocaima, se verificó el cumplimiento de la normatividad RETIE además se inspeccionó las celdas de los circuitos que se encuentran en la subestación, se verificó que cada una tuviera los analizadores de calidad de la potencia, y se solicitó un reporte durante una semana completa de las mediciones para analizar la información.

En la sede principal de EEC S.A. ESP en Girardot, se revisó información técnica sobre procedimientos y requisitos exigidos para nuevas solicitudes de conexión, como acta de verificación RETIE y los certificados de cumplimiento, dado esto se evaluó según la normativa vigente y no se evidenció ninguna irregularidad en el proceso. De lo anterior se obtuvo una copia de un proyecto y la documentación asociada al tema para otorgar un punto nuevo de conexión.

De igual forma se recibió información sobre los programas de mantenimiento de los años 2012 y 2013 y de las inversiones realizadas en el año 2013. Así mismo, se obtuvieron reportes de calidad de la potencia de los circuitos Ricaurte y Alto de la Cruz.

Se tomaron mediciones de tensión en fines de circuito, encontrándose dentro de los límites establecidos por la resolución CREG 070 de 1998.

3.6 Mantenimientos

A continuación se presentan los principales aspectos del proceso de mantenimiento eléctrico realizado por EEC S.A. ESP, durante el año 2013, destacando las inversiones y el modelo preventivo que está manejando.

3.6.1 Gestión Forestal

3.6.1.1 Información de Trabajos Forestal

GESTION FORESTAL 2013 – 2014		
ITEM	MUNICIPIO	NUMERO DE TRABAJOS REALIZADOS
1	AGUA DE DIOS	119
2	ALBAN	136
3	AMBALEMA	6
4	ANAPOIMA	465
5	ANOLAIMA	460
6	APULO	344
7	ARBELAEZ	108
8	BELTRAN	235
9	BITUJIMA	7
10	CABUYARO	93
11	CACHIPAY	357
12	CALVARIO	36
13	CAMBAAO	85
14	CAPARRAPI	98
15	CAQUEZA	104
16	CHAGUANI	96
17	CHAGUANI	31
18	CHAPARI	25
19	CHIPAQUE	33
20	FACA	210
21	FACATATIVA	145
22	FLANDES	217
23	FOMEQUE	28
24	FUSAGASUGA	1.449
25	GIRARDOT	1.542
26	GRANADA	190
27	GUADUAS	1.203
28	GUATAQUI	76
29	GUAYABAL	25
30	ICONONZO	183
31	JERUSALEM	45
32	JUNIN	208
33	LA MESA	277
34	LA PEÑA	42
35	LA VEGA	93
36	MEDINA	64
37	MELGAR	80
38	MESITAS	30
39	NARIÑO	75
40	NILO	37
41	NIMAIMA	125
42	NOCAIMA	23
43	PACHO	269
44	PARATEBUENO	739
45	PASCA	13
46	PUERTO SALGAR	1.234
47	PULI	2
48	RICARTE	1.030
49	SASAIMA	188
50	SIBATE	464
51	SILVANIA	16
52	TENA	31
53	TIRIBITA	231
54	TOCAIMA	768
55	UBALA	150
56	UBAQUE	94
57	UNBALA	349
58	UNE	58
59	VILLETA	847

Fuente: EEC – SSPD

3.6.2 Mantenimientos Subestaciones, Redes de Alta Tensión, Media Tensión y Baja Tensión

3.6.2.1 Mantenimientos Subestaciones

			2013											
			ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	
1	Total SSEE	N°	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
2	Total Transformadores	N°	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79
3	Total Interruptores	N°	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
4	Total Protecciones	N°	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147
5	Inspecciones visuales en SSEE	N°	5	5	10	10	10	10	10	10	10	10	10	5
6	Análisis de aceite	N°									10	40	23	
7	Pruebas eléctricas a Transformadores	N°									2	1	2	
8	Pruebas eléctricas a Interruptores	N°						2	5					
9	Pruebas a Protecciones	N°						9	8					3
10	Interruptores sometidos a mantenimiento	N°						2	5					
11	Anomalías Inspecciones en SSEE	N°			2	2	2	2	2	2	2	2	2	
12	Anomalías Pruebas y análisis	N°			1									

Fuente: EEC – SSPD

3.6.2.2 Mantenimientos Líneas de Alta Tensión

ITEM	KPI	Un	Ejecutado 2013											
			ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	
13	Líneas AT aérea	Km	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71	71
14	Estructuras y postes AT	N°	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242	242
15	Cadenas en Líneas de Alta Tensión	N°	1089	1089	1089	1089	1089	1089	1089	1089	1089	1089	1089	1089
16	Km con Inspección visual	Km	0	5	5	10	20	26	28	30	35	40	52	
17	Estructuras con inspección termográfica pedestre	N°	0	0	10	25	40	49	55	60	70	92	95	
18	Inspecciones puntuales	N°	0	0	0	1	3	5	6	7	9	9	9	
19	Arboles Podados-Talados	N°	50	100	150	200	250	330	400	450	500	550	600	
20	Defectos encontrados en Líneas AT aéreas	N°	0	0	0	4	12	16	18	20	25	32	0	

Fuente: EEC – SSPD

3.6.2.3 Mantenimientos Líneas de Baja Tensión

ITEM	KPI	Un	Ejecutado										
			2013										
			ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov
21	Redes MT aérea	Km	7564	7564	7564	7564	7564	7564	7564	7564	7564	7564	7564
22	Redes BI aérea	Km	11282	11282	11282	11282	11282	11282	11282	11282	11282	11282	11282
23	Centros de Transformación Aéreos	N°	11269	11269	11269	11269	11269	11269	11269	11269	11269	11269	11269
24	Centros de Transformación Pedestal	N°	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367
25	Fallas MT	N°	553	809	779	998	1030	747	862	882	982	1193	1276
26	Trasformadores dañados	N°	24	23	94	74	119	77	57	69	90	97	100
27	Total Inspecciones a la Red	Km	24	42,8	85,8	59,2	76,3	60	65	59,1	81,3	45,2	0
28	Defectos encontrados en redes MT (críticos y mayores)	N°	78	127	88	70	150	42	82	63	167	112	0
29	Defectos resueltos en redes MT (críticos)	N°	9	14	13	8	19	4	11	8	16	10	0
30	Tiempo total de resolución de defectos en redes MT (críticos)	días	46	61	58	37	72	14	46	32	48	41	0
31	Arboles podados-talados	N°	408	1379	674	2429	2344	1656	814	2446	19	1329	1653

Fuente: EEC – SSPD

3.6.3 Circuitos con Seguimiento de Termografía

3.6.3.1 Circuitos con Seguimiento Termografía

CIRCUITOS CON SEGUIMIENTO DE TERMOGRAFÍA		
ITEM	NOMBRE DEL CIRCUITO	MUNICIPIO
1	YACOPI TATI LA ASUNCHA	YACOPI
2	YACOPI TATI LA ASUNCHA	YACOPI
3	YACOPI TATI LA ASUNCHA	YACOPI
4	YACOPI TATI LA ASUNCHA	YACOPI
5	QUEBRADA NEGRA - LA PEÑA - NIMAIMA - VERGARA	VERGARA
6	QUEBRADA NEGRA - LA PEÑA - NIMAIMA - VERGARA	VERGARA
7	QUEBRADA NEGRA - LA PEÑA - NIMAIMA - VERGARA	VERGARA
8	QUEBRADA NEGRA - LA PEÑA - NIMAIMA - VERGARA	VERGARA
9	QUEBRADA NEGRA - LA PEÑA - NIMAIMA - VERGARA	VERGARA
10	QUEBRADA NEGRA - LA PEÑA - NIMAIMA - VERGARA	VERGARA
11	LA VEGA - NOCAIMA	LA VEGA
12	LA VEGA - NOCAIMA	LA VEGA
13	LA VEGA - NOCAIMA	LA VEGA
14	LA VEGA - NOCAIMA	LA VEGA
15	LA VEGA - NOCAIMA	LA VEGA
16	LA VEGA - NOCAIMA	LA VEGA
17	LA VEGA - NOCAIMA	LA VEGA
18	GUADUAS CHAGUANI	CHAGUANI
19	GUADUAS CHAGUANI	CHAGUANI
20	GUADUAS CHAGUANI	CHAGUANI
21	GUADUAS CHAGUANI	CHAGUANI
22	GUADUAS CHAGUANI	CHAGUANI
23	GUADUAS CHAGUANI	CHAGUANI
24	RIONEGRITO - TERAN	PUERTO SALGAR
25	RIONEGRITO - TERAN	PUERTO SALGAR
26	RIONEGRITO - TERAN	PUERTO SALGAR
27	RIONEGRITO - TERAN	PUERTO SALGAR
28	RIONEGRITO - TERAN	PUERTO SALGAR
29	RIONEGRITO - TERAN	PUERTO SALGAR
30	GUADUAS- HOSPITAL URBANO	GUADUAS
31	GUADUAS- HOSPITAL URBANO	GUADUAS
32	GUADUAS- HOSPITAL URBANO	GUADUAS
33	GUADUAS- HOSPITAL URBANO	GUADUAS
34	GUADUAS- HOSPITAL URBANO	GUADUAS
35	GUADUAS- HOSPITAL URBANO	GUADUAS
36	SAN PEDRO UBALA GAMA URBANO	UBALA
37	SAN PEDRO UBALA GAMA URBANO	UBALA
38	SAN PEDRO UBALA GAMA URBANO	UBALA
39	SAN PEDRO UBALA GAMA URBANO	UBALA
40	SAN PEDRO UBALA GAMA URBANO	UBALA
41	SAN PEDRO UBALA GAMA URBANO	UBALA

Fuente: EEC – SSPD

3.6.3.2 Subestaciones con Seguimiento Termografía

ITEM	SUBESTACION
	ZONA GIRARDOT
1	BELTRAN
2	DIAMANTE
3	GUATAQUI
4	LA ISLA
5	JOSE MARIA CORDOBA
6	EL PEÑON
7	PTO PEÑALIZA
8	EL PALMAR
9	AGUA DE DIOS
10	LOS MANGOS
11	FLANDES
	ZONA FUSAGASUGA
12	ARBELAEZ
13	BALMORAL
14	CHINAUTA
15	GRANADA
16	SAN JORGE
17	SAUCES
	ZONA GACHETA
18	SALITRE
19	GACHETA
	ZONA FACATATIVA
20	ANOLAIMA
21	ARBOLEDA
22	CARTAGENITA
23	FACATATIVA
24	PACHO
25	SAN FRANCISCO
26	LA ESMERALDA
27	VILLAS DE MANJUI
28	ALBAN
	ZONA LA MESA
29	ANAPOIMA
30	APULO
31	LA MESA
32	LA SALADA
33	TOCAIMA
	ZONA VILLETA
34	GUADUAS
35	CENTRAL DE RIONEGRO
36	PUERTO LIBRE
37	PTO SALGAR
38	UTICA
39	VILLETA
40	BASE AEREA
	ZONA
41	CHOACHI
42	FOMEQUE
43	JAPON
44	PARATEBUENO
45	MEDINA
46	CAQUEZA EEC

4. ASPECTOS COMERCIALES

EEC S.A. ESP, presentó el comportamiento en su estructura comercial en cuanto hace referencia a: el número de suscriptores, los niveles de consumos, las tarifas, los subsidios y contribuciones, la calidad del servicio.

La recolección de información comercial se realizó en el mes de Abril de 2014, con el objetivo de conocer la cantidad de usuarios que tiene la empresa, su evolución, su estructura de mercado, las zonas en que están organizados para la administración de los usuarios, el volumen de quejas, la cuantificación y cualificación de los motivos de queja.

Análisis de Mercado

Adicional, se busca consolidar y evaluar la información acerca de la gestión de la empresa para evitar afectación de los usuarios, en aspectos desarrollados e implementados por la empresa y concernientes a la calidad y manejo de la cartera, el cumplimiento de la Ley 142/94, y el reconocimiento de los derechos así como los deberes del usuario, como la empresa.

4.1. Estructura del mercado

4.1.1. Aspectos Generales

Cientes EEC:	268.332 usuarios.
Área total Km2:	19.655
Densidad. No Cientes/ Km2:	13 Usuarios
No Cientes/ long Red (MT+MB):	13 Usuarios.
Mensualmente comercializan:	38 GWh en el Mercado Regulado

EEC S.A. ESP realiza la generación de energía eléctrica a partir del aprovechamiento de la fuerza del agua (energía cinética) de parte del caudal transportado por el Río Negro (cuenca media del Río Magdalena) mediante un esquema conocido como “filo de agua”, donde no existe embalse y se genera la energía tan solo a partir del paso del agua por turbinas. Una vez generada la energía, el agua es retornada a la cuenca del Río Magdalena a través de la quebrada La Pita, sin alterar sus condiciones de calidad.

Ubicación: Cundinamarca – Puerto Salgar (Colorados y Tres y Medio)

Sistema: Filo de Agua (sin embalse)

Capacidad instalada:

Equipos de generación: 9,6 Megavatios

Filo de Agua: Altura: 4 m **Longitud:** 60 m

Longitud: 1.415 metros **Módulos:** 3

Longitud: 63 m **Ancho:** 16,7 m

Longitud: 394 m **Número:** 2

Turbinas: Francis **Potencia:** 4,8 MW

Profundidad máxima: 6.5 m

4.1.2. Participación por zona:

ZONA DE MERCADO	USUARIOS	URBANOS	RURAL
Oeste:	210.843	79%	21%
Este:	57.489	40%	60%

Fuente: EEC

4.1.3. Mercado

CLIENTES – MUNICIPIOS - POR DEPARTAMENTO	
Cundinamarca	69
Tolima	4
Meta	3

Fuente: EEC

4.1.4. Atención Personal Año 2013

TIPO de PQR	USUARIOS	PARTICIPACIÓN (%)
REQUERIMIENTO	140.843	64%
CONSULTA	75.785	34%
RECLAMO	5.271	2%
Total 2013	221.899	100%

Fuente: ECC

4.1.5. Total De PQR – Por Tipo De Causal

TOTAL 2013	TOTAL 2014	Nro CAUSAL	CAUSAL
24	17	1	Aforo
33	15	21	Solidaridad
35	16	6	cobro múltiple
36	26	5	dirección incorrecta
37	ND	25	Cambio de medidor o equipo de medida
42	56	17	Por suspensión, corte, reconexión y reinstalación
136	69	19	Medidor o cuenta cruzada
221	193	16	tasas e impuestos
263	57	4	Cobros por servicios no prestados
265	162	13	Estrato
275	498	14	subsidios y contribuciones
362	121	23	Revisiones a las instalaciones y medidor de usuario
444	231	3	Cobros inoportunos
478	296	11	Cobro de otros bienes o servicios en la factura

527	60	7	Entrega y oportunidad de la factura
733	151	15	tarifa cobrada
793	898	20	Pago sin abono a cuenta
1.279	963	26	Normalización del servicio
2.273	1.269	8	Error de lectura
2.850	2.657	2	Alto consumo
4.135	1.798	18	Relacionada con cobros por promedio
4.446	2.469	10	cobro de otros cargos de la empresa
11.749	7.830	12	Calidad del servicio
12.467	7.611	29	Otras inconformidades
45.084	32.284	9	Falla en la prestación de servicio
88.987	59.747		

Fuente: SUI

4.1.6. Empresas Colaboradoras para atención al cliente (Outsourcing)

Micol y Cam suministran los servicios en las zonas de influencia de EEC S.A. E. S.P., Este y Oeste respectivamente, para el desarrollo de las operaciones comerciales de:

Conexión del servicio, facturación, control pérdidas, Suspensión, corte y reconexión.

Dispersión de clientes: Acciones para mejorar la eficiencia de atención.

Ajuste a tiempos de desplazamiento con base en mediciones reales.

Clasificación de municipios por ubicación geográfica (Concentrados y Dispersos).

Reconocimiento de actividades acorde a los recursos asignados por el contratista.

Seguridad: Inclusión de elementos para mitigar la accidentalidad. Elemento de protección personal (EPP). Kit de seguridad para motociclista. (Coderas, Rodilleras).

Botas para motociclista.

Proyecto Copilotos: Instalación de videocámaras en vehículos del colaborador.

Eficiencia: Baremos ajustados a condiciones reales de la operación. Ingreso Facturación en Sitio. Concentración de operaciones bajo la programación GEO referenciada.

4.1.7. Mejoras en gestión

Desarrollo de base de datos y aplicativos para la gestión, control y automatización de actividades.

Programación y ejecución de operaciones con rutas óptimas.

Programación GEO referenciada

Captura de coordenadas.

Conciliación de actividades

Balance material: Interventoría a contratos

4.1.8. Situación presentada al año 2009 (ESP OFICIAL)

Falta de unificación en los criterios para la ejecución de los procesos

Autonomía de cada Oficina Comercial para resolver los casos

Ausencia de cultura del servicio

Atención personal en el 21% (16) municipios donde la empresa presta el servicio

Inexistencia de la atención personal móvil

Canal telefónico con atención básica a las solicitudes de clientes

Fallas en la gestión de las indemnizaciones por daños a terceros

Ausencia de una comunicación cercana y constante

Inexistencia de atributos de servicio al cliente

Ausencia de planes, seguimiento y control.

4.1.9. Situación presentada desde al año 2013 (ESP MIXTA)

Procesos estandarizados

Centralización y unificación de criterios de atención

Contratación de empresas especialistas en Servicio al Cliente

Atención Personal en el 100% (77) municipios

Atención personal móvil y el centro de servicio móvil, para municipios en los que no tenemos oficinas comerciales

Fono servicio con cobertura Rural y Urbana

Portafolio de Servicios ampliado para todo tipo de requerimientos

Proceso de Indemnización, con la colaboración de una firma reparadora

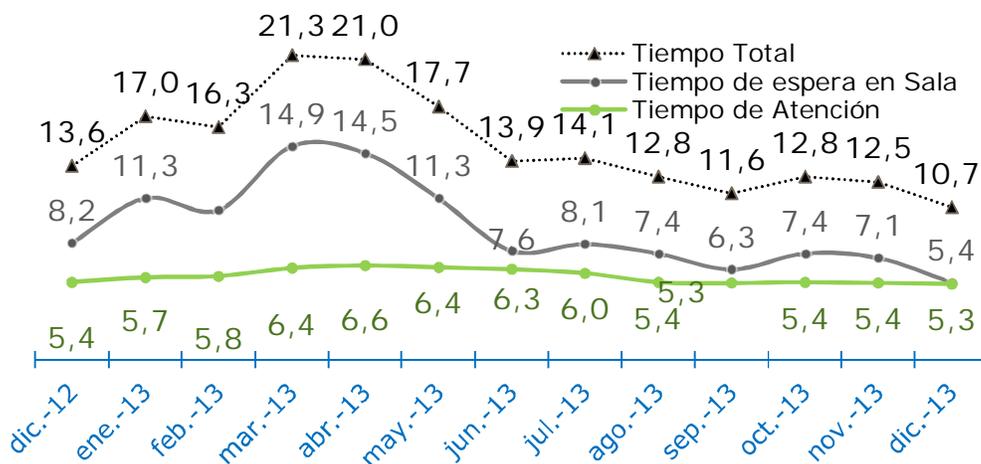
Proceso de Relacionamiento Comunitario, Canal de municipios, para comunicación con Alcaldes y Líderes comunitarios.

Personal idóneo, atención amable, claridad en la información, agilidad en la atención, solución en primer contacto, solución definitiva

Desarrollo periódico de monitoreo, mesas de calibración y planes de acción para la mejora en la calidad de la atenciones

- Atención Personal
- Atención en 17 Oficinas Comerciales
- Atención Personal Móvil en 60 Municipios (APM).
- 2 Oficinas Móviles
- Atención Telefónica
- Línea gratuita 018000110230
- La línea fija 0315 115 115
- Línea local de Girardot
- Atención virtual buzón contáctenos
- Especialización de respuesta por ruta (comercial , técnica, recursos e indemnizaciones)
- Relacionamiento Comunitario
- Canal Municipios
- Cultura al Cliente: Talleres
- Relaciones estratégicas con Gobierno Local
- Viabilidad Social de Negocio
- Cultura Energética

4.1.10. Evolución de la eficiencia en atención en los centros de atención al usuario



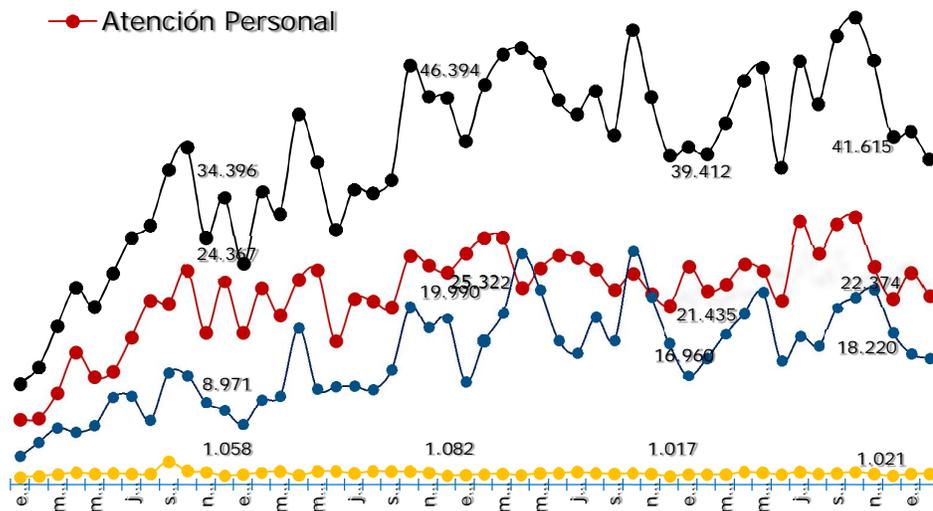
Fuente: EEC

Tiempo promedio de Espera en Sala: 9:19 minutos

Tiempo promedio de Atención: 5:73 minutos

Tiempo promedio del cliente en el Centro de Servicio: 14:92 minutos

4.1.11. Evolución de la atención a usuarios por tipo de Canal



4.1.12. Evolución de las sedes año 2009 al año 2013

- 2009 – 2010

Nueva imagen en las sedes.

Mejora en los tiempos de atención.

Nuevos esquemas de atención al cliente.

Más comunicación hacia el cliente.

Unificación de estilo en CSC.

Implementación Digiturno.

- 2010 – 2013

Inversión en sedes con mayor infraestructura

Punto de Pago / Auto consulta «junior» / Fono líneas

Capacitación Personal

Empoderamiento de Asesores

Revisión constante a Tiempos de Espera en sala y Tiempos de Atención

Asesores Integrales

Módulo de Información al Cliente

Módulos de atención lado a lado con el cliente: Cercanía / transparencia

Pantallas Inteligentes: información corporativa /Aviso de Digiturno

4.1.13. Evolución por tipo de quejas desde el año 2008 al año 2013

Año	PQR -	QUEJAS
2008	Atención Emergencias -Reporte Fallas de Energía Total quejas:	40
2009	Fallas de Energía y Requerimientos - Consultas de facturación Reconexiones Total quejas:	83.887
2010	Fallas de Energía y Requerimientos-Denuncias Información PQR SIEC. Total quejas:	143.615
2011	Fallas de Energía y Req-NNSS Modificaciones C/les Pagos no Procesados Insp Co/les.	213.238
2012	Potencialización Fono servicio - Reclamos Pagina Web ÉPIC@. Total quejas:	217
2013	Potencialización Fonoservicio - Asesoría en: Convenio Duplicado Abono	199
	Línea VIP Alcaldes: Celular: 3214924457 – Total Quejas Mes	15
	Web: www.eec.com.co – Total quejas Mes	80

Fuente: EEC

4.1.14. Procedimiento Para Aviso de Cortes de Energía Programados

A. OBJETIVO

Establecer las actividades a realizar para avisar oportunamente a los clientes de los cortes de energía de los trabajos a la infraestructura eléctrica programados.

B. ALCANCE

Desde que se estable la fecha y tiempo de corte de energía, hasta que se realizan los cortes correspondientes.

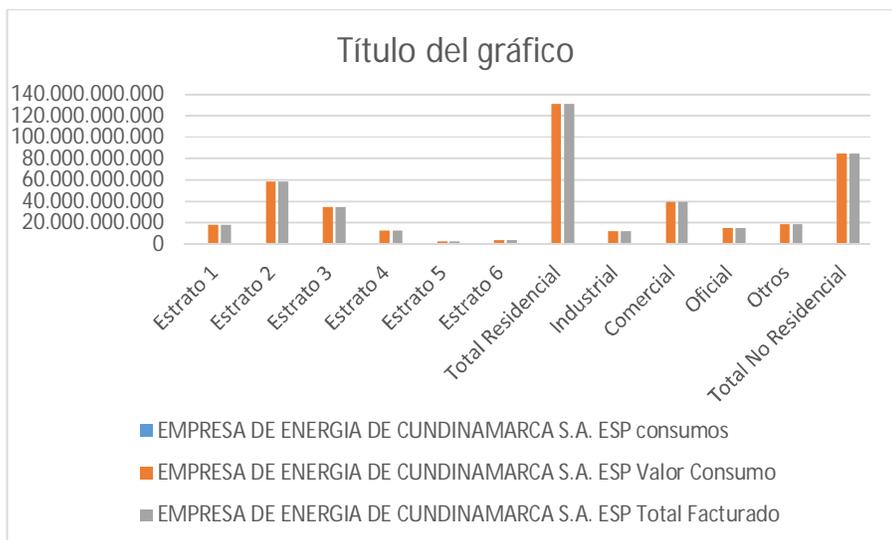
C. RESPONSABLE

Unidad de Mercadeo

E. CONDICIONES GENERALES

- Se debe tener en cuenta evitar cancelar trabajos cuando ya se ha comunicado a los clientes.
- Los registros que se generen en el documento se deben controlar de acuerdo a lo descrito en la tabla de registros, Caracterización Gestión de Procesos - Tablas de Registros (TDR).

4.2. Niveles de Consumo



Fuente: SUI

Como se ha venido observando, se destaca en el sector residencial estrato 2 el mayor consumo y para el sector no residencial los usuarios comerciales como los de mayor consumo para el año 2013.

4.3. ASPECTOS TARIFARIOS

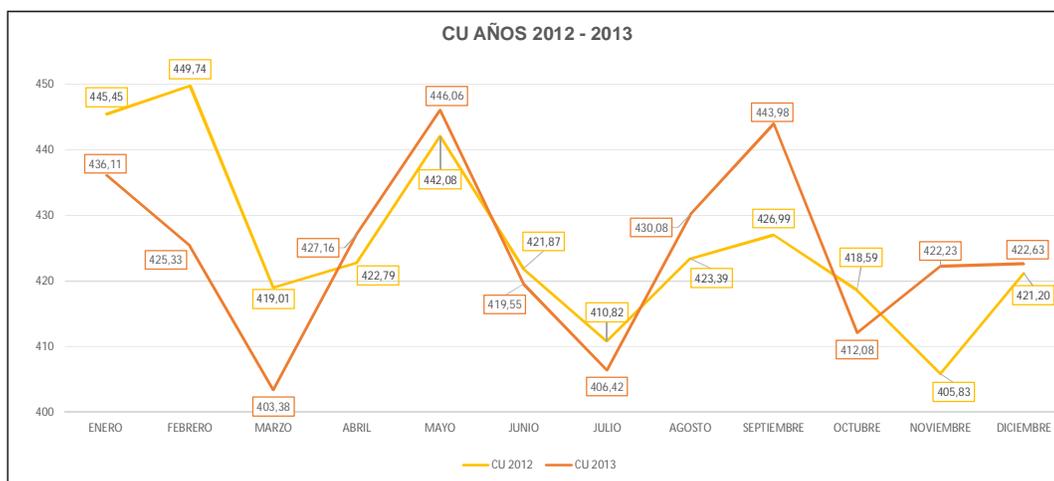
4.3.1. Costo Unitario de Prestación de Servicios - CU

A lo largo del año 2013, la empresa aplicó los lineamientos establecidos en la Resolución CREG 119 de 2007 y sus respectivas actualizaciones y modificaciones para cada uno de los componentes del CU.

El Costo Unitario de Prestación de Servicios – CU, de los años 2012 y 2013 de la empresa E.E.C. S.A. ESP, que hace parte del ADD Oriente¹, se consolida en la siguiente gráfica:.

¹ ADD Oriente, creada a través de la Resolución 182306 del 16 de diciembre de 2009 por el MME

Gráfica 4.3.1. Costo Unitario de Prestación de Servicios – CU, Años 2012 -2013



Fuente: Información Publicada por la ESP

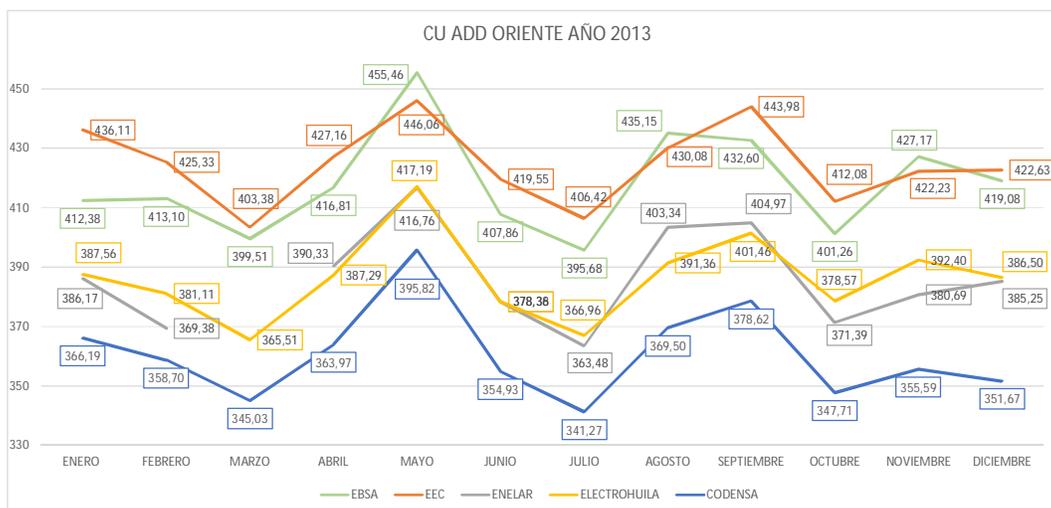
La gráfica anterior, muestra que en el primer trimestre del 2013, el CU es mucho menor que el aplicado en el mismo periodo del 2012; mientras que para los meses de Mayo y Octubre de 2013 se presentó un mayor valor correspondiente a 446,06 \$/kWh y 443,98 \$/kWh respectivamente. De forma general el CU durante el año 2013, es menor que el aplicado en la vigencia anterior.

Comportamiento del CU para el prestador con respecto a su ADD durante el 2013

El Costo Unitario de Prestación de Servicios CU de la empresa, fue el más alto durante todos los meses del año 2013, comparado con las cinco (5) empresas que conforman el ADD Oriente, la única excepción se presenta en el CU del mes de mayo de 2013, donde el valor es superado por el CU de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. ESP; sin embargo, este CU es el valor máximo cobrado por el prestador durante el año 2013, esto es, \$446.06 \$/kWh como se reseñó anteriormente.

La gráfica 4.3.2., detalla el valor del CU de las empresas que conforman el ADD Oriente para el año 2013.

Gráfica 4.3.2. Costo Unitario de Prestación de Servicios del ADD Oriente, Año 2013



Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP de ADD Oriente

El valor del CU de Mayo tiene un comportamiento similar al del costo único del componente de distribución (Dtun) para la ADD Oriente, que se situó en 152.70 \$/kWh que supera en 20.65 \$/kWh el valor de este componente en Abril de 2013; otra razón que sustenta el incremento del CU, está dado por el mayor precio en las compras de energía que se incrementó de 138,83 \$/kWh a 145.168 \$/kWh entre los meses referidos.

Análisis por componente del CU para los años 2012 – 2013

De acuerdo con el artículo 4 de la Resolución CREG 119 de 2007, el costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica consta de un componente variable según el nivel de consumo, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh), y un componente fijo, expresado en pesos por factura (\$/factura), este último aún no ha sido establecido por el regulador.

El CU, resulta de sumar los costos de las actividades de Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización, Pérdidas y Restricciones en (\$/kWh).

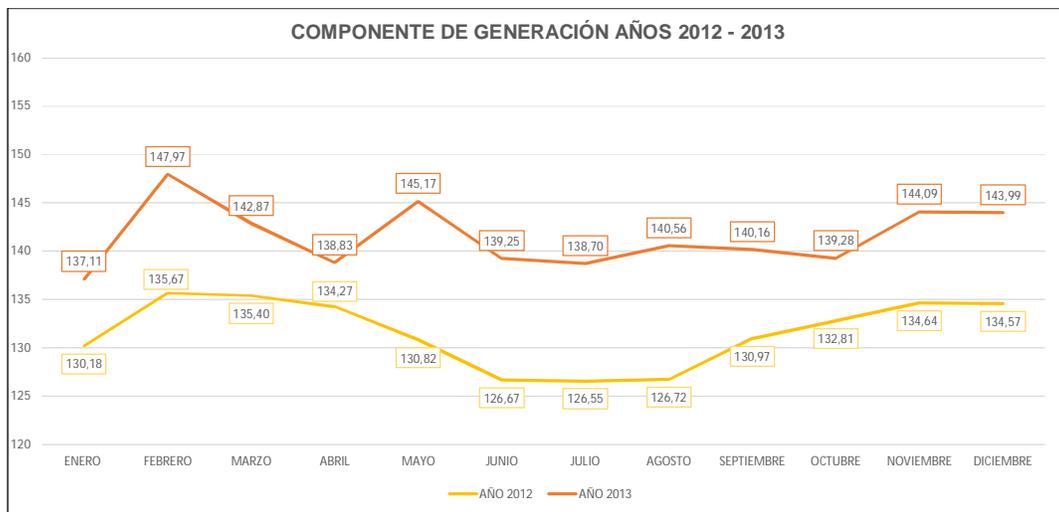
A continuación se efectúa un análisis del comportamiento de cada uno de los componentes del CU.

Componente Generación

El valor del componente de generación del año 2013 tiene tendencia creciente, está sujeto a los precios de la bolsa de energía, así como a los precios de los contratos bilaterales de suministro de largo plazo, por tanto, dependen de las condiciones hidrológicas y los precios de los combustibles utilizados en la generación. Debido a la política de cobertura de la empresa a través de contratos bilaterales de largo plazo que tiene la empresa la E.E.C. S.A. ESP, el componente de generación, no presenta mayores fluctuaciones tal como lo indica la Auditoría Externa de Gestión y Resultados en el informe de puntos específicos.²

La gráfica 4.3.3.1.a., muestra el comportamiento de las compras de energía de la E.E.C. S.A. ESP del 2013 y su variación con respecto al 2012.

Gráfica 4.3.3.1. Comportamiento de la Compra de Energía Años 2012 - 2013

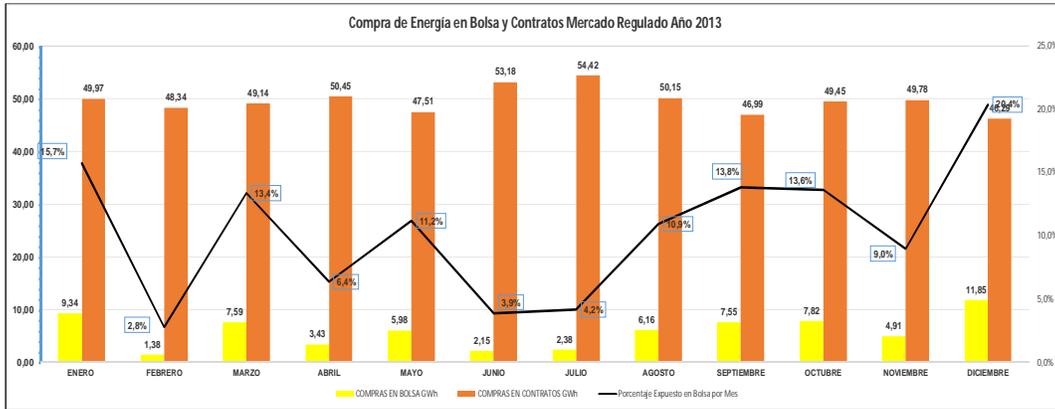


Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP

La gráfica 4.3.3.1.b., muestra el valor de las compras en bolsa y contrato durante el año 2013, las cuales ascienden a 695 GWh, de los cuales 70.52 GWh fueron adquiridos en bolsa, por tanto, la empresa durante el año estuvo expuesta en bolsa en un 10,6%.

Gráfica 4.3.3.1. b. Compra de Energía EEC Mercado Regulado – 2013

² Informe de Puntos Específicos Radicado sui_ane_2013_1_6708892_1441021.pdf, página 47 y ss.



Fuente: XM S.A. ESP

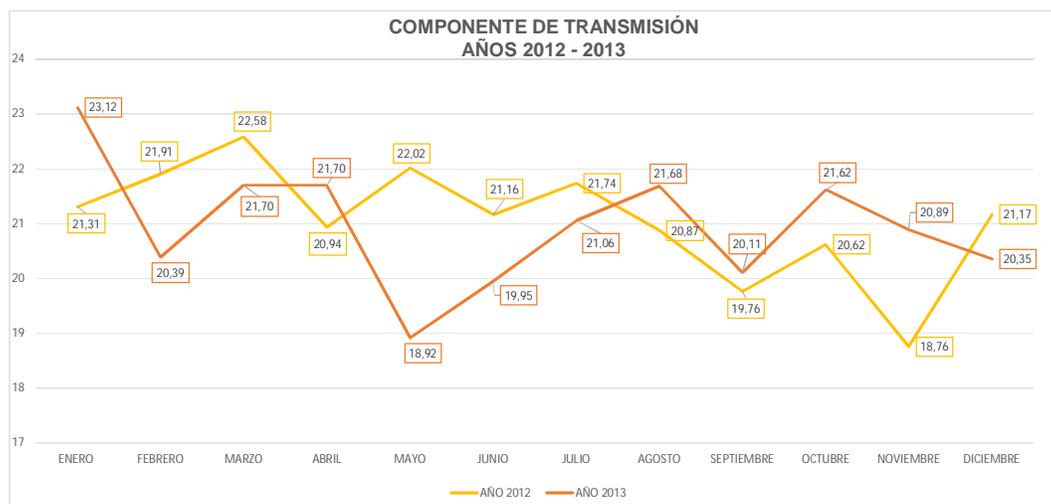
Componente Transmisión

Este componente representa el costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión, está dado en \$/kWh y es un valor único para todos los comercializadores con el cual se paga el transporte de energía desde las plantas de generación hasta las redes de transmisión regional (STR).

Este componente es calculado mes a mes por el operador del mercado y lo publica en la página web, para que las empresas lo incluyan en el CU. Su actualización obedece al comportamiento del Índice de Precios al Productor (IPP), este índice presentó una variación negativa del 0.49%, con respecto al año 2012 acorde con lo señalado por el Departamento Nacional de Estadística -DANE.

La gráfica 4.3.3.2., reseña el comportamiento del componente de transmisión donde se observa que el mayor y menor valor se presenta en los meses 23.12 \$/kWh y 18.92 \$/kWh respectivamente.

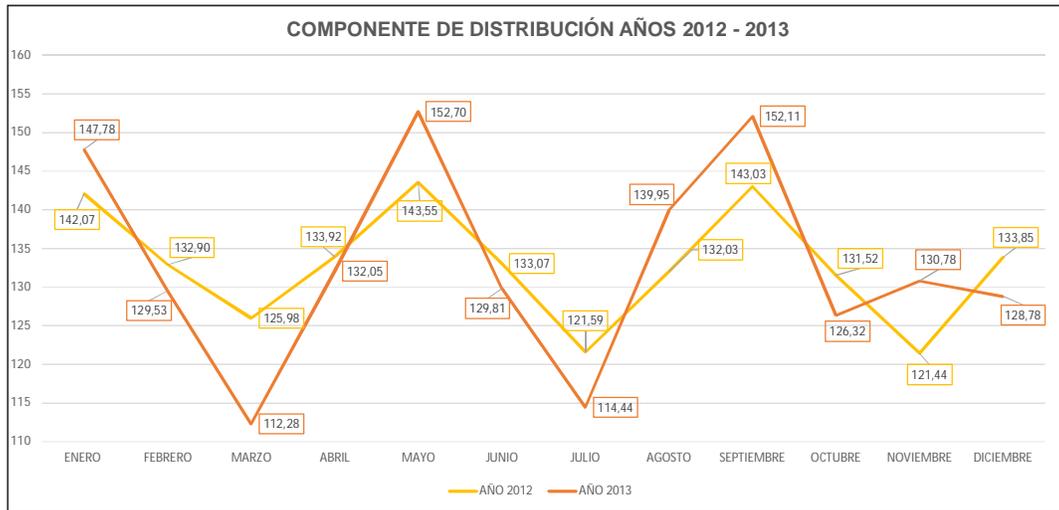
Gráfica 4.3.3.2. Comportamiento del Componente de Transmisión Años 2012 – 2013



Componente Distribución D

Es el Liquidador y Administrador de Cuentas - LAC, quien mensualmente calcula el cargo de distribución único - Dtn el cual es aplicado a todas las empresas que hacen parte de una misma ADD, para este caso, el ADD Oriente, en la gráfica 4.3.3.3., se aprecia el comportamiento de Dtn .

Gráfica 4.3.3.3. Comportamiento del Componente de Distribución Años 2012 - 2013



Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP - XM S.A. ESP

Fue hasta el último trimestre de 2013, que el Dtn del ADD Oriente tiende a estabilizarse, tal como se describió en el numeral 4.3.2., las oscilaciones del componentes de distribución son consistentes con el valor del CU, obedeciendo a la participación del componente, que en promedio corresponde al 31.30% del CU.

El valor del componente de distribución propio de la empresa durante el año 2013, supera los 213.69 \$/kWh, según los datos registrados por el AEGR en el informe de puntos específicos.³, de lo cual se infiere que el CU podría incrementarse aún más para los usuarios del mercado de Cundinamarca, si se usara el valor propio de la empresa.

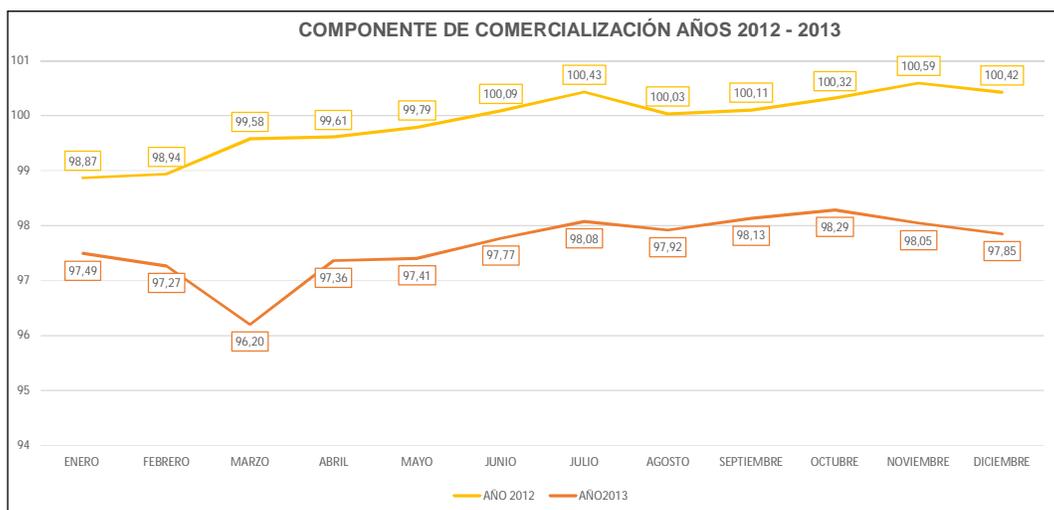
³ Informe de Puntos Específicos Radicado sui_ane_2013_1_6708892_1441021.pdf, página 46.

Componente Comercialización C

El componente de comercialización, es remunerado mediante un cargo máximo por mercado (costo base de comercialización), que reconoce los costos de todos los procesos comerciales desde la lectura de contadores hasta el recaudo, atención al cliente, gestión de compra de energía, entre otros; tal como lo dispone la fórmula este costo varía utilizando el consumo medio de cada mercado.

La empresa incluye los costos de la actividad de comercialización de energía eléctrica, y su variación en 2013 obedece principalmente a la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC), no obstante lo anterior, se observa una disminución con respecto a los valores de este componente del año 2012, el cual se detalla en la gráfica 4.3.3.4.

Gráfica 4.3.3.4. Comportamiento del Componente de Comercialización Años 2012 - 2013



Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP

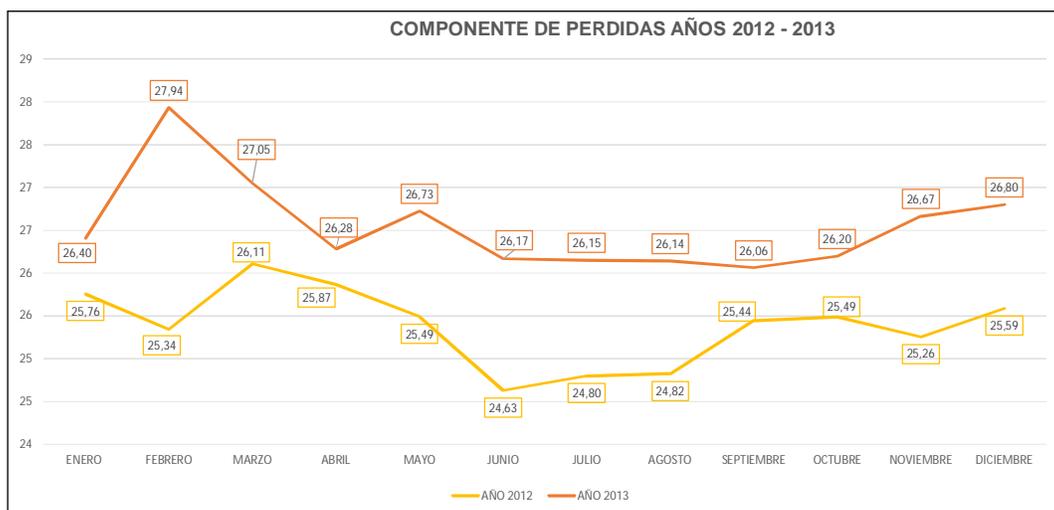
Es importante señalar que el peso de este componente en el CU alcanza el 23%, situación que se explica por los costos en los que incurre la empresa para prestar el servicio y por lo disperso del mercado de Cundinamarca, siendo la participación de este componente una de las mayores dentro de las empresas que conforman el ADD Oriente.

Componente de Pérdidas

En este componente se encuentra el reconocimiento de las pérdidas eficientes de energía, donde se adicionan tres factores, el costo de producir estas pérdidas, el costo de transmitirlos a nivel nacional y el costo de los planes de reducción de pérdidas (CPROG); esto es, la formula utilizada para el cálculo contiene el componente Generación entre otras variables, por lo que su valor está sujeto a los cambios en los componentes de Generación y Transmisión.

La comparación del valor en \$/kWh, de este componente para los años 2012 y 2013, se detalla en la gráfica 4.3.3.5.

Gráfica 4.3.3.5. Comportamiento del Componente de Pérdidas Años 2012 – 2013



Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP

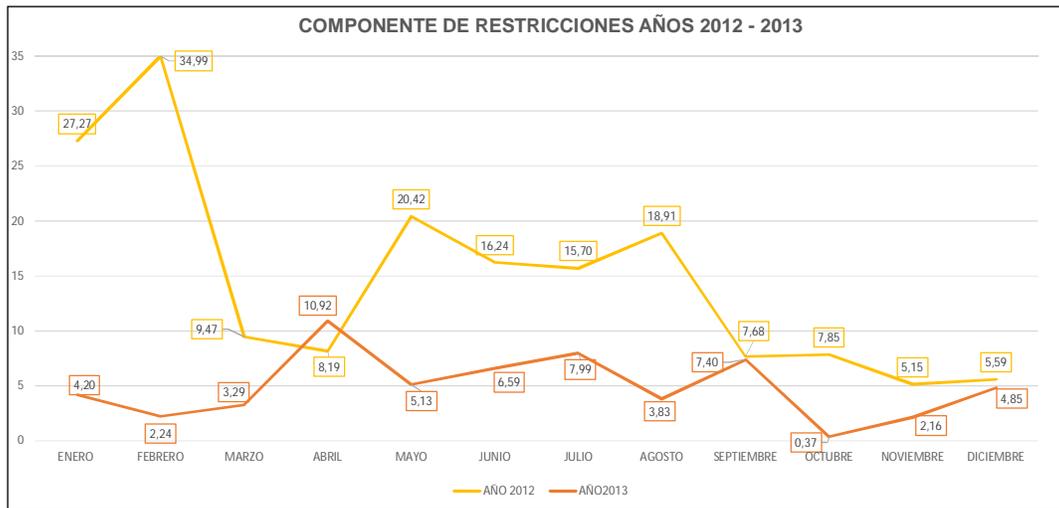
Componente de Restricciones

Tal como lo establece las normas vigentes, las restricciones son limitaciones que tiene el Sistema Interconectado Nacional SIN, para atender los requerimientos de energía (líneas de transmisión fuera de servicio, limitaciones técnicas, entre otras), las cuales dan lugar a generaciones de energía forzadas, fuera de mérito; esto es, que implican costos más altos que al generar energía en condiciones normales.

El valor de las restricciones durante todo el año 2013, fue más estable que el del año 2012.

La gráfica 4.3.3.6., detalla que el mayor valor de las restricciones alcanzó un valor de 10.92 \$/kWh y se presentó en el mes de abril. El promedio del año no supera los 4,91 \$/kWh; precio muy por debajo del promedio del 2012 que se situaba en 14.79 \$/kWh.

Gráfica 4.3.3.6. Comportamiento del Componente de Restricciones Años 2012 – 2013

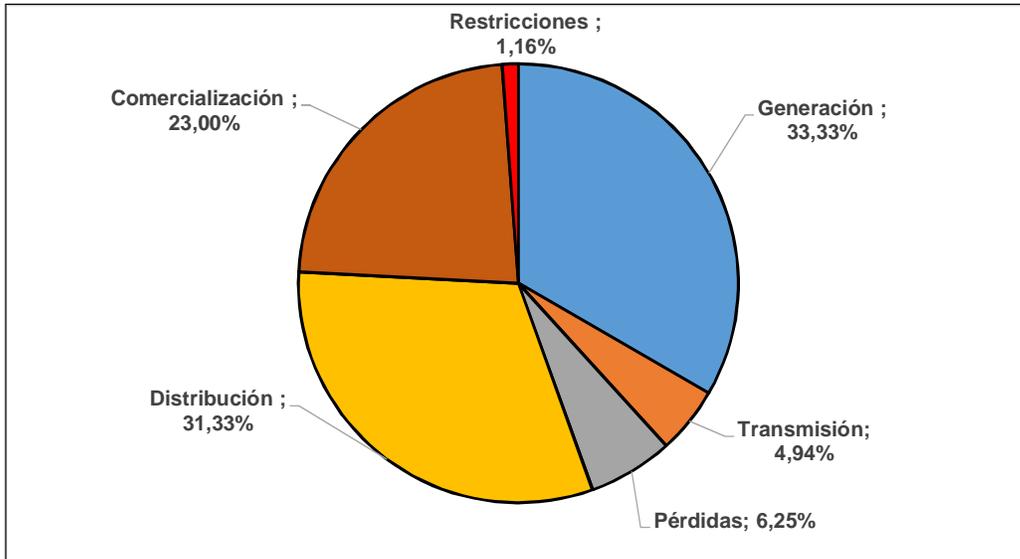


Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP

Porcentaje de participación por componente en el CU

La gráfica 4.3.4., presenta la participación promedio de cada uno de los componentes, dentro del CU, para el servicio de energía eléctrica, entre la compra de energía, distribución y comercialización representa el 87,66% del CU de la empresa en el año 2013.

Gráfica 4.3.4. Participación de Componentes en el CU promedio de la Empresa

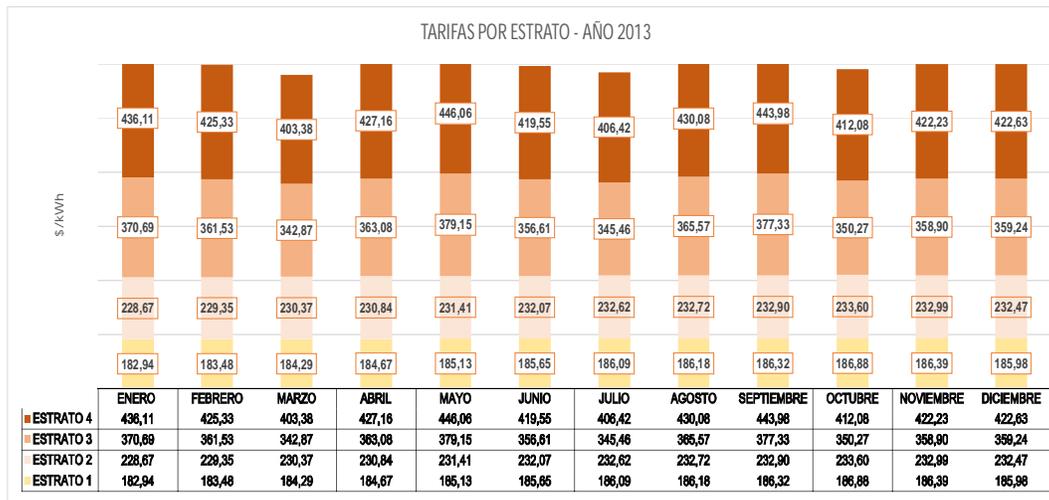


Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP

Evolución de las Tarifas del año 2013

Las tarifas que se relacionan, corresponden a las publicadas mensualmente por el prestador durante el año 2013 para el sector residencial en los estratos 1, 2, 3, y 4 y se muestran en la gráfica 4.3.5.a.

Gráfica 4.3.5.a. Tarifas Sector Residencial Año 2013



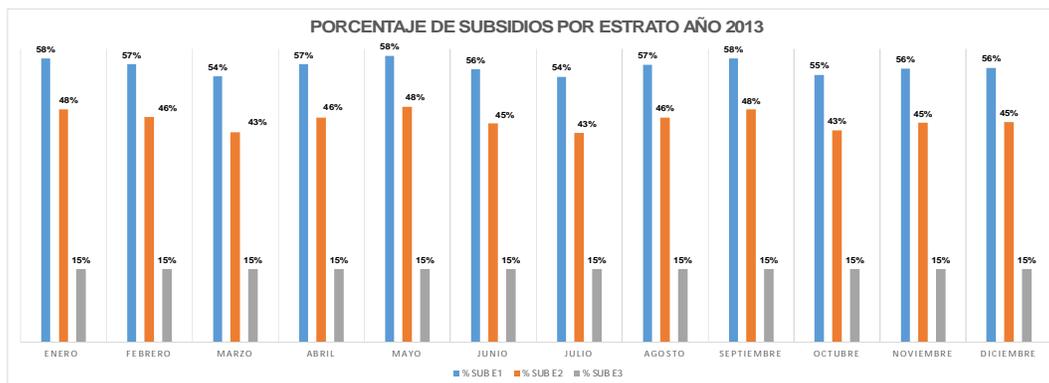
Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP

Con base en el Costo Unitario de Prestación de Servicios - CU, el prestador calcula las tarifas de los diferentes estratos y para ello tiene en cuenta lo establecido en la

Resolución CREG 186 de 2010, donde se verifica que el incremento de las mismas corresponda a la variación del IPC.

Los porcentajes aplicados mes a mes por EEC S.A. ESP, para los usuarios de los estratos 1, 2 y 3, se presentan en la gráfica 4.3.5.b.

Gráfica 4.3.5.b. Subsidios Otorgados Estratos 1, 2 y 3 en el Año 2013



Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP

En cumplimiento a lo preceptuado en el artículo 1 de la Ley 1428 de 2010, el cual modificó el artículo 3 de la Ley 117 de 2006 en relación con la aplicación de los subsidios a los usuarios de los estratos 1 y 2 del servicio de energía eléctrica, se promulgó la Resolución CREG 186 de 2010, la cual fue acatada por el prestador cumpliendo los porcentajes de subsidios para los usuarios de estrato 1 y 2, en relación con sus consumos básicos o de subsistencia los cuales no exceden del 60% y 50% respectivamente.

Por otra parte, el subsidio del estrato no debe sobrepasar el 15%, porcentaje que está vigente desde la expedición de la Ley 142 de 1994.

4.4. Facturación

Gestionar con veracidad y calidad la información correspondiente al consumo y los servicios comercializados.

Desde la planificación, entrega de factura y retroalimentación permanente con el proceso para el mejoramiento continuo.

FACTURACION.		
2009	Factor Clave	2013
Tiempo de Facturación: 28 días	Ciclo de ingresos	Tiempo de Facturación: 3 días
Proceso Descentralizado	Procesos	Proceso Centralizado
Incumplimiento agenda de facturación		Cumplimiento agenda de facturación
Contratos débiles		Contratos robustos.
Sistema Comercial débil	Tecnología	Eficiencias por la operación Integral
Terminales propiedad de tercero		Reorganización de ciclos de facturación
Factura poco clara		Evolución Sistema Comercial
Poca flexibilidad en el proceso de impresión		Adquisición terminales de lectura
Concentración de información en contratistas	Gestión	Nuevo diseño de la factura
Ausencia de control en accesos y permisos a usuarios internos.		Optimización del proceso de impresión
Baja estructuración del proceso de Gestion de anomalías		Centralización proceso de Ajustes
		Implementación del sistema de seguimiento de ajustes
		Definición de roles y accesos al sistema comercial
		Actualización de procedimientos
		Actualización CCU

Fuente: EEC

4.4.1. Efectividad de lectura de medidores

EFECTIVIDAD DE LECTURA DE MEDIDORES	
AÑO	PARTICIPACIÓN (%)
2010	96,3
2011	97,3
2012	96,4
2013	97,8

Para lograr el incremento en el indicador se desarrolló las siguientes acciones:

Adecuación de los contratos existentes.

Implementación 100% terminales de lectura.

Nuevos rangos de desviación de consumos, inclusión criterios de estacionalidad.

Nuevos contratos de operación.

Rediseño de Factura más amable, cercana y fácil de comprender.

Seguimiento en terreno a cuentas con anomalías.

4.5. Peticiones Quejas y Reclamos.

En el año 2012 se presentaron 20 Pliegos de cargos, de los cuales, en 19 de ellos la SSPD emitió resolución a favor de EEC S.A. ESP, debido a que se evidenció que no se vulneró lo establecido en el Artículo 158 de la ley 142 de 1994.

Para 2013 se presentaron 42 pliegos de cargos, recibiendo fallo para 21, para el 57 % de ellos la SSPD emitió resolución a favor de EEC S.A. ESP, debido a que se evidenció que no se vulneró lo establecido en el Artículo 158 de la ley 142 de 1994.

4.5.1. Acciones preventivas y correctivas para evitar el incremento de PQR:

- Proyecto de Facturación Inmediata
- Planes de Inversión en redes
- Programas de Relacionamiento Comunitario
- Campañas de comunicación para la Cultura del Cliente
- Talleres de Deberes y Derechos de los Clientes
- Atención personal Móvil
- Seguimiento y control de las PQR:
- Acuerdos de niveles de Servicio con las áreas operativas (ANS)
- Modelo de Calidad con monitoreo de calidad y tiempos de PQR
- Seguimiento y monitoreo a clientes reincidentes
- Seguimiento a cierre de atenciones
- Reporte de vencimientos diarios de cartas
- Reporte de clientes S.O.S
- Comité de Calidad Comercial para mejoramiento de procesos

4.5.2. Estrategias de Cercanía:

- 12 Brigadas de Atención Integral, impactando a 2389 clientes.
- 16 Encuentros con el Municipio con 219 asistentes
- 7 Jornadas Barriales con 9900 clientes impactados

En la atención comercial la empresa busca la satisfacción y ofrecer soluciones adecuadas y oportunas a sus clientes, por eso cuenta con diferentes canales de atención:

Línea Fácil:

Es el canal de atención telefónica con personal capacitado que responderá lo que necesita saber sobre el servicio de energía las 24 horas del día, los 7 días a la semana. Algunos de los trámites que pueden realizar son: reconexiones, información sobre mantenimiento, facturación, consultas comerciales, reporte de emergencias, fallas del servicio, denuncias, reclamos, entre otros.

4.5.3. Centros de Servicio al Cliente

Cuentas con 16 Centros de Servicio en Cundinamarca con asesores capacitados en brindarte información sobre todos los temas del servicio de energía y atender requerimientos como:

- Financiaciones.
- Abonos de cuenta.
- Reconexiones.
- Cambios de nombre y dirección.
- Inspecciones técnicas.

Línea Fácil llamando al 5 115 115, desde cualquier celular al (031) 5 115 115 o marcar desde cualquier teléfono fijo nacional totalmente gratis al 018000 110 230.

4.5.4. Centros de Atención

Agua de Dios	Anapoima	Fusagasugá	Cáqueza
Choachí	Facatativá	La Mesa	Villeta
Girardot	Guaduas	Tocaima	
Pacho	Puerto Salgar	Gachetá	
Bogotá	Apulo	Medina	

Facatativá, Fusagasugá, La Mesa, Villeta y Girardot: 46% Clientes. En estos 5 municipios se encuentra la mayoría de los clientes.

4.5.5 Conocimiento Del Cliente Años Anteriores y Proyección 2014.

Resumen dentro del contexto de análisis de mercado realizados y la proyección de análisis, así como estudios para el año 2014 a realizarse.

AÑO 2010

Estudio de marca 2010

Estudio medios electrónicos 2010
Estudio cultura de pago 2010
Municipios e inspecciones de atención pormenorizada móvil. APM.

AÑO 2011

Estudio etnográfico
Estudio hablemos de energía
Estudio diseño de factura
Estudio cultura de seguridad
Estudio caracterización
Del consumo
Estudio servicio al cliente
Contactabilidad
Estudio plan de inversión

AÑO 2012

Estudio hablemos de energía
Neurológico
Estudio facturación en sitio
Estudio servicio al cliente político
Estudio cultura de seguridad
Estudio hablemos de energía
Estudio cine 3d
Estudio plan de inversión
Estudio defensoría del cliente
Estudio canal de municipios
Estudio clientes destacados

AÑO 2014. PROYECTOS PLANEADOS

Satisfacción grupos de interés
Canal de municipios
Estudio etnográfico
Defensoría del cliente
Proceso Facturación
Hablemos de energía
Cultura de seguridad
Planes de inversión
Cortes programados
Seguridad vial

- Exploratorios

Cultura de pago
Energía solar
Modelo de negocio
Pérdidas

- Satisfacción clientes

Estudios SCP
Estudio CIER

4.5.6. Indicadores Servicio al Cliente

El promedio de Atenciones solucionadas en primer contacto durante el 2013 fue de 92,7% y el cierre a Diciembre fue del 94%.

Del 2011 al 2013 pasan de 4 a 3 Reclamos por cada 1.000 clientes.

Los lunes por la mañana o los martes, cuando sea festivo, en la emisora local, sintonizando "hablemos de Energía", el programa de radio que le da las respuestas sobre el servicio de energía.

4.5.7. Atención Personal Virtual

En el link Contáctanos de la página Web puede solicitar reconexiones, consultas de fechas y valores por cancelar, cambio de dirección, cambio de nombre e información general sobre la factura de forma ágil y oportuna.

En la página Web www.eec.com.co información de la empresa, imprimir y pagar electrónicamente la factura, consultar las tarifas de consumo, entre otros.

4.5.8. Canal de Atención Móvil

Es un vehículo de atención completamente equipado que acompaña las diferentes actividades de la compañía con el fin de atender las solicitudes de nuestros clientes.

Canales de La Atención Personal Móvil o APM. Es la actividad desarrollada por asesores especializados que visitan los municipios y las veredas de difícil acceso para atender requerimientos, consultas, dudas y realizar talleres sobre energía.

La gestión de inquietudes relacionadas con el funcionamiento de la Planta será gestionada a través de los canales de atención y algunas solicitudes particulares a través de comunicación escrita.

4.5.9. Puntos de Pago

Más de 1.000 opciones a al servicio del cliente.

Cuentas con más de 1.000 alternativas para que realizar el pago de la factura de forma fácil, rápida y sin tener que salir de la casa.

En el reverso de la factura se pueden consultar los puntos de pago autorizados.

Entidades Bancarias

Entidades Autorizadas

Sistemas de Audio

Cajeros Automáticos

Internet

Desde el celular

Débito Automático

Redeban Multicolor

Grandes Superficies

Corresponsales Bancarios En Bogotá y en todo el país.

4.5.10. Cultura de Cliente

EEC S.A. ESP, constantemente trabaja en la organización de eventos con variadas características de divulgación y motivación a sus usuarios en cuanto a:
Uso Racional, Uso Seguro, Deberes y Derechos, conocimiento de la Factura.

- 747 talleres donde se llegó a 14.010 clientes.
- Relaciones Estratégicas con Gobierno Local.
- 80 invitaciones a Consejos de gestión del riesgo, Comités de estratificación y Concejos Municipales.

Viabilidad Social del Negocio

- 91 acompañamientos a las áreas de la Compañía, con el fin de facilitar los proyectos y procesos adelantados. Llegando a cerca de 1500 clientes.

Canal municipios

- Atención a Alcaldes sobre temas generales de su municipio
- Línea telefónica VIP. Línea exclusiva para los Alcaldes Municipales.

Correo para municipios

Grupo de profesionales Tutores por municipio

Mesas de trabajo con alcaldes

- 591 reuniones con autoridades municipales y líderes.

Cabinas Línea Fácil

Busca mejorar la contactabilidad de la empresa con los clientes en aquellos municipios que no se cuenta con oficina de atención al cliente. Aumentando la cercanía de una manera ágil, fácil y sin ningún costo para el cliente

Febrero: Se evidenció que los niños de la zona la utilizaron para jugar.

Marzo: Las autoridades apoyaron, con el uso correcto de la cabina.

Abril: Se presentaron varias llamadas fallidas. Niños jugando y otras porque los clientes no la sabían utilizar

- La cabina queda un poco expuesta, por lo tanto el diseño se debe mejorar.
- Se sugiere que sea instalada frente a la inspección de policía, con el fin que se le dé la utilización correcta.

Hurto de energía

Es el robo o la obtención del servicio de manera ilegal, bien sea por no tener contrato con EEC S.A. ESP o por la manipulación o alteración de los medidores o instalaciones.

Los clientes pueden hacer la denuncia en: Línea Fácil (031) 5 115 115, Línea Nacional Gratuita 018000 110 230, opción 4, correo electrónico denuncias@eec.com.co, en el Centro de Servicio más cercano o reportándola a cualquier funcionario de EEC S.A. ESP.

Hurto y manipulación de redes: Es el robo de materiales o elementos pertenecientes a las redes de la Empresa, así como la realización de maniobras o trabajos sin autorización previa del organismo.

Corrupción

Son actos incorrectos o poco confiables realizados por funcionarios de la Empresa, algunos clientes o miembros de la comunidad, motivados solo por el beneficio de sus propios intereses y que nos llevan a pagar por los derechos que ya tenemos o nos inducen a realizar actos no autorizados por la Empresa.

4.5.11. Uso eficiente y racional.

Constantemente la empresa lleva campañas de sensibilización y uso eficiente de la energía.

- Con la lavadora.
- Procurar siempre lavar con agua fría.
- Utilizar la lavadora y secadora con la carga completa; pero no la sobrecarguen.
- Para lavar poca ropa utilizar el programa económico.
- Usar la cantidad correcta de jabón para no tener que realizar más de un enjuague.
- Aprovechar la energía del sol para secar la ropa.
- Con la estufa.
- Descongelar primero y cocinar después.
- No dejar la estufa encendida.
- Cocinar siempre con las ollas tapadas.
- Prefiere el uso de estufas a gas en lugar de eléctricas.
- Con la nevera.
- Cerrar bien la puerta.
- Alejarla de las fuentes de calor.
- Descongelar regularmente.
- Verificar que esté bien nivelada.

Las estufas, los hornos, lavadoras y calentadores de agua son los segundos consumidores de energía.

Antes de usar la lavadora o la secadora, esperar hasta que tenga lo suficiente para llenar la máquina, de esta manera será más eficiente.

Las lavadoras y secadoras tienen filtros de pelusa; asegúrate de mantenerlos limpios.

Al cocinar resistir la tentación de abrir el horno frecuentemente: cada vez que lo abre la temperatura baja unos 25 grados.

Cuando se cocina, tapar las ollas para evitar pérdidas de calor innecesarias y ten en cuenta que la llama de la hornilla no debe sobrepasar el diámetro de las ollas, sartenes, jarros u otros elementos usados para cocinar, pues derrocha energía para obtener el mismo fin.

Con la iluminación:

- Pintar con colores claros las paredes de tu casa.
- Evitar dejar las luces encendidas.
- Utilizar bombillos ahorradores.
- Limpiar regularmente los bombillos.
- Aprovechar al máximo la luz del sol.
- Al usar la plancha:
 - Nunca secar la ropa con la plancha.
 - Planchar durante el día.
 - No olvidar desconectar la plancha.
 - No planchar todos los días.

Con los aparatos eléctricos:

- Los televisores, equipos de audio, computadores, etc., consumen energía eléctrica, aun apagados.
 - La suma de estos pequeños consumos puede alcanzar un valor significativo.
 - Desconectar cuando no se utilicen, así no gastan energía y se ahorra dinero.

Con el computador:

- Si van a dejar de usar el computador un momento, apagar el monitor.
- Apagar la impresora cuando termine de usarla.
- No olvidar apagar y desenchufar el estabilizador cuando termine de usarlo.
- Un uso adecuado de la energía nos permite:
 - Prolongar la vida útil de los electrodomésticos.
 - Proteger las instalaciones que proveen la energía.
 - Tener facturas por consumo de energía de menor valor.
 - Reducir la contaminación.
 - Ahorrar sin perder calidad de vida.

4.5.12. Defensoría del Cliente

En EEC S.A. ESP buscan siempre fortalecer la relación con el cliente. Por eso desde el 2004 existe la Defensoría del Cliente, que es la segunda instancia independiente, creada voluntariamente por la Empresa, con el fin de velar por los derechos y ser mediador para solucionar conflictos que puedan surgir con los clientes.

Pueden acudir a la Defensoría del Cliente cuando no hayan quedado satisfechos con las decisiones adoptadas por la Empresa por medio de los Canales de Atención, cuando EEC S.A. ESP ha sobrepasado los plazos legales para dar respuesta a los requerimientos o cuando consideren que la Empresa no respondió a fondo la solicitud.

El cliente debe contar con una respuesta de la Empresa emitida por cualquiera de los canales de Atención:

Línea fácil, Centros de Servicio o comunicaciones escritas.

Si desea comunicarse con la Defensoría del Cliente, se puede enviar la solicitud de servicios de la Defensoría diligenciada a la dirección electrónica defensoria@eec.com.co, radicarla en los Centros de Servicio de EEC S.A. ESP o en la página Web www.eec.com.co. Para tener en cuenta que la Defensoría del Cliente no reemplaza a los Canales de Atención al Cliente, no atiende derechos de petición ni reclamos o solicitudes que el cliente realiza por primera vez.

Derechos y Deberes

La empresa invita para que se disfrute siempre del mejor servicio de energía, tanto el cliente como la empresa deben asumir y respetar algunos derechos y deberes.

- Medir el consumo.
- Cobrar el servicio según las tarifas autorizadas.
- Solicitar e instalar el medidor.
- Tener acceso a equipos de medida.
- Suspender o cortar el servicio por el no pago oportuno.
- Exigir el cumplimiento de las cláusulas del contrato de condiciones uniformes y la Ley 142 de 1994 de Servicios Públicos o emprender las acciones judiciales a las que hubiere lugar.
- Recibir la factura de energía y tener puntos de pago.
- Tener medida del consumo.
- Poder presentar peticiones,

La estratificación es definida por cada municipio.

Les recuerda que: es importante conocer que el cuidado de la energía eléctrica no solo depende del proceso antes mencionado, también depende de las condiciones de las instalaciones eléctricas internas.

Variación en el consumo de energía

La tarifa aplicable para los usuarios residenciales de estrato 1, corresponde al costo unitario de prestación del servicio, menos un subsidio de máximo el 60%; para el estrato 2, máximo el 50%; y para el estrato 3, el 15%. Para los usuarios no residenciales se cobra una contribución del 20% sobre el costo unitario de la prestación del servicio.

Se subsidia solo el consumo de subsistencia, el cual es de 130 kWh mes para aquellos municipios que estén ubicados a más de 1.000 metros sobre el nivel del mar y 173 kWh mes para aquellos municipios que estén ubicados a menos de 1.000 metros sobre el nivel del mar. Cualquier kilovatio adicional al consumo de subsistencia es liquidado al valor pleno del costo unitario de la prestación del servicio.

Para los usuarios de estrato 4 y/o usuarios no residenciales que no son beneficiarios de subsidio, ni están sujetos al pago de contribución, la tarifa corresponde al costo unitario de la prestación del servicio.

La tarifa aplicada depende del uso que le destine cada usuario al servicio de energía prestado: residencial y no residencial. Costo unitario de prestación del servicio:

El costo unitario de prestación del servicio es actualizado mensualmente, siempre y cuando alguno de sus componentes (generación, transmisión, comercialización, distribución, pérdidas y restricciones) presente una variación superior al 3%. Dichas variaciones pueden estar asociadas con la fluctuación de los precios de la energía (que pueden afectarse por las condiciones meteorológicas del país), el comportamiento de variables como el IPP e IPC, las condiciones físicas del sistema de transmisión nacional, entre otros.

G: la generación corresponde a la producción de energía eléctrica, generalmente en una central hidráulica o térmica.

T: la transmisión corresponde a la conducción de la energía eléctrica desde las centrales hasta los grandes centros de consumo a muy alto voltaje para poder llevarla por todo el país. El valor es regulado y es igual para todos.

C: la comercialización es la actividad de compra y venta de energía eléctrica. Incluye la medición, lectura, liquidación, facturación y, en general, la atención que requiere el usuario final del servicio de energía eléctrica.

D: la distribución es el transporte de energía eléctrica desde el punto de entrega de la energía del sistema de transmisión hasta el domicilio al usuario final. Con la red de distribución se reduce el voltaje para poder entregarla, según las necesidades de los diferentes usuarios.

P: las pérdidas corresponden al valor reconocido por las pérdidas de energía (tanto técnicas como no técnicas).

R: las restricciones se refieren al valor reconocido y asumido por el cliente por concepto de las limitaciones físicas del sistema de transmisión.

La empresa nos informa que presta especial apoyo y atención para brindar un servicio con calidad en los siguientes aspectos:

- Hacer mantenimiento de redes y equipos.
- Facilitar los canales y puntos de pago para el cliente.
- Atender peticiones, quejas reclamos y recursos.
- Suspender el servicio porque el cliente no realizó el pago oportuno.
- Presentación e identificación del Contratista.
- Asesorar al cliente con solicitudes referentes al servicio.
- Facturar oportunamente los servicios prestados.
- Informar a los clientes los cambios relevantes.
- Promover el uso eficiente de la energía.
- Informar cambios de propiedad del inmueble.
- No manipular las instalaciones eléctricas externas.
- Seguir las instrucciones técnicas de EEC S.A. ESP
- Cumplir con el pago oportuno.
- Informar anomalías en la facturación.
- Hacer uso racional y eficiente del servicio de energía.
- Facilitar el acceso al medidor.
- Participar en el control social de los servicios públicos.
- Prestar el servicio con calidad.
- Hacer mantenimiento de redes y equipos.
- Facilitar los canales y puntos de pago para el cliente.
- Atender peticiones, quejas reclamos y recursos.
- Suspender el servicio porque el cliente no realizó el pago oportuno.
- Presentación e identificación del Contratista.
- Asesorar al cliente con solicitudes referentes al servicio.
- Facturar oportunamente los servicios prestados.
- Informar a los clientes los cambios relevantes.
- Promover el uso eficiente de la energía.
- Reconectar el servicio una vez que se supere la causa que originó la suspensión.

En las facturas se envía información de sensibilización al ciudadano concerniente con:

Lo que debe saber acerca de:

La energía eléctrica es la capacidad para iniciar un movimiento o hacer que algo se transforme, esta produce fundamentalmente tres efectos: luminoso, térmico y mecánico. Ej.: la transportada por la corriente eléctrica en nuestras casas y que se manifiesta al encender una bombilla.

Cuando reducimos, reutilizamos o reciclamos protegemos la cuenca hidrográfica y contribuimos a la conservación de las fuentes energéticas.

¿CÓMO CONTRIBUIMOS AL CUIDADO DE LAS FUENTES DE AGUA GENERADORAS DE ENERGÍA?

Si hay derroche de energía. Se genera más demanda. Se requieren más recursos de la naturaleza.

Comprometiendo a las generaciones futuras.

Recicla Reduce Reutiliza

¿CÓMO AFECTAMOS LAS FUENTES DE AGUA GENERADORAS DE ENERGÍA?

Se puede ocasionar su agotamiento.

El valor de la factura del servicio público de energía eléctrica depende del consumo facturable expresado en kWh (kilovatios hora) y de la tarifa aplicable expresada en \$/kWh (pesos por cada kilovatio hora).

La variación en el valor de la factura entre un periodo y otro depende, principalmente, de los cambios que se originen en cualquiera de las variables antes mencionadas, así:

Resulta de la diferencia entre las dos lecturas registradas por el equipo de medida, entre el inicio y el fin de un periodo de facturación. El consumo facturable puede presentar variaciones asociadas con:

El número de días transcurridos entre el inicio y el fin de un periodo de facturación.

- El cambio en los hábitos de consumo por la adquisición de nuevos electrodomésticos, mayor uso de los mismos, cambio en el número de habitantes y/o usuarios de un predio, periodos vacacionales y/o festivos, entre otros.
- Las fallas en las instalaciones internas u obsolescencia de las mismas.

Es una ecuación que permite calcular mes a mes el valor de entregar la energía eléctrica en los hogares e inmuebles de los clientes, este valor lo establece la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG).

Consumo Facturable:

Fórmula Tarifaria: $CU = (G+T+C+D+PR+R) \times CONSUMO + Cf$

4.6. Subsidios y Contribuciones

Los datos consolidados del año 2013 y 2012 de EEC S.A. ESP, fueron extraídos directamente de la base de datos del SUI (formato 20), y se encuentran registrados en la siguiente tabla:

ESTRATO	AÑO 2012	AÑO 2013
Estrato 1	\$ 8.362.661.443	\$ 8.590.744.982
Estrato 2	\$ 21.105.824.466	\$ 20.984.502.569
Estrato 3	\$ 3.807.983.791	\$ 3.849.639.050
Total Subsidios	\$ 33.276.469.700	\$ 33.424.886.601
Estrato 5	\$ 521.841.343	\$ 534.387.333
Estrato 6	\$ 867.730.972	\$ 832.820.327
Comercial	\$ 7.784.260.907	\$ 8.405.020.985
Industrial	\$ 2.435.167.986	\$ 2.085.012.011
Total Contribuciones	\$ 11.609.001.208	\$ 11.857.240.656

Fuente: SUI

En este consolidado se aprecia que a los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 se les otorgó subsidios por valor de \$33.424 millones, lo cual refleja un aumento del \$148 millones, con respecto al año 2012. Las contribuciones recibidas de los usuarios residenciales de los estratos 5, 6, y no residenciales comercial e industrial, son de un valor cercano a los \$11.857 millones.

Acorde con lo reseñado en el informe del AEGR, la empresa a Empresa obtuvo recursos del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso – FSSRI, del orden de \$26.032 millones para el 2013.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2013	Resultado	Observación
Margen Operacional	27%	17%	No Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	574	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	53	72	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	37	67	No Cumple
Razón Corriente – Veces	1,38	0,39	No Cumple

La empresa se encuentra por debajo de 4 referentes establecidos para el mercado según la normativa establecida por la comisión de regulación para energía y gas combustible (CREG), en su resolución 072 de 2002, modificada por la resolución 034 de 2004; la comparación se efectuó con los referentes calculados por la SSPD para el año 2013; dentro de estos indicadores el que se encuentra más crítico es el de razón corriente, este indicador presenta un riesgo importante al considerarse que la empresa no cuenta con los recursos necesarios para cumplir con sus obligaciones a corto plazo,

No obstante la empresa comenta:

“una toma de deuda de corto plazo transitoria en el mes de Diciembre de 2013 por \$79.197 Millones, debido a la imposibilidad momentánea de tomar deuda de largo plazo al tener que cumplir los requisitos de registro ante el Ministerio de hacienda y crédito público (por tratarse de contratos de Empréstito), estos requisitos fueron cumplidos en el mes de marzo de 2014 pasando ésta deuda del corto al largo plazo, con lo que este indicador presenta mejoría con respecto a lo presentado en el mes de Diciembre. (Anexo Balance a Marzo 2014). Lo anterior demuestra que la empresa no tiene un problema estructural de liquidez sino que el resultado en el indicador para Diciembre 2013 responde a una situación puntual, lo cual además se puede corroborar con el permanente cumplimiento de las obligaciones con el Mercado de Energía Mayorista y el 100% de los proveedores, el otorgamiento de cupos de endeudamiento por más de \$ 200.000 millones y las calificaciones sobre el riesgo de liquidez de AA+ y F1+ de largo y corto plazo, respectivamente, otorgadas por Fitch Rating Colombia en el mes de Diciembre de 2013.”

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

6.1. Aspectos Contables

En visita efectuada por la Dirección Técnica de energía, se detectaron los siguientes hallazgos sobre la calidad de la información contable presentada por la empresa, para lo cual la prestadora dio sus diferentes explicaciones así:

6.1.1 Verificación diferencias Información Cargada al SUI vs Libros Oficiales

Cuenta	Descripción	SALDO LIBROS	SUI	DIFERENCIA	SUMATORIA DIFERENCIAS
142201	ANTICIPO IMPUESTO S	0	31.777.350	-31.777.350	
142202	RETENCION EN LA FUEN	1.265.164.223	1.233.386.873	31.777.350	
1910	CARGOS DIFERIDOS	31.090.311.221	31.358.745.608	-268.434.387	
191090	OTROS CARGOS DIFERID	2.814.807.608	3.083.241.995	-268.434.387	
1930	BIENES RECIBIDOS EN	268.434.387		268.434.387	
193001	MUEBLES	11.682.792		11.682.792	
193002	INMUEBLES	256.751.595		256.751.595	
244502	VENTA DE SERVICIOS	-112.156.717	110.898.287	-1.258.430	
244505	COMPRA DE BIENES	1.258.430		1.258.430	
480612	ADQUISICION DE BIENE	0	13	13	
480690	OTROS AJUSTES POR DI	-13		-13	0

Con relación a estas diferencias la empresa comenta:

- En el balance estructurado de la compañía la se realizo clasificación de las diferentes cuentas, las cuales se ajustaron al plan contable necesario para el cargue de la información al SUI(Sistema Único de Información), no presenta diferencia entre los valores reportados con lo revisados en los libros de la compañía.

6.1.2 Calidad de la Información Contable

Cargue de Información Plan contable 6 Dígitos, incumpliendo lo establecido en el Artículo 1 de la Resolución 20061300025985 de 2006 así:

“ARTÍCULO 1o. Los prestadores de servicios públicos domiciliarios deberán reportar al máximo nivel de detalle que utilice la empresa, de acuerdo con el Anexo 1 de la Resolución 20051300033635 del 28 de diciembre de 2005”

La empresa entrega en medio magnético balance de prueba a Diciembre 31 de 2013 donde se evidencia que la contabilidad se lleva a 10 Dígitos.

La cuenta de Subsidios no se consolida el pasivo con el activo teniendo en cuenta que la dinámica contable establecida en la resolución 33635 dinámica contable cuenta 1408, la cual señala:

“Los subsidios que se facturen deberán registrarse en las subcuentas 140807 a 140812, dependiendo del servicio que se trate, como una cuenta por cobrar al respectivo Fondo de Solidaridad y Redistribución del Ingreso. Las contribuciones de los estratos 5 y 6 y los usuarios comerciales e industriales se registrarán como un pasivo en la cuenta 2430. Al final de cada mes se concilian las contribuciones y los subsidios y de acuerdo al resultado se procederá a cobrar el faltante o a transferir los recursos al respectivo Fondo acorde con las normas que regulan cada servicio”.

Lo expuesto por la empresa es:

“Por solicitud de la Revisoría Fiscal Deloitte & Touche Ltda. y considerando que la realidad económica es presentar los subsidios por el activo y las contribuciones por el pasivo, se establece que solamente en el momento que se liquide el pago del trimestre ante el Ministerio de Minas y Energía debe efectuar el cruce contable. Sin embargo, es importante indicar que la información mensual de subsidios y contribuciones se reporta ante el SUI.”

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con respecto a la viabilidad Financiera expuesta por los auditores externos de gestión KPMG Advisory Services Ltda, nos indican:

“La entrada constante y sólida de Ingresos operacionales proyectados por la EEC, se debe a la adecuada gestión de recaudo y cobro de los servicios prestados. Se observó que en la medida en que la EEC pueda controlar la efectiva ejecución programada de los proyectos de inversión, mayores serán los resultados financieros esperados. La EEC realiza una adecuada gestión regulatoria, donde se consideran todas las variables que afectan el desempeño del negocio. Del análisis de las cifras presentadas en la proyección a cinco años; no evidenciamos la existencia de riesgos que puedan comprometer la viabilidad financiera, mientras se continúe cumpliendo con los proyectos de

inversión programados a la vigencia, se mantenga el control de pérdidas de energía, se continúe con el mejoramiento de los indicadores de confiabilidad y se mantengan niveles controlados de la deuda.”

En cuánto a los aspectos técnicos, se concluye que:

Algunos de los usuarios visitados se quejan por las interrupciones de energía especialmente en temporada de lluvias; sin embargo, se observó que la tensión esta dentro de los valores permitidos en la regulación.

El circuito Centro en Girardot se encuentra remodelado y cuenta con puntos de suplencia, reconectores y red trenzada en baja tensión.

En las Subestaciones visitadas, cada circuito cuenta con su equipo de medición de calidad de la potencia. En general se encuentran en buen estado y cumplen con lo estipulado en el RETIE.

Se recorrió parte del circuito San Fernando (Tocaima), tiene suplencias con el circuito rural Diamante (Girardot) y con los circuitos Alto de la Viga y Centro (subestaciones La Salada y Tocaima respectivamente). Se encuentra en fase final de remodelación.

En relación con la documentación de cumplimiento del RETIE de las instalaciones de uso final se revisaron algunos proyectos tanto propios como de usuarios particulares, entre ellos el del Centro Comercial Peñalisa. La empresa entregó los soportes requeridos, donde se observó el cumplimiento de la normatividad pertinente, tales como certificados de factibilidad, certificados de conformidad de instalaciones y productos, memorias de cálculo, evaluaciones de riesgo, entre otros.

Se efectuó el diligenciamiento de la lista de chequeo aprobado para el cumplimiento de la visita, se revisaron en campo aspectos relacionados con el cumplimiento del RETIE en los procesos de distribución y transformación y se solicitó explicación sobre aspectos puntuales, encontrándolos ajustados a las normas.

Se tomaron mediciones de tensión en fines de circuito, encontrándose dentro de los límites establecidos por la resolución CREG 070 de 1998.

Finalmente, se recomienda que se efectuara un seguimiento a las acciones programadas por la empresa y su impacto sobre la mejora en la calidad de la potencia suministrada en la zona.

Relacionado con inversiones y actividades de mantenimiento, se recibió la información correspondiente al año 2013 y la programación para el año 2014. Para el desarrollo de tales actividades la empresa actualmente cuenta contratos de terceros.

El análisis realizado, desde el primer contacto del usuario con la empresa, la estructura del grupo comercial en toda su escala, los coordinadores de estos, los diferentes sectores en que se organiza la empresa y la preocupación de EEC S.A. ESP, por el constante monitoreo, supervisión y asesoramiento no dejan duda del compromiso de las directivas para con sus subordinados y el impacto en el bienestar, conocimiento y eficiencia en las soluciones brindadas al usuario.

En síntesis no se debe dejar de realizar seguimiento y observar los logros de EEC S.A. ESP para que su sostenibilidad y mejoramiento cada día se supere.

En cada aspecto analizado, observado y consultado con la empresa EEC S.A. ESP, se observa organización en sus procesos, capacitación constante y conocimiento de los diferentes niveles de asesoría con que cuentan los usuarios.

Se recomienda continuar con las buenas prácticas organizativas, en busca de la continua y rápida solución a las necesidades de los usuarios.

En lo relacionado con el tema tarifario,

Durante el año 2013, el comportamiento del Costo Unitario de Prestación del Servicio CU, es similar al del componente de distribución, esto acorde con los valores calculados del Dtun, por el operador del mercado.

La componente de Comercialización dentro del CU, tiene una participación del 23%, siendo una de las más altas entre las empresas que conforman la ADD Oriente.

Acorde con las tarifas publicadas por la empresa mes a mes, se infiere que la E.E.C. S.A. ESP, durante el año 2013 aplicó lo establecido en la Resolución CREG 186 de 2010 y otorgó a los usuarios de los estratos 1 y 2, los subsidios conforme a la norma señalada.

Al igual que los años anteriores, la empresa en el 2013 presenta un comportamiento deficitario en su estructura de subsidios y contribuciones, para el año 2013, este déficit alcanzó los \$ 21.567 millones.