

**EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A.
E.S.P.**



Superservicios

Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGIA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTION DE ENERGIA
Bogotá, Abril de 2015**

COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.

ANÁLISIS 2014

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

ENERTOLIMA SA ESP se constituyó en el año 1997 para desarrollar las actividades de comercialización y distribución de Energía Eléctrica en el sistema interconectado. La empresa presenta un capital autorizado de 28.378.952.140 acciones con un valor nominal de \$100 cada una, y un capital suscrito y pagado de 132.093.274 acciones. Tiene su sede principal en la ciudad de Bogotá y su última actualización en RUPS aprobada fue el día 16 de julio de 2014.

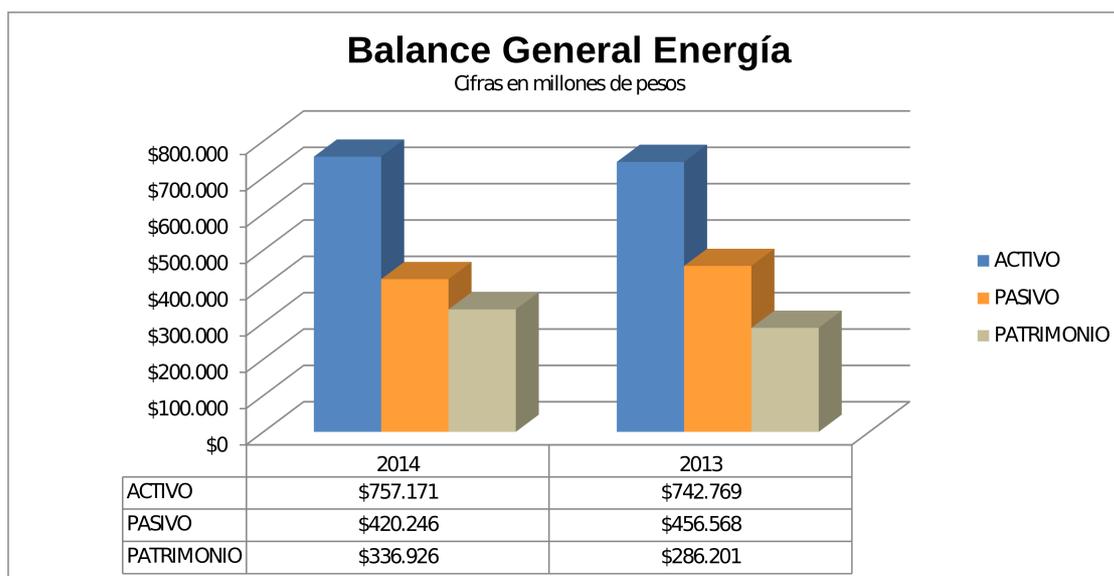
Tabla 1.1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Anónima
Razón social	COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A E.S.P
Sigla	COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A E.S.P
Nombre del gerente	José Alejandro Inestroza López
Actividad desarrollada	Comercialización y Distribución
Año de entrada en operación	2003
Mercado que atiende	Tolima y Cundinamarca (Guaduas, Nilo)

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.2. Balance General



Fuente: SUI

BALANCE GENERAL	2014	2013	VAR
Activo	\$757.171.242.211	\$742.768.673.267	1,94%
Activo Corriente	\$209.539.883.130	\$239.773.351.425	-12,61%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$289.998.484.872	\$280.320.553.673	3,45%
Inversiones	\$47.794.858.221	\$49.226.662.652	-2,91%
Pasivo	\$420.245.580.391	\$456.568.060.827	7,96%
Pasivo Corriente	\$201.925.601.429	\$229.058.531.084	11,85%
Obligaciones Financieras	\$232.591.781.641	\$260.792.833.793	
Patrimonio	\$336.925.661.820	\$286.200.612.440	17,72%
Capital Suscrito y Pagado	\$6.421.490.000	\$6.421.490.000	0,00%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Para el año 2014 los activos de la Empresa ascendieron a \$757.171 millones, presentando un incremento de 1,94% con respecto al año anterior. Dentro del activo se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas, tales como:

Inversiones: Pasaron de \$49.226 millones en el 2013 a \$ 47.794 millones en el 2014. Esta disminución se explica en las inversiones patrimoniales controlantes las cuales decrecieron en \$1.431.

Deudores: Esta cuenta, que representa el 32,11% del activo, pasó de \$272.227 millones en el 2013 a \$243.133 millones en el 2014, disminuyendo 10,69% con relación al mismo periodo de la vigencia anterior. De este rubro se destaca la cuenta depósitos que presentó una disminución del 61,71% así como la cuenta de anticipos o saldos a favor por impuestos y contribuciones que se redujo en un 49,17% con respecto al año anterior.

Propiedad Planta y equipo: Este importante rubro del activo que representa el 38,30% del mismo, alcanzó la suma de \$289.998 millones a diciembre de 2014; presentando un aumento del 3,45% con relación al año inmediatamente anterior. Sobresalen con el 52% y el 22%, respectivamente, la cuenta de redes, líneas y cables por valor de \$255.070 millones y la cuenta de plantas, ductos y túneles por valor de \$118.498 millones respectivamente.

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTÓRICO	DEPRECIACIÓN	VALOR CUENTA 16, PROP, PLANTA Y EQUIPO	VALORIZACIONES	VALOR EN LIBROS
Terrenos	\$8.378	\$0	\$8.378	\$2.607	\$10.985
Construcciones en Curso	\$11.246	\$0	\$11.246	\$0	\$11.246
Maquinaria, Planta y Equipo en Montaje	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Edificaciones	\$5.657	-\$1.679	\$3.978	\$422	\$4.400
Plantas, Ductos y Túneles	\$118.498	-\$55.973	\$62.525	\$19.358	\$81.883
Redes, Líneas y Cables	\$252.070	-\$102.727	\$149.343	\$65.952	\$215.295
Maquinaria y Equipo	\$34.205	-\$19.079	\$15.125	\$37.014	\$52.139
Muebles, Enseres y Equipos de Oficina	\$1.654	-\$1.221	\$433	\$0	\$433
Equipos de Comunicación y Computación	\$3.422	-\$2.221	\$1.201	\$1.381	\$2.582
Equipo de Transporte, Tracción y Elevación	\$3.219	-\$950	\$2.269	\$0	\$2.269
Depreciación Diferida	\$35.502	-\$0	\$35.502		\$35.502
TOTALES	\$473.849	-\$183.851	\$289.998	\$126.735	\$416.734

Fuente: SUI cifras en Pesos

Otros Activos: Para el año 2014 aumentó en un 44,41% como consecuencia del aumento de las valorizaciones que de \$83.208 pasaron a \$126.735, y de los cargos diferido que pasaron de \$3.456 a \$9.055 en el año 2014.

Las variaciones más significativas del Activo están dadas por la disminución de los deudores a largo plazo, como resultado de la capitalización de Eninsa, y la merma de las inversiones en un 2.91% y del efectivo en un 30.97%.

El Pasivo presentó una disminución del 7,96% en el 2014 equivalente a \$36.323 millones, ubicándose en \$420.246 millones. Dentro de las cuentas que lo componen, encontramos las siguientes: Cuentas por pagar (\$71.250 millones), Obligaciones laborales (\$1.066 millones), Pasivos estimados y provisiones (\$24.871 millones) y Otros pasivos (\$90.465 millones).

Del pasivo se destacan las obligaciones financieras a corto plazo, las cuales disminuyeron en un 28.65% como resultado de modificaciones adoptadas para prorrogar los créditos y su amortización según información de la prestadora.

A diciembre de 2014 el patrimonio presentó un aumento de \$50.725 millones con respecto a diciembre de 2013, posicionándose en \$336.925 millones. Dicho incremento se explica por el crecimiento de la cuenta de superávit por valorización donde la cuenta de valorización de redes, líneas y cable y la cuenta de maquinaria y equipo se incrementaron en \$31.026 millones y \$12.981 millones, respectivamente, con respecto a la vigencia anterior. Además el resultado del ejercicio pasó de \$7.071 millones en el 2013 a \$7.245 millones de pesos en el 2014, incrementándose en 2.46% frente al año 2013 y en 22,57% respecto del año 2012.

En cuanto a la estructura financiera de la compañía, es pertinente destacar que en el 2014 el pasivo representa un 55.50% de los activos y un 44.50% del patrimonio mientras que en el 2013 alcanzó el 61.46% y 38.53%, respectivamente.

2.2. Estado de Resultados



Fuente: SUI

ESTADO DE RESULTADOS	2014	2013	VAR
Ingresos Operacionales	\$456.689.325.527	\$466.545.631.674	-2,11%
Costos Operacionales	\$358.524.872.954	\$370.954.103.058	-3,35%
Gastos Operacionales	\$31.728.323.787	\$39.744.201.821	-20,14%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$66.436.128.786	\$55.847.326.795	18,96%
Otros Ingresos	\$4.628.404.476	\$7.166.250.934	-35,41%
Otros Gastos	\$63.819.031.741	\$55.941.936.464	14,08%
Gastos de Intereses	\$25.471.632.213	\$29.857.326.695	-14,69%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$7.245.501.521	\$7.071.641.265	2,46%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Los ingresos operacionales, correspondientes a las actividades de comercialización y distribución, fueron de \$456.689 millones, presentando una disminución del 2,11% con respecto a diciembre de 2013, básicamente por la disminución reflejada en la comercialización con un porcentaje del 2,52% con respecto al año inmediatamente anterior.

Los Costos Operacionales, que representan el 78,5% de los Ingresos Operacionales, disminuyeron 3,35% respecto al año anterior, pasando de \$370.954 millones en el 2013 a \$358.525 millones en 2014, esencialmente por la reducción de los costos de bienes comercializados y los costos de servicios públicos en un 7.78% y 3.45%, respectivamente.

Los gastos operacionales a diciembre de 2014 bajaron un 20,17%, pasando de \$39.744 millones a \$31.728 millones. Los rubros que componen esta cuenta son los siguientes: Gastos administrativos (56%) y Provisiones, depreciaciones y amortizaciones (44%). Los gastos de administración crecieron en \$200 millones, ubicándose en \$38.268 millones a diciembre de 2014, de los cuales 32% corresponden a sueldos y salarios y 15,77% a impuestos, contribuciones y tasas.

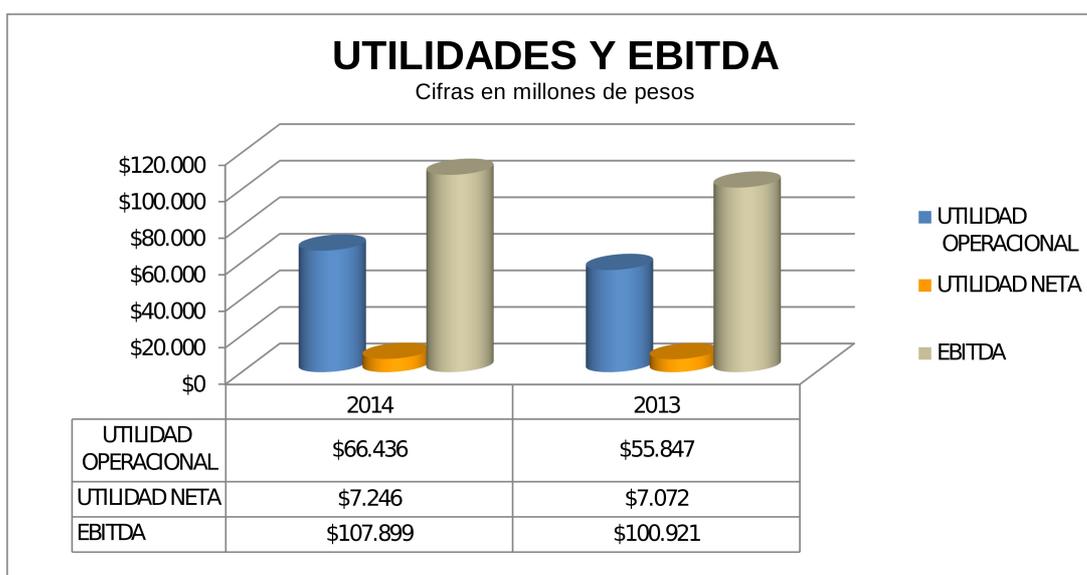
La cuenta de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento disminuyó a diciembre de 2014 en \$8.216 millones. Este rubro se compone a su vez de las siguientes cuentas: Provisiones para deudores \$1.229 millones, Provisión de inventarios \$498 millones, Provisión para obligaciones fiscales \$7.885 millones, Provisión para contingencias \$68 millones, Depreciación propiedad planta y equipo \$1.114 millones y Amortización de intangibles \$3.614 millones.

La cuenta de Otros ingresos para la vigencia 2014 suma \$4.628 millones y está compuesta de la siguiente manera: Financieros \$375 millones, Ajuste por diferencia en cambio \$912 millones y Extraordinarios \$3.340 millones. Dentro de los ingresos financieros se destacan \$162 millones de intereses sobre depósitos y \$212 millones de interés de depósitos.

Los Otros gastos no operacionales ascendieron a \$63.819 millones, siendo los más importantes los intereses con un 40%, la pérdida por el método de participación patrimonial con el 16% y los gastos financieros con el 14%.

En el año 2014 los ingresos de Enertolima S.A. E.S.P. disminuyeron en un 2.11% frente al 2013. Como ingreso principal se encuentra la comercialización con un 88.08% de participación, seguido por los servicios de Distribución con un 9.991%, Otros Servicios con 1.42% y Otras Ventas con un 0.60%. La comercialización presentó una disminución del 2.52% frente al año anterior. Los costos de operación disminuyeron, en un 3.35% como consecuencia de las menores ventas obtenidas en el año. También contrajeron respecto del año inmediatamente anterior los siguientes rubros: Servicios Personales en un 8.94%, Contratos de Mantenimiento y Reparación en un 14.68% y Arrendamientos en un 8.21%, (información proporcionada por la Auditoría externa de gestión y resultados).

2.3. Utilidades y Ebitda



Fuente: SUI

ENERTOLIMA S.A. ESP presentó a diciembre de 2014 una utilidad neta de \$7.246 millones, 174 millones menos que en 2013. El ebitda de la compañía a 2014 alcanzó \$107.899 millones, incrementándose con respecto al año anterior en \$6.978 millones.

2.4. Indicadores

INDICADORES	2014	2013
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente- Veces	1,04	1,05
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	40	39
Rotación de Cuentas por Pagar- Días	60	54
Activo Corriente Sobre Activo Total	27,67%	32,28%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	55,5%	61%
Patrimonio Sobre Activo	44,5%	39%
Pasivo Corriente Sobre Pasivo	48%	50%
Cobertura de Intereses- Veces	4,24	3,38
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	\$107.899.369.018	\$100.921.311.446
Margen Operacional	24%	22%
Rentabilidad de Activos	14%	14%
Rentabilidad de Patrimonio	22%	19%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Liquidez

La razón corriente a diciembre de 2014 fue de 1,04 veces, esto es, 0,1 veces menos que la vigencia anterior.

Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar presentó una disminución de 1 día pasando de 39 días en 2013 a 40 días en 2014. La empresa tarda 60 días en realizar el pago de sus obligaciones, aumentando en 6 días con respecto a 2013, en el cual se tardaba 54 días.

La explicación dada por el Prestador frente a este indicador, fue que en el año 2014 se vio afectado por la disminución en los costos de operación de la empresa dada la menor ejecución de ingresos y el aumento de las cuentas por pagar.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para diciembre de 2014 fue del 55,5%. Esto evidencia una disminución del 6% con respecto a 2013 cuyo nivel de endeudamiento fue del 61%. El Pasivo corriente representa el 48% del total de los Pasivos, por lo que el 52% restante pertenece a Pasivos de largo plazo.

Concepto AEGR. "La disminución generalizada que presenta el pasivo en la compañía para el año 2014 y el resultado de éste indicador, que corresponde a 48.05%, demuestran que el nivel de endeudamiento de la compañía continúa mejorando, contando con el flujo de liquidez necesario para cubrir sus deudas generadas en el curso normal de su actividad".

Rentabilidad

El margen operacional a 31 de diciembre de 2014 fue de 24%, disminuyendo en 2 puntos porcentuales al obtenido en la vigencia anterior. La rentabilidad de los activo se posiciono en 14% al igual que en el 2013. La rentabilidad del patrimonio reveló una mejora de 3% respecto al mismo periodo de la vigencia 2013 que fue del 19%.

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 TRAF0	USUARIOS CONECTADOS	DEMANDA MENSUAL	AÑO
16685	204	735852	403098	39924472	2012
16968	213	757240	414519	40092078	2013
17343	217	785351	430370	43742796	2014

Fuente: SUI

Con respecto a la tabla anterior se observa que para diciembre de 2014 la empresa ENERTOLIMA S.A. E.S.P. tiene reportados 17343 transformadores en su mercado, con 217 circuitos y 430.370 usuarios conectados a los transformadores. Adicionalmente, se presenta la suma de la capacidad de los transformadores la cual corresponde a 785.351 KVA y una demanda mensual de 43,7 GWh.

Infraestructura nueva

Según lo reportado por el AEGR, para el 2014 el inventario de infraestructura operada por la compañía en el STR-SDL de ENERTOLIMA S.A. ESP presentó novedades relacionadas con la actualización de parámetros de algunas bahías, transformadores y líneas, bajo los lineamientos del Acuerdo 601 del CNO. El cambio incluyó los 16 circuitos de nivel de tensión 4 y diez transformadores en este mismo nivel de tensión.

3.2 Continuidad

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante 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 y en la Resolución 167 de 2010 de la Comisión de Regulación de Energía y

Gas – CREG, se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P.

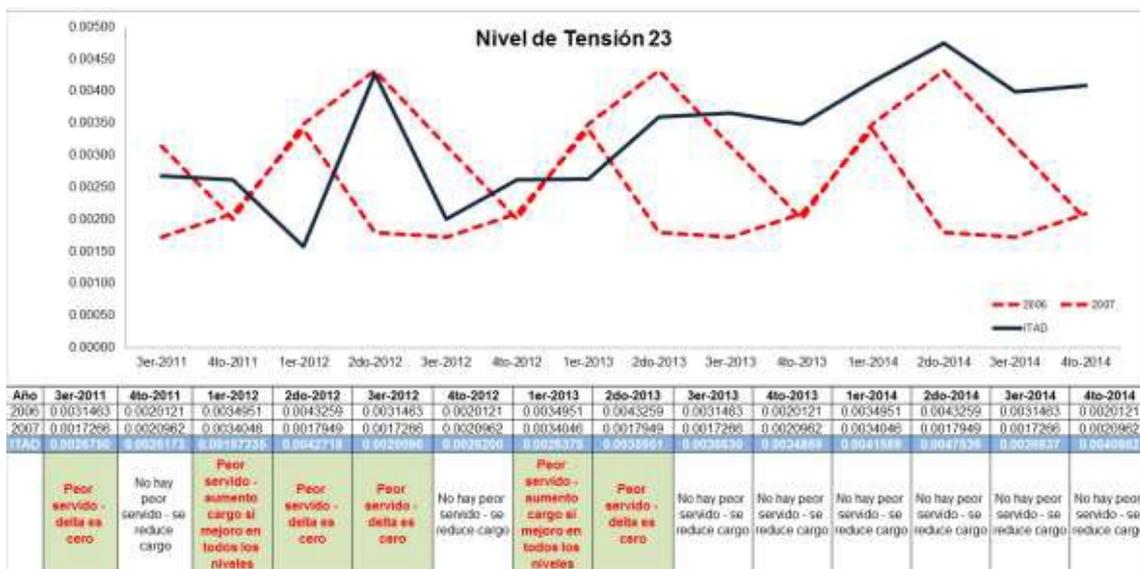
Las gráficas 3.2.1 y 3.2.2 son creadas con base en el índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD) y el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD). Estos índices permiten analizar el comportamiento de la calidad del servicio de la empresa prestadora. Cuando el ITAD se encuentra 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: AEGR

Gráfica 3.2.2 Análisis ITAD para Niveles de tensión 2 y 3



Fuente: AEGR

Se observa en las gráficas anteriores del auditor externo, la evolución del comportamiento del índice ITAD desde el año 2011. Durante el año 2014 el índice se ubicó por encima de la banda de indiferencia en ambos niveles de tensión, lo cual implica una desmejora en la calidad del servicio. Igualmente, se aprecia un peor desempeño en relación con el año 2013.

3.3 Calidad de la Potencia, CPE

Durante las semanas del 4 al 26 de agosto de 2014 se realizaron mediciones de la calidad de la potencia eléctrica en barras a 13.2 kV de la subestación Saldaña en Tolima, por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, a través de una firma especializada en el tema, con el fin de obtener parámetros eléctricos en estado estable y estado transitorio y diagnosticar su comportamiento con respecto a los límites establecidos por las resoluciones CREG 024 de 2005, CREG 108 de 1997 y CREG 065 de 2012 (n consulta), la norma europea EN50160, el Std. IEEE 446 de 1995, el Std. IEEE 519 de 1992 y el Std. IEEE 1250 de 1995.

Como resultado de las mediciones se observa lo siguiente:

No se presentaron desequilibrios de tensión que sobrepasaran el límite establecido por la norma EN 50160 del 2%.

Los valores promedio de todas las tensiones registradas referentes a nivel de tensión 13200 V se encuentra dentro los límites establecido por la Resolución CREG 024 de 2005.

El valor promedio del factor de potencia se encuentra en 0,94 lo cual cumple con la Resolución CREG 108 de 1997, $fp \geq 0,9$.

En estado estable la perceptibilidad de corta duración PST en las tres líneas, registró valores menores a 1,0.

La distorsión armónica total de tensión no cumple con el límite sugerido por la recomendación IEEE-519 de 1992, del 5%, por lo cual se recomienda implementar las correspondientes acciones correctivas.

Para las fases A y C se evidenciaron armónicos en tensión del orden 5 que superan por poco el límite recomendado de 3% por el std IEEE 519 con valores del 3,08% y 3,19% respectivamente.

La distorsión armónica de corriente para la fase A supera el 15%.

Los valores de la frecuencia se encuentran dentro de los límites establecidos por la norma.

Dentro de las visitas realizadas en el año por parte de la SSPD a algunas subestaciones, se verificaron registros de calidad de la potencia suministrada a los circuitos El Guamo y Mariquita, tomados durante la semana del 28 de abril al 4 de mayo de 2014.

En la subestación El Guamo, el desequilibrio entre las señales de tensión en la barra no 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), siendo de un valor de 10.5%. Para la subestación Mariquita este valor es de 0,43%.

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%.

En estas dos subestaciones no se evidencian armónicos en tensión de orden superior que superen el límite del 3% recomendado por el std IEEE 519.

Así mismo, se solicitó por medio de SCADA, conocer los parámetros de calidad de la potencia de las subestaciones Mariquita, Lérica, Rovira, Payandé, Cajamarca y Papayo. Al respecto se observaron valores de Factor de Potencia inferiores a 0.9 en las mismas, y valores de THD mayores al 5% en las subestaciones Lérica, Cajamarca y Papayo.

Por otra parte, según el informe del auditor externo de gestión y resultados, la empresa realizó la compra de 90 equipos ION, para un total de 223 analizadores entre stock y en operación, que ya instalados darían cobertura total del 100% de las barras de las subestaciones de nivel de tensión IV, III y II. Paralelamente la empresa ha desarrollado otras actividades relativas al proyecto, como compra de equipos adicionales (Cts, Pts, tableros, medida portátil), la reinstalación de los medidores Nexus, la programación de nuevos indicadores, la coordinación y migración a una plataforma de captura, registro y reporte versátil y flexible.

En relación con el tema de la supervisión de activos en tiempo real, XM informó a esta Superintendencia, mediante comunicación con radicado SSPD 20145290655092 de 26-11-2014, que para noviembre del año de 2014 la empresa ENERTOLIMA S.A. E.S.P. contaba con un 100 % de la supervisión de flujos de potencia activa y reactiva a través de las bahías de línea y transformación y un 91,7% de supervisión de tensión en barras, Cobertura en supervisión que aumentó con respecto al año anterior. Con respecto a la confiabilidad, se reportó un valor de 88,3%, superior al del año 2013 que fue de 86,7%.

Es de aclarar, que el porcentaje mencionado se calcula a partir de las bahías de líneas y transformación de nivel de tensión 4 y bahías de transformación de activos de conexión al STN que sean remuneradas comercialmente como activos del STR.

3.4 Inversión

3.4.1 Ejecución de los Proyectos de Inversión

Para el año 2014 el prestador reportó al Sistema Único de Información – SUI, el estado de avance de 107 proyectos de inversión, entre ellos los proyectos de remodelación de redes de baja tensión en 18 municipios principalmente en Ibagué, de los cuales la mayoría son proyectos a corto plazo. Se reportan 24 proyectos con porcentaje de ejecución menor al 10% y 71 como finalizados,

De acuerdo con la información suministrada por el AEGR La inversión en redes que la compañía ha realizado durante el periodo 2012-2014 asciende aproximadamente a \$ 77,537 millones (pesos corrientes). En 2014 la inversión ascendió a \$26.696 mil, superior en \$7,302 mil, un 37.7%, a la realizada durante el 2013. La inversión en el año 2014 en expansión de redes correspondió a \$5,248 millones de pesos y la de reposición correspondió a \$20,497 millones. A continuación se muestra el detalle de las in-

versiones realizadas en el 2014 relacionando el monto ejecutado y el avance.

Tabla 3.4.1.1 Proyectos de Inversión

ITEM	DESCRIPCION PROYECTO	TIPO	FECHA INICIO	FECHA FINAL	ESTADO	VALOR (pesos)	AVANCE %
1	Construccion Subestacion Gualanday 115 34 5 kV la cual se conectara a partir de la linea Diacemento a Flandes 115 kV	E	22/06/11 12:00:00,000000000 AM	30/04/15 12:00:00,000000000 AM	IN	1.315.147.496	98%
2	Remodelacion de redes Mariquita Guayabal Lerida	R	02/11/12 12:00:00,000000000 AM	30/06/14 12:00:00,000000000 AM	FI	36.748.424	100%
3	Remodelacion de redes Vergel la Estacion	R	02/11/12 12:00:00,000000000 AM	30/06/14 12:00:00,000000000 AM	FI	410.579.560	100%
4	Remodelacion de redes Glorieta Mirolindo Papayo	R	02/11/12 12:00:00,000000000 AM	30/06/14 12:00:00,000000000 AM	FI	615.351.245	100%
5	Automatizacion Melgar	E	14/05/12 12:00:00,000000000 AM	30/06/14 12:00:00,000000000 AM	FI	206.060.000	100%
6	Automatizacion lanceros	E	14/05/12 12:00:00,000000000 AM	30/06/14 12:00:00,000000000 AM	FI	221.680.000	100%
7	Automatizacion Flandes	E	14/05/12 12:00:00,000000000 AM	30/06/14 12:00:00,000000000 AM	FI	299.870.000	100%
8	Automatizacion Tuluni	E	14/05/12 12:00:00,000000000 AM	30/06/14 12:00:00,000000000 AM	FI	228.330.000	65%
9	Automatizacion Mirolindo	E	14/05/12 12:00:00,000000000 AM	13/05/14 12:00:00,000000000 AM	FI	227.876.582	100%
10	Integraciones S E al Centro de Control	E	14/05/12 12:00:00,000000000 AM	30/06/14 12:00:00,000000000 AM	FI	234.863.655	50%
11	Construccion subestacion Natagaima	E	21/12/13 12:00:00,000000000 AM	30/03/15 12:00:00,000000000 AM	EE	3.140.109.933	77%
12	Ampliacion subestacion Tuluni 230 115 kV y su conexion al STN	E	21/07/14 12:00:00,000000000 AM	20/03/16 12:00:00,000000000 AM	AL	282.172.965	17%
13	Remodelacion de redes BT CD 50 IBAGUE	R	14/07/14 12:00:00,000000000 AM	15/07/14 12:00:00,000000000 AM	FI	14.133.237	7%
14	Remodelacion de redes BT CD 53 IBAGUE	R	15/07/14 12:00:00,000000000 AM	16/07/14 12:00:00,000000000 AM	FI	13.915.508	10%
15	Remodelacion de redes BT CD 57 IBAGUE	R	06/10/14 12:00:00,000000000 AM	16/10/14 12:00:00,000000000 AM	FI	127.831.727	100%
16	Remodelacion de redes BT CD 61 IBAGUE	R	06/10/14 12:00:00,000000000 AM	16/10/14 12:00:00,000000000 AM	FI	5.668.362	5%
17	Remodelacion de redes BT CD 68 IBAGUE	R	06/10/14 12:00:00,000000000 AM	16/10/14 12:00:00,000000000 AM	FI	10.599.928	6%
18	Remodelacion de redes BT CD 273 IBAGUE	R	20/02/14 12:00:00,000000000 AM	25/02/14 12:00:00,000000000 AM	FI	95.602.920	100%
19	Remodelacion de redes BT CD 326 IBAGUE	R	11/02/14 12:00:00,000000000 AM	28/02/14 12:00:00,000000000 AM	FI	165.898.765	100%
20	Remodelacion de redes BT CD 399 IBAGUE	R	11/02/14 12:00:00,000000000 AM	28/02/14 12:00:00,000000000 AM	FI	6.610.120	3%
21	Remodelacion de redes BT CD 422 IBAGUE	R	20/01/14 12:00:00,000000000 AM	25/01/14 12:00:00,000000000 AM	FI	163.024.742	100%
22	Remodelacion de redes BT CD 440 IBAGUE	R	22/09/14 12:00:00,000000000 AM	25/10/14 12:00:00,000000000 AM	FI	107.527.394	100%
23	Remodelacion de redes BT CD 469 IBAGUE	R	28/07/14 12:00:00,000000000 AM	09/08/14 12:00:00,000000000 AM	FI	82.373.707	100%
24	Remodelacion de redes BT CD 528 IBAGUE	R	08/08/14 12:00:00,000000000 AM	26/08/14 12:00:00,000000000 AM	FI	124.914.046	100%
25	Remodelacion de redes BT CD 555	R	08/08/14	26/08/14	FI	3.533.309	9%

	IBAGUE		12:00:00,000000000 AM	12:00:00,000000000 AM			
26	Remodelacion de redes BT CD 584 IBAGUE	R	05/02/14 12:00:00,000000000 AM	08/02/14 12:00:00,000000000 AM	FI	61.321.934	100%
27	Remodelacion de redes BT CD 608 IBAGUE	R	25/08/14 12:00:00,000000000 AM	02/09/14 12:00:00,000000000 AM	FI	60.976.878	100%
28	Remodelacion de redes BT CD 666 IBAGUE	R	19/02/14 12:00:00,000000000 AM	19/02/14 12:00:00,000000000 AM	FI	13.336.506	100%
29	Remodelacion de redes BT CD 668 IBAGUE	R	19/02/14 12:00:00,000000000 AM	19/02/14 12:00:00,000000000 AM	FI	2.317.376	100%
30	Remodelacion de redes BT CD 921 IBAGUE	R	08/09/14 12:00:00,000000000 AM	13/09/14 12:00:00,000000000 AM	FI	41.246.786	100%
31	Remodelacion de redes BT CD 928 IBAGUE	R	18/09/14 12:00:00,000000000 AM	01/10/14 12:00:00,000000000 AM	FI	56.291.091	100%
32	Remodelacion de redes BT CD 1084 IBAGUE	R	16/10/14 12:00:00,000000000 AM	18/10/14 12:00:00,000000000 AM	FI	35.145.311	100%
33	Remodelacion de redes BT CD 1157 IBAGUE	R	14/02/14 12:00:00,000000000 AM	18/02/14 12:00:00,000000000 AM	FI	27.662.201	100%
34	Remodelacion de redes BT CD 1648 IBAGUE	R	13/01/14 12:00:00,000000000 AM	18/01/14 12:00:00,000000000 AM	FI	95.635.764	100%
35	Remodelacion de redes BT CD 1671 IBAGUE	R	13/01/14 12:00:00,000000000 AM	18/01/14 12:00:00,000000000 AM	FI	10.599.928	7%
36	Remodelacion de redes BT CD 1673 IBAGUE	R	13/01/14 12:00:00,000000000 AM	18/01/14 12:00:00,000000000 AM	FI	10.599.928	6%
37	Remodelacion de redes BT CD 1847 CAJAMARCA	R	13/01/14 12:00:00,000000000 AM	18/01/14 12:00:00,000000000 AM	FI	11.336.723	8%
38	Remodelacion de redes BT CD 1857 ESPINAL	R	21/04/14 12:00:00,000000000 AM	28/04/14 12:00:00,000000000 AM	FI	116.720.463	100%
39	Remodelacion de redes BT CD 1867 IBAGUE	R	20/10/14 12:00:00,000000000 AM	21/10/14 12:00:00,000000000 AM	FI	42.255.779	100%
40	Remodelacion de redes BT CD 1993 IBAGUE	E	21/07/14 12:00:00,000000000 AM	01/08/14 12:00:00,000000000 AM	FI	113.991.403	100%
41	Remodelacion de redes BT CD 2090 ESPINAL	R	21/07/14 12:00:00,000000000 AM	01/08/14 12:00:00,000000000 AM	FI	13.915.508	8%
42	Remodelacion de redes BT CD 2144 ESPINAL	R	14/10/14 12:00:00,000000000 AM	18/10/14 12:00:00,000000000 AM	FI	114.131.127	100%
43	Remodelacion de redes BT CD 2259 ESPINAL	R	17/09/14 12:00:00,000000000 AM	25/09/14 12:00:00,000000000 AM	FI	178.782.666	100%
44	Remodelacion de redes BT CD 2272 ESPINAL	R	07/10/14 12:00:00,000000000 AM	11/10/14 12:00:00,000000000 AM	FI	90.546.801	100%
45	Remodelacion de redes BT CD 2420 IBAGUE	R	25/01/14 12:00:00,000000000 AM	01/02/14 12:00:00,000000000 AM	FI	76.884.171	100%
46	Remodelacion de redes BT CD 2465 ESPINAL	R	09/04/14 12:00:00,000000000 AM	29/04/14 12:00:00,000000000 AM	FI	110.818.142	100%
47	Remodelacion de redes BT CD 2503 IBAGUE	R	04/02/14 12:00:00,000000000 AM	04/02/14 12:00:00,000000000 AM	FI	171.079.805	100%
48	Remodelacion de redes BT CD 2520 IBAGUE	R	03/09/14 12:00:00,000000000 AM	06/09/14 12:00:00,000000000 AM	FI	39.617.912	100%
49	Remodelacion de redes BT CD 2558 ESPINAL	R	26/09/14 12:00:00,000000000 AM	02/10/14 12:00:00,000000000 AM	FI	86.245.465	100%
50	Remodelacion de redes BT CD 2587 MELGAR	R	10/03/14 12:00:00,000000000 AM	12/03/14 12:00:00,000000000 AM	FI	38.060.676	100%
51	Remodelacion de redes BT CD 2610 MELGAR	R	11/11/14 12:00:00,000000000 AM	15/11/14 12:00:00,000000000 AM	FI	45.209.635	100%
52	Remodelacion de redes BT CD 2612 MELGAR	R	11/03/14 12:00:00,000000000 AM	17/03/14 12:00:00,000000000 AM	FI	50.808.520	100%

53	Remodelacion de redes BT CD 2632 MELGAR	R	18/11/14 12:00:00,000000000 AM	22/11/14 12:00:00,000000000 AM	FI	94.773.378	100%
54	Remodelacion de redes BT CD 2749 ESPINAL	R	18/11/14 12:00:00,000000000 AM	22/11/14 12:00:00,000000000 AM	FI	11.336.723	6%
55	Remodelacion de redes BT CD 2882 MELGAR	R	28/02/14 12:00:00,000000000 AM	07/03/14 12:00:00,000000000 AM	FI	120.533.723	100%
56	Remodelacion de redes BT CD 3112 MELGAR	R	28/10/14 12:00:00,000000000 AM	08/11/14 12:00:00,000000000 AM	FI	186.963.172	100%
57	Remodelacion de redes BT CD 3198 HONDA	R	28/10/14 12:00:00,000000000 AM	08/11/14 12:00:00,000000000 AM	FI	7.066.619	6%
58	Remodelacion de redes BT CD 3469 MELGAR	R	17/02/14 12:00:00,000000000 AM	26/02/14 12:00:00,000000000 AM	FI	93.673.906	100%
59	Remodelacion de redes BT CD 3521 HONDA	R	17/02/14 12:00:00,000000000 AM	26/02/14 12:00:00,000000000 AM	FI	10.013.800	8%
60	Remodelacion de redes BT CD 3654 FRESNO	R	10/11/14 12:00:00,000000000 AM	13/11/14 12:00:00,000000000 AM	FI	67.103.114	100%
61	Remodelacion de redes BT CD 3676 FRESNO	R	10/11/14 12:00:00,000000000 AM	13/11/14 12:00:00,000000000 AM	FI	5.668.362	6%
62	Remodelacion de redes BT CD 3677 FRESNO	R	12/11/14 12:00:00,000000000 AM	12/11/14 12:00:00,000000000 AM	FI	38.391.297	100%
63	Remodelacion de redes BT CD 3682 FRESNO	R	27/10/14 12:00:00,000000000 AM	08/11/14 12:00:00,000000000 AM	FI	114.822.466	100%
64	Remodelacion de redes BT CD 3772 GUAMO	R	27/10/14 12:00:00,000000000 AM	08/11/14 12:00:00,000000000 AM	FI	7.878.748	4%
65	Remodelacion de redes BT CD 3798 CHAPARRAL	R	28/03/14 12:00:00,000000000 AM	09/04/14 12:00:00,000000000 AM	FI	143.818.647	100%
66	Remodelacion de redes BT CD 3802 ARMERO	R	28/03/14 12:00:00,000000000 AM	09/04/14 12:00:00,000000000 AM	FI	10.599.928	5%
67	Remodelacion de redes BT CD 3838 GUAMO	R	28/04/14 12:00:00,000000000 AM	07/05/14 12:00:00,000000000 AM	FI	85.110.603	100%
68	Remodelacion de redes BT CD 3850 HONDA	R	28/04/14 12:00:00,000000000 AM	07/05/14 12:00:00,000000000 AM	FI	5.299.964	5%
69	Remodelacion de redes BT CD 3883 HONDA	R	28/04/14 12:00:00,000000000 AM	07/05/14 12:00:00,000000000 AM	FI	8.171.812	9%
70	Remodelacion de redes BT CD 3895 HONDA	R	01/09/14 12:00:00,000000000 AM	08/09/14 12:00:00,000000000 AM	FI	112.842.064	100%
71	Remodelacion de redes BT CD 3922 HONDA	R	25/08/14 12:00:00,000000000 AM	30/08/14 12:00:00,000000000 AM	FI	72.333.988	100%
72	Remodelacion de redes BT CD 3926 HONDA	R	13/08/14 12:00:00,000000000 AM	20/08/14 12:00:00,000000000 AM	FI	81.039.248	100%
73	Remodelacion de redes BT CD 3930 HONDA	R	13/08/14 12:00:00,000000000 AM	20/08/14 12:00:00,000000000 AM	FI	10.599.928	8%
74	Remodelacion de redes BT CD 4026 CHAPARRAL	R	18/03/14 12:00:00,000000000 AM	03/04/14 12:00:00,000000000 AM	FI	99.635.860	100%
75	Remodelacion de redes BT CD 4118 ARMERO	R	18/03/14 12:00:00,000000000 AM	03/04/14 12:00:00,000000000 AM	FI	7.066.619	6%
76	Remodelacion de redes BT CD 4129 AMBALEMA	R	02/06/14 12:00:00,000000000 AM	03/06/14 12:00:00,000000000 AM	FI	58.075.502	100%
77	Remodelacion de redes BT CD 4145 AMBALEMA	R	02/06/14 12:00:00,000000000 AM	03/06/14 12:00:00,000000000 AM	FI	7.066.619	6%
78	Remodelacion de redes BT CD 4169 LERIDA	R	23/07/14 12:00:00,000000000 AM	29/07/14 12:00:00,000000000 AM	FI	90.834.957	100%
79	Remodelacion de redes BT CD 4178 LERIDA	R	16/07/14 12:00:00,000000000 AM	22/07/14 12:00:00,000000000 AM	FI	105.670.592	100%
80	Remodelacion de redes BT CD 4190 LERIDA	R	30/07/14 12:00:00,000000000 AM	08/08/14 12:00:00,000000000 AM	FI	92.342.338	100%

			AM	AM			
81	Remodelacion de redes BT CD 4255 HONDA	R	08/09/14 12:00:00,000000000 AM	13/09/14 12:00:00,000000000 AM	FI	71.378.869	100%
82	Remodelacion de redes BT CD 4267 HONDA	R	20/08/14 12:00:00,000000000 AM	23/08/14 12:00:00,000000000 AM	FI	68.755.135	100%
83	Remodelacion de redes BT CD 4356 SAN LUIS	R	08/05/14 12:00:00,000000000 AM	12/05/14 12:00:00,000000000 AM	FI	59.063.859	100%
84	Remodelacion de redes BT CD 4364 SAN LUIS	R	21/04/14 12:00:00,000000000 AM	07/05/14 12:00:00,000000000 AM	FI	148.095.142	100%
85	Remodelacion de redes BT CD 4365 SAN LUIS	R	13/05/14 12:00:00,000000000 AM	17/05/14 12:00:00,000000000 AM	FI	54.605.367	100%
86	Remodelacion de redes BT CD 4453 NATAGAIMA	R	25/03/14 12:00:00,000000000 AM	29/03/14 12:00:00,000000000 AM	FI	88.374.984	100%
87	Remodelacion de redes BT CD 4454 NATAGAIMA	R	13/03/14 12:00:00,000000000 AM	17/03/14 12:00:00,000000000 AM	FI	113.977.521	100%
88	Remodelacion de redes BT CD 4457 NATAGAIMA	R	05/03/14 12:00:00,000000000 AM	12/03/14 12:00:00,000000000 AM	FI	116.865.725	100%
89	Remodelacion de redes BT CD 4474 NATAGAIMA	R	31/03/14 12:00:00,000000000 AM	08/04/14 12:00:00,000000000 AM	FI	172.116.775	100%
90	Remodelacion de redes BT CD 4506 GUAMO	R	20/10/14 12:00:00,000000000 AM	25/10/14 12:00:00,000000000 AM	FI	117.989.037	100%
91	Remodelacion de redes BT CD 4522 AMBALEMA	R	04/06/14 12:00:00,000000000 AM	07/06/14 12:00:00,000000000 AM	FI	71.412.366	100%
92	Remodelacion de redes BT CD 4529 AMBALEMA	R	04/06/14 12:00:00,000000000 AM	07/06/14 12:00:00,000000000 AM	FI	1.766.655	2%
93	Remodelacion de redes BT CD 4578 ALVARADO	R	04/06/14 12:00:00,000000000 AM	07/06/14 12:00:00,000000000 AM	FI	3.901.707	5%
94	Remodelacion de redes BT CD 4600 ROVIRA	R	02/06/14 12:00:00,000000000 AM	12/06/14 12:00:00,000000000 AM	FI	71.087.537	100%
95	Remodelacion de redes BT CD 4619 LERIDA	R	05/08/14 12:00:00,000000000 AM	12/08/14 12:00:00,000000000 AM	FI	84.481.475	100%
96	Remodelacion de redes BT CD 4915 CARMEN DE APICALA	R	08/05/14 12:00:00,000000000 AM	17/05/14 12:00:00,000000000 AM	FI	117.256.690	100%
97	Remodelacion de redes BT CD 5201 ICONONZO	R	21/05/14 12:00:00,000000000 AM	31/05/14 12:00:00,000000000 AM	FI	167.211.425	100%
98	Remodelacion de redes BT CD 5249 COELLO	R	21/05/14 12:00:00,000000000 AM	31/05/14 12:00:00,000000000 AM	FI	6.036.759	4%
99	Remodelacion de redes BT CD 6248 SAN LUIS	R	17/05/14 12:00:00,000000000 AM	21/05/14 12:00:00,000000000 AM	FI	52.167.730	100%
100	Remodelacion de redes BT CD 6250 SAN LUIS	R	21/05/14 12:00:00,000000000 AM	28/05/14 12:00:00,000000000 AM	FI	73.200.199	100%
101	Remodelacion de redes BT CD 7541 IBAGUE	R	21/05/14 12:00:00,000000000 AM	28/05/14 12:00:00,000000000 AM	FI	32.429.599	100%
102	Remodelacion de redes BT CD 15051 IBAGUE	R	02/02/14 12:00:00,000000000 AM	07/02/14 12:00:00,000000000 AM	FI	48.547.566	100%
103	Remodelacion de redes BT CD 15052 IBAGUE	R	02/02/14 12:00:00,000000000 AM	07/02/14 12:00:00,000000000 AM	FI	19.617.707	100%
104	Remodelacion de redes BT CD 17297 MELGAR	R	16/05/14 12:00:00,000000000 AM	16/05/14 12:00:00,000000000 AM	FI	3.940.629	100%
105	Remodelacion de redes BT CD SAN JO IBAGUE	R	18/08/14 12:00:00,000000000 AM	19/08/14 12:00:00,000000000 AM	FI	2.071.296	100%
106	Remodelacion de redes BT CD CASTIL IBAGUE	R	19/08/14 12:00:00,000000000 AM	20/08/14 12:00:00,000000000 AM	FI	2.874.662	100%
107	Remodelacion de redes BT CD SUPER IBAGUE	R	17/03/14 12:00:00,000000000 AM	19/03/14 12:00:00,000000000 AM	FI	2.210.386	100%

Sobresalen los proyectos: construcción de las subestaciones Gualanday y Natagaima, ampliación de la subestación Tuluñ 230/115 kV y su conexión al STN e integración de subestaciones al centro de control.

3.4.2 Cobertura y Restricciones del Servicio de Energía Eléctrica

Hasta el año 2013 el Departamento de Tolima contaba con una cobertura del 95.61 ubicándolo en el puesto 17 como departamento con mayor porcentaje de cobertura del país de acuerdo al Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2013-2017 – PIEC de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. El gobierno nacional tiene planteado como meta aumentar esa cobertura a 96.42% para el 2017.

Por otro lado, al revisar el estado del sistema eléctrico en el área de transmisión STR – STN durante el 2014 se observa que para el departamento de Tolima existen restricciones ante contingencias del STR en la red de 115kV del área Huila – Tolima - Caquetá lo cual puede generar bajas tensiones, demanda no atendida y generación atrapada de la central Amoyá ante contingencias sencillas.

Para dar solución, se han definido los siguientes proyectos para robustecer el STR del área:

Proyecto normalización de la subestación Natagaima 115 kV. Fecha entrada según concepto UPME, octubre de 2014. Fecha esperada marzo 2015

Proyecto subestación Tuluñ 230 kV. Proyecto definido en el plan de expansión 2013-2027. Fecha de entrada según Resolución 9_1159_2013, 30 de noviembre de 2016.

Segundo transformador Altamira 230/115kV (Recomendado XM) y refuerzos en 115kV, está siendo evaluado por el OR y UPME.

3.5 RETIE

3.5.1. Accidentes de Origen Eléctrico

De acuerdo a lo reportado en el Sistema Único de Información SUI, ENERTOLIMA S.A. ESP, registró cuatro accidentes de origen eléctrico durante el año 2014.

3.5.2. Resultados Visitas de Inspección

Se efectuó la visita conjunta con ingenieros de ENERTOLIMA S.A. E.S.P. a seis subestaciones pertenecientes a su sistema ubicadas en el departamento del Tolima, obteniendo, en general, los siguientes hallazgos relacionados con el RETIE:

No se evidencia la medición y verificación de las tensiones de paso, contacto y transferidas, para asegurar que no se exponga a las personas a tensiones por encima del umbral de soportabilidad. Arts. 23.1 (g), 15.6 , 15.6.1, 15.6.2

No se tienen planos actualizados en las subestaciones. Art 23 Numeral 23.2 Literal a.

En cuartos de baterías no se evidencia aterrizaje de estructuras metálicas de los bancos. Art. 23.1 (r), NTC 2050 Secc. 500-504, Secc 250.

Mallas de encerramiento no se encuentran aterrizadas en algunos puntos. Art. 23 Numeral 23.2 Literal d.

Existencia maleza en patios de algunas subestaciones. Art. 23.1 (g)

Transformadores de potencia sin foso de aceite. Art. 23.1 (v).

Cuartos de baterías no cuentan con lava ojos. Art. 21.1 (k).

Mallas de encerramiento sin señalización de riesgo eléctrico. Artículo 23.2 Literal c.

Subestaciones no atendidas no cuentan con sistema automático de detección y extinción de incendios. Art. 24.6. Resolución 90795 Art. 19

Falta demarcación de las distancias de seguridad frente a las celdas.

En algunas subestaciones las celdas de media tensión no cuentan con mecanismo de puesta a tierra de partes energizadas y no existe la indicación visual del estado de conexión a tierra. Art.23.1 (s, t), Art. 20.23.2 (f)

Almacenamiento de materiales en el área de celdas, los cuales no deben encontrarse en esta zona. Art 23.4 (b)

No se cuenta con identificación de fase y colores en cables de potencia de acuerdo a norma vigente. Art. 6, Art.6.3, Tabla 6.5

No se evidenció la existencia de cajas de inspección del sistema puesta a tierra. Art 15.1 (d).

Se evidencia la existencia de conductores a equipos de patio en tubería PVC. RETIE Art. 20.6.1.2 (f), NTC 2050 Sec. 341-4

3.6 Mantenimientos

Con base en la información del AEGR, durante el 2014 la Empresa ejecutó 2,711 actividades de mantenimiento en subestaciones centradas principalmente en actividades de tipo preventivo en un 80.41%, adicionalmente el 6.7% de las actividades fueron predictivas y un 7.8% correctivas, se observa una reducción en aproximadamente cinco puntos porcentuales de la participación del mantenimiento correctivo dentro del total de mantenimientos con respecto al año 2013, adicionalmente, bajo el alcance de estos mantenimientos fueron intervenidas 68 subestaciones. El 43% de las acciones se concentraron en 6 subestaciones, con un promedio de 203 actividades por subestación. El porcentaje de ejecución del plan fue de 91.2%.

Las actividades de mantenimiento desarrolladas en subestaciones (S/E) fueron principalmente las siguientes:

S/E MARIQUITA:

Cambio del tren de celdas 13,2kV Merlín Gerin por nuevas celdas ABB.

Inicio de actividades de adecuación de tableros CMP para reubicación en nueva sala de control, módulos 34,5KV.

Mantenimiento de Emergencia por avería en TF50MVA. Pruebas eléctricas, desensamble, traslado de TF 20MVA de S/E Gualanday a la S/E Mariquita.

S/E MIROLINDO:

Instalación tableros CPM 115 y 34.5 kV- TF 50 MVA.

S/E FLANDES:

Desmonte de antiguo interruptor averiado y montaje y puesta en servicio de nuevo interruptor ABB 115KV.

S/E HIDROPRADO:

Instalación de reconectador circuito 34,5 KV Prado-Purificación.

En relación con el mantenimiento de las redes, durante el 2014 se ejecutaron 4752 horas de mantenimiento, un 92% de las horas planeadas. Se presenta un valor por debajo de la meta en el área sur del mercado de Enertolima que basado en declaraciones de la compañía, se debe principalmente a situaciones de orden público, las cuales imposibilitan el trabajo de las cuadrillas. Cabe añadir que el 48% de las actividades de mantenimiento en red se relacionan con la poda y ramajeo forestal en los tramos urbanos y rurales de los circuitos.

3.7.Hallazgos y observaciones en subestaciones del sistema de ENERTOLIMA S.A. E.S.P.:

Se efectuó por parte de la SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGIA Y GAS COMBUSTIBLE, una Visita Técnica entre el 27 y el 30 de abril del 2015, a algunas Subestaciones Eléctricas y circuitos ubicados en el Departamento del TOLIMA, pertenecientes al sistema de ENERTOLIMA S.A. E.S.P, Con la finalidad de efectuar una verificación de cumplimiento con las normas técnicas vigentes en especial el RETIE.

La visita se realizó con la presencia de varios funcionarios del área técnica y operativa de ENERTOLIMA S.A. E.S.P, como resultado de la misma se pudo evidenciar lo siguiente:

Subestación Simón Bolívar (34.5 kV/13,8 kV):

La subestación, perteneciente al sistema ENERTOLIMA , cuenta con un transformador de 34,5/13.8 KV, 5 MVA ,

Puertas metálicas de la subestación sin aterrizar, evaluado según, RETIE ART. 23.1 q, r , RETIE Art. 15.1 (b) y (c), RETIE 16.3.2,

Pórticos de la subestación con evidente deterioro y hierro expuesto Evaluado según RETIE 20.17.1 (f) ,RETIE Art 27.5 (a) , RETIE Art 25.8

Se evidencia acercamiento de árboles al pórtico salidas de los circuitos. Según RETIE Art. 13. RETIE Art 27.5 (a), RETE Art. 25.8

Transformador de potencia sin foso de aceite, rejillas ni grava, evaluado según RETIE 23.1(v).

Tableros sin señalización aviso de riesgo eléctrico. RETIE Art. 6.1.1, RETIE Tabla 6.2, RETIE Figura 6.1, RETIE Art. 6.2

No se cuenta con identificación de fase y colores en cables de potencia de acuerdo a norma vigente, evaluado según RETIE Art. 6, Art.6.3,, RETIE Tabla 6.5

No se evidencia la medición y verificación de las tensiones de paso, contacto y transferidas, para asegurar que no se exponga a las personas a tensiones por encima del umbral de soportabilidad, Evaluado según RETIE Art 23.1 (g), RETIE Art 15.6 , 15.6.1, 15.6.2

Existencia de bastante maleza en patio subestación, lo que puede aumentar riesgo en caso de tensiones de paso y contacto, se debe implementar piso en grava , evaluado según RETIE 23.1 g

Subestación San Jorge (/34.5 kV/13,8 kV):

Portón de acceso a la subestación y malla de cerramiento sin señalización de riesgo eléctrico y sin aterrizar en algunas partes evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), RETIE ART. 23.1 q, r

No se encuentran demarcadas las distancias de seguridad frente a las celdas. evaluado según RETIE Art 13.5, RETIE Tabla 13.7, RETIE Tabla 13.8, RETIE Figura 13.4, RETIE Art 8 (g)

Se evidencia tableros y/o celdas sin señalización aviso de riesgo eléctrico de acuerdo a la normatividad vigente. RETIE Art. 6.1.1, RETIE Tabla 6.2, RETIE Figura 6.1, RETIE Art. 6.2 , RETE Art. 20.23.2, g, RETIE Art. 20.23.1.4

En algunas celdas de 13,8 KV, no se cuenta con mecanismo de puesta a tierra de partes energizadas y no existe la indicación visual del estado de conexión a tierra, evaluado según RETIE Art.23.1 (s, t), RETIE Art. 20.23.2 (f)

Se evidencia la existencia de salidas circuitos de alumbrado en alambres sin ducto en el techo de la subestación, RETIE 26.6.1.1, RETIE Art. 20.6.1.2, NTC 2050 320-3

Se encuentra en el área de celdas almacenamiento de materiales, los cuales no deben encontrarse en esta zona, de acuerdo a normatividad RETIE Aplica Art 23.4 (b).

Se encuentra en el piso área de patio subestación piedra de rio no homogénea y contaminada en varias partes, la cual evidentemente no cumple con su función, RETIE 23.1 (g), NTC 4552-3 Art 8

Transformadores de potencia sin foso de aceite , rejillas ni grava, evaluado según RETIE 23.1(v).

No se cuenta con identificación de fase y colores en cables de potencia de acuerdo a norma vigente, evaluado según RETIE Art. 6, Art.6.3,, RETIE Tabla 6.5

Parte del cerramiento del patio de la subestación no cumple con la altura de norma, evaluado según RETIE Art 23,1 (e). RETIE Art 23.2

Faltan colas de puesta a tierra en la malla de cerramiento, evaluado según RETIE ART 23.1 q, r, RETIE Art 15, RETIE Art 16.3.2

En los barrajes se deben utilizar para las conexiones y derivaciones conectores adecuados, evaluado según RETIE ART. 20.12.1, RETIE Art. 25.7.1

Se observan bajantes de equipos empalmados y en algunos casos reduciendo el calibre del conductor, RETIE Art 15

No se evidenció la existencia de cajas de inspección sistema puesta a tierra, Art 15.1 (d)

Afloramiento de salida circuitos de 13,8 KV , sueltos y sin tubería

Canalizaciones y registros no eléctricos en el patio de la subestación, al parecer perteneciente a un fluido que no corresponde a sistema contra incendios o refrigeración de equipos subestación, evaluado según RETIE Art 23.1 (u).

En el cuarto de baterías se encontró que falta aterrizar estructura metálica de los bancos y la existencia de ventanas y una lámpara que no están de acuerdo a la clasificación del área, además no hay extractor de gases. Evaluado según RETIE Art.28.3.8, NTC 2050. Sec. 668, NTC 2050 Secc. 500-504, RETIE), RETIE ART. 23.1 (q),(r) , NTC 2050 Art.668.11

El cuarto de batería no cuenta con lava ojos, evaluado según RETIE 21.1 (k).

Se evidencia fuga de aceite en uno de los transformadores de potencia el T013. Evaluado según RETIE Art 25.8

Se requiere mejorar la fijación o soporte de coraza metálica flexible en cuarto de control , NTC 2050 Art 350-18

Se requiere que al normalizar la altura de la malla de cerramiento se haga una verificación de la distancia de seguridad de la estructura en H ubicada a 2 metros de dicha malla y tomar las acciones pertinentes, evaluado según RETIE Art 23.2

No se evidencia la medición y verificación de las tensiones de paso, contacto y transferidas, para asegurar que no se exponga a las personas a tensiones por encima del umbral de soportabilidad. , Evaluado según RETIE Art 23.1 (g), RETIE Art 15.6 , 15.6.1, 15.6.2

Subestación Papayo (115kv/34.5 kV/13,8 kV):

No se encuentran demarcadas las distancias de seguridad frente a las celdas. evaluado según RETIE Art 13.5, RETIE Tabla 13.7, RETIE Tabla 13.8, RETIE Figura 13.4,

Se evidencia tableros y/o celdas sin señalización aviso de riesgo eléctrico. RETIE Art. 6.1.1, RETIE Tabla 6.2, RETIE Figura 6.1, RETIE Art. 6.2 , RETE Art. 20.23.2, g, RETIE Art. 20.23.1.4

En algunas celdas de 13,8 KV, no se cuenta con mecanismo de puesta a tierra de partes energizadas y no existe la indicación visual del estado de conexión a tierra, evaluado según RETIE Art.23.1 (s, t), RETIE Art. 20.23.2 (f)

Puerta de acceso al cuarto de celdas circuitos de 13,8 KV, de la subestación sin señalización de riesgo eléctrico de acuerdo a normatividad vigente evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d),

Se evidencia entrada de humedad en pared cuarto celdas de interruptores, Evaluado según RETIE Art 25.8, RETIE Art 27.5 (a).

Se evidencia la existencia de transformadores de servicios auxiliares en aceite dentro de la caseta que alberga tableros de control y protecciones sin cumplir con los requerimientos específicos para su instalación en este sitio. Evaluado según RETIE 20.25.2 (c), NTC 450-26

Faltan colas de puesta a tierra en la malla de cerramiento, evaluado según RETIE ART 23.1 q, r, RETIE Art 15, RETIE 16.3.2

Se evidencia la existencia de tapas de cárcamo en mal estado, evaluado según RETIE Art. 24.1 (a), RETIE 25.8

Faltan colas de puesta a tierra en algunas estructuras metálicas del patio de la subestación, evaluado según RETIE ART 23.1 q, r, RETIE Art 15, RETIE 16.3.2

Se evidencia la existencia de conductores a equipos de patio en tubería PVC , evaluado según RETIE Art. 20.6.1.2 (f), NTC 2050 Sec. 341-4

No se evidencia la medición y verificación de las tensiones de paso, contacto y transferidas, para asegurar que no se exponga a las personas a tensiones por encima del umbral de soportabilidad. , Evaluado según RETIE Art 23.1 (g), RETIE Art 15.6 , 15.6.1, 15.6.2 , RETIE 24.1 (c) .

No se cuenta con identificación de fase y colores en cables de potencia de acuerdo a norma vigente (la identificación actual no cumple con normatividad vigente), evaluado según RETIE Art. 6, Art.6.3,, RETIE Tabla 6.5

Portón de acceso al patio de la subestación (parte posterior) sin señalización de riesgo eléctrico y sin aterrizar evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), RETIE ART. 23.1 q, r

Se requiere limpieza de aisladores de barrajes y de equipos en patio subestación , evaluado según RETIE Art 25.8

Se encuentra en el piso área de patio subestación grava contaminada en varias partes y abundante presencia de maleza, por lo cual evidentemente no cumple satisfactoriamente con su función, RETIE 23.1 (g), NTC 4552-3 Art 8

Transformadores de potencia con foso de aceite, pero sin rejillas ni grava, evaluado según RETIE 23.1(v).

Falta de sección de bandeja en afloramiento de cables de potencia a transformador de potencia 15/20 MVA y aterrizaje, evaluado según RETIE Art 15. NTC 2050, 318 A 318-7

En el cuarto de batería se encontró que falta aterrizar estructura metálica de los bancos y la existencia de ventanas y algunas lámparas , tomacorriente e interruptor que no están de acuerdo a la clasificación del área, al igual que el extractor de gases. Evaluado según RETIE Art.28.3.8, NTC 2050. Sec. 668, NTC 2050 Secc. 500-504, RETIE), RETIE ART. 23.1 (q),(r) , NTC 2050 Art.668.11

El cuarto de batería no cuenta con lava ojos, evaluado según RETIE 21.1 (k).

Se requiere mantenimiento de algunas estructuras metálicas de soporte de equipos, evaluado según RETIE 25.8

Se recomienda demarcar el área de ubicación de los equipos en desuso en sitio adyacente al cuarto de control y protecciones , evaluado según RETIE Art 23.4 (b)

Subestación Chapetón (34.5 kV/13,8 Kv):

Portón de acceso a la subestación y malla de cerramiento sin señalización de riesgo eléctrico y faltando algunas colas de puesta a tierra, evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), RETIE ART. 23.1 q, r RETIE Art 16.3.2

Se encuentra en el piso área de patio subestación abundante presencia de maleza, se requiere erradicar y colocar grava en área de instalación de equipos, RETIE 23.1 (g), NTC 4552-3 Art 8

Se evidencia tableros y/o celdas sin señalización aviso de riesgo eléctrico. (algunas de las existentes no cumplen normatividad vigente) RETIE Art. 6.1.1, RETIE Tabla 6.2, RETIE Figura 6.1, RETIE Art. 6.2 , RETE Art. 20.23.2, g, RETIE Art. 20.23.1.4

No se evidencia la medición y verificación de las tensiones de paso, contacto y transferidas, para asegurar que no se exponga a las personas a tensiones por encima del umbral de soportabilidad. , Evaluado según RETIE Art 23.1 (g), RETIE Art 15.6 , 15.6.1, 15.6.2

Subestación Venadillo (34.5 kV/13,8 kV):

Portón de acceso a la subestación y el cerramiento sin señalización de riesgo eléctrico y sin aterrizaje, evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), RETIE ART. 23.1 q, r RETIE Art 16.3.2

Transformador de potencia sin foso de aceite , rejillas ni grava, evaluado según RETIE 23.1(v).

Se evidencia fuga de aceite en el transformador de potencia . Evaluado según RETIE Art 25.8

En los barrajes se deben utilizar para las conexiones y derivaciones conectores adecuados, evaluado según RETIE ART. 20.12.1, RETIE Art. 25.7.1

Se evidencia empalmes en las colas de puesta a tierra a equipos en calibres de conductores diferentes, evaluado según RETIE Art 15

Acercamiento vegetación a estructura de salida circuitos de 13,8 KV, evaluado según RETIE Art 13.

No se cuenta con identificación de fase y colores en cables de potencia de acuerdo a norma vigente, evaluado según RETIE Art. 6, Art.6.3,, RETIE Tabla 6.5

Se evidencia la existencia de registro eléctrico sin tapa, evaluado según NTC 2050 370-25.

No se evidencia la medición y verificación de las tensiones de paso, contacto y transferidas, para asegurar que no se exponga a las personas a tensiones por encima del umbral de soportabilidad. , Evaluado según RETIE Art 23.1 (g), RETIE Art 15.6 , 15.6.1, 15.6.2

Se evidencia la existencia a baja altura de puentes de media tensión a bujes del transformador de potencia , evaluado según RETIE Art. 13.

Se evidencia la existencia de conductores a equipos de patio en tubería PVC expuesta , evaluado según RETIE Art. 20.6.1.2 (f), NTC 2050 Sec. 341-4

Subestación Alvarado (34.5 kV/13,8 kV):

Portón de acceso a la subestación y el cerramiento sin señalización de riesgo eléctrico y sin aterrizaje, malla de cerramiento sin cumplir con la altura exigida , evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), RETIE ART. 23.1 q, r, RETIE Art 23.2, RETIE 16.3.2

Se evidencia cerramiento dañado e incompleto, evaluado según RETIE Art 23.1 (c) .

Se evidencia la existencia de conductores a equipos de patio en tubería PVC expuesta , evaluado según RETIE Art. 20.6.1.2 (f), NTC 2050 Sec. 341-4

Transformador de potencia No 1 sin foso de aceite , rejillas ni grava, evaluado según RETIE 23.1(v).

Transformador de potencia No 2 sin base, sobre listones de madera partidos , sin foso de aceite , rejillas ni grava, evaluado según RETIE 23.1(v).

Se evidencia fuga en transformador de potencia T028, Evaluado según RETIE Art 25.8, RETIE Art 20.25

Se encuentra en el piso área de patio subestación abundante presencia de maleza, se requiere erradicar y colocar grava en área de instalación de equipos, RETIE 23.1 (g), NTC 4552-3 Art 8.

Se evidencia la existencia de un transformador de potencia con bastante maltrato en radiadores, evaluado según RETIE Art 20.25, RETIE Art 25.8

No se cuenta con identificación de fase y colores en cables de potencia de acuerdo a norma vigente, evaluado según RETIE Art. 6, Art.6.3,, RETIE Tabla 6.5

Subestación Carmen de Apicalá (34.5 kV/13,8 kV):

Portón de acceso a la subestación, malla de cerramiento, puerta de entrada caseta de control y protecciones sin señalización de riesgo eléctrico de cuerdo a el RETIE y sin aterrizar una hoja de la puerta de acceso vehicular frontal , puerta del portón de acceso peatonal, una de las hojas del portón trasero vehicular patio de la subestación, parte metálica del cerramiento posterior de la subestación y faltan algunas colas de puesta a tierra en el cerramiento lateral de la subestación, evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), RETIE ART. 23.1 q, r, RETIE Art 15, RETIE Art 16.3.2

No se encuentran demarcadas las distancias de seguridad frente a las celdas. evaluado según RETIE Art 13.5, RETIE Tabla 13.7, RETIE Tabla 13.8, RETIE Figura 13.4,

Algunas de las celdas no cuentan con señalización de riesgo eléctrico, niveles de tensión ni de energía incidente (niveles de cortocircuito) RETIE Art. 20.23.2, g, RETIE Art. 20.23.1.4, RETIE Art. 6.1, RETIE Tabla 6.2, RETIE Figura 6.1, RETIE Art. 6.2

Se evidenció la necesidad de hacer reparaciones en algunas laminas del cielo falso de la subestación , evaluado según RETIE Art. 25.8

Se evidencio la necesidad de colocar señalización de riesgo eléctrico en puertas de acceso a servicios auxiliares, banco de baterías, evaluado según RETIE ART 23. 1 (d)

Las celdas de 13,8 KV, no cuentan con elementos que permitan poner a tierra las partes energizadas, no tienen en su frente la indicación visual de estado puesta a tierra , evaluado según RETIE Art.23.1 (s, t), RETIE Art. 20.23.2 (f)

En el cuarto de batería se encontró la existencia de ventana y puerta en vidrio, una salida de iluminación con alambre sin tubería, que no están de acuerdo a la clasificación del área,. Evaluado según RETIE Art.28.3.8, NTC 2050. Sec. 668, NTC 2050 Secc. 500-504, RETIE), RETIE ART. 23.1, NTC 2050 Art.668.11

Se evidencia que no está aterrizado el tanque, ni los ductos de combustible de la planta de emergencia , Evaluado según RETIE Art 15

Existencia maleza en patio subestación, lo que puede aumentar riesgo en caso de tensiones de paso y contacto, se debe completar piso en grava en algunas áreas del patio de la subestación, evaluado según RETIE 23.1 g

No se cuenta con identificación de fases con colores en los cables de potencia de acuerdo a norma vigente, evaluado según RETIE Art. 6, Art.6.3.,, RETIE Tabla 6.5

Transformador de potencia con foso de aceite pero no tiene rejillas, ni grava, evaluado según RETIE 23.1(v).

No se evidencia la medición y verificación de las tensiones de paso, contacto y transferidas, para asegurar que no se exponga a las personas a tensiones por encima del umbral de soportabilidad. , Evaluado según RETIE Art 23.1 (g), RETIE Art 15.6 , 15.6.1, 15.6.2

En las salidas de los circuitos se deben utilizar para las conexiones y derivaciones conectores adecuados, evaluado según RETIE ART. 20.12.1, RETIE Art. 25.7.1

Se encontró un pararrayo fuera de servicio en las salida de los circuitos de 13,8 KV, - RETIE Art 27.5, RETIE Art. 25.8

Se encontró una retenida del cable de guarda sin aislador tensor, pasando entre las fases de 2 circuitos de salida de 13,8 KV, tomando en consideración lo anterior, Enertolima S.A. E.S.P. debe instalar el aislador tensor o conectar la varilla de anclaje a sistema general de tierra.

Se evidencio la existencia de estructuras de doble retención en las salidas de 13, 8 KV, que tiene cuchillas y pararrayos con solamente 2 diagonales sujetando las crucetas dobles, RETIE Art. 20.20.1 (a), (d), RETIE Art 27.5, RETE Art. 25.8

Al ser una subestación telecontrolada no atendida, es decir no cuenta con operador fijo, debe contar con sistema de detección y extinción automático contraincendios , evaluado según RETIE Art 24.6, resolución 90795 articulo 19

Subestación Melgar (34.5 kV/13,8 kV):

Portones de acceso a la subestación, malla de cerramiento, puerta de entrada caseta de control y protecciones sin señalización de riesgo eléctrico de acuerdo al RETIE y sin aterrizar , faltan algunas colas de puesta a tierra en el cerramiento lateral de la subestación, evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), RETIE ART. 23.1 q, r, RETIE Art 15 RETIE Art 16.3.2

No se encuentran demarcadas las distancias de seguridad frente a las celdas. evaluado según RETIE Art 13.5, RETIE Tabla 13.7, RETIE Tabla 13.8, RETIE Figura 13.4,

Algunas de las celdas no cuentan con señalización de riesgo eléctrico, niveles de tensión ni de energía incidente (niveles de cortocircuito) RETIE Art. 20.23.2, g, RETIE Art. 20.23.1.4, RETIE Art. 6.1, RETIE Tabla 6.2, RETIE Figura 6.1, RETIE Art. 6.2

Se evidencio la necesidad de hacer reparaciones en algunas laminas del cielo falso de la subestación , evaluado según RETIE Art. 25.8

Se evidencio la necesidad de colocar señalización de riesgo eléctrico en puertas de acceso a servicios auxiliares, banco de batería , evaluado según RETIE ART 23. 1 (d)

Las celdas de 13,8 KV, no cuentan con elementos que permitan poner a tierra las partes energizadas , no tienen en su frente la indicación visual de estado puesta a tierra , evaluado según RETIE Art.23.1 (s, t), RETIE Art. 20.23.2 (f)

En el cuarto de batería se encontró la existencia de ventana y puerta en vidrio , que no están de acuerdo a la clasificación del área y estructura metálica soporte banco de batería sin anclar,. Evaluado según RETIE Art.28.3.8, NTC 2050. Sec. 668, NTC 2050 Secc. 500-504, RETIE), RETIE ART. 23.1, NTC 2050 Art.668.11, RETIE Art 15

Se evidencio bandeja con conductores asociados a planta de emergencia sin aterrizar RETIE Art.15.3.3 (c) y d, RETIE 20.3,g, NTC 2050 Art.300-8

Se evidencia que no esa aterrizado el tanque, ni los ductos de combustible de la planta de emergencia , Evaluado según RETIE Art 15

Se encontró la planta de emergencia fuera de servicio con motor en mantenimiento

Transformador de potencia con foso de aceite pero no tiene rejillas, ni grava, evaluado según RETIE 23.1(v).

No se cuenta con identificación de fases con colores en los cables de potencia de acuerdo a norma vigente, evaluado según RETIE Art. 6, Art.6.3,, RETIE Tabla 6.5

En las salidas de los circuitos se deben utilizar para las conexiones y derivaciones conectores adecuados, evaluado según RETIE ART. 20.12.1, RETIE Art. 25.7.1

Se encontró llegada de cables de potencia a cuchillas de salida circuitos con cable de media tensión con una curvatura menor que la establecida por las normas técnicas, sometiendo terminaciones y conductor a esfuerzos mecánicos adicionales RETIE Art. 20.2.9 (d)

Acercamientos de líneas a vegetación en la salida de los circuitos de 13,8 KV de la subestación RETIE Art. 13, RETIE Art 27.5, RETIE Art. 25.8

Al ser una subestación telecontrolada no atendida, es decir no cuenta con operador fijo, debe contar con sistema de detección y extinción automático contraincendios , evaluado según RETIE Art 24.6, resolución 90795 articulo 19

Subestación Flandes (115 KV/34.5 kV/13,8 kV):

Portones de acceso a la subestación, malla de cerramiento, puerta de entrada caseta de control y protecciones sin señalización de riesgo eléctrico de acuerdo al RETIE y faltan algunas colas de puesta a tierra en el cerramiento de la subestación, evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), RETIE ART. 23.1 q, r, RETIE Art 15 , RETIE 16.3.2

No se encuentran demarcadas las distancias de seguridad frente a las celdas existentes en toda la subestación. evaluado según RETIE Art 13.5, RETIE Tabla 13.7, RETIE Tabla 13.8, RETIE Figura 13.4,

Algunas de las celdas no cuentan con señalización de riesgo eléctrico, niveles de tensión ni de energía incidente (niveles de cortocircuito) RETE Art. 20.23.2, g, RETIE Art. 20.23.1.4, RETIE Art. 6.1, RETIE Tabla 6.2, RETIE Figura 6.1, RETIE Art. 6.2

En el cuarto de batería se encontró la existencia de ventana y puerta en vidrio , que no están de acuerdo a la clasificación del área y falta área de confinamiento, áreas de circulación restringida. Evaluado según RETIE Art.28.3.8, NTC 2050. Sec. 668, NTC 2050 Secc. 500-504, RETIE), RETIE ART. 23.1, NTC 2050 Art.668.11

Se evidencio la necesidad de colocar señalización de riesgo eléctrico en puertas de acceso a las tres casetas de control y protecciones existentes en la subestación, evaluado según RETIE ART 23. 1 (d)

Se evidencio bandeja con conductores asociados a planta de emergencia sin aterrizar igualmente sin aterrizar planta de emergencia, evaluado según RETIE Art.15.3.3 (c) y d, RETIE 20.3,g, NTC 2050 Art.300-8

Se evidencio la falta de cola de tierra y señalización de riesgo eléctrico en malla de cerramiento transformador de servicios auxiliares de 125 KVA, ubicado en el interior de la edificación de cuartos de control y protecciones subestación RETIE ART 23.1 q, r, RETIE ART 23.1 (c), (d)

No se evidencia la medición y verificación de las tensiones de paso, contacto y transferidas, para asegurar que no se exponga a las personas a tensiones por encima del umbral de soportabilidad. , Evaluado según RETIE Art 23.1 (g), RETIE Art 15.6 , 15.6.1, 15.6.2

Se evidencia la existencia de un transformador de servicios auxiliares en aceite dentro de la caseta que alberga tableros de control y protecciones sin cumplir con los requerimientos específicos para su instalación en este sitio. Evaluado según RETIE 20.25.2 (c), NTC 450-26

Se evidencia la existencia de conductores a equipos de patio en tubería PVC expuesta , evaluado según RETIE Art. 20.6.1.2 (f), NTC 2050 Sec. 341-4

Faltan algunas colas de la malla de puesta a tierra en estructuras con varias patas, entre ellas seccionadores, interruptores, y pórticos, RETIE Art 15. RETIE Art 16.3.2

Los dos transformador de potencia 34,5 / 13,8 KV de la subestación con foso de aceite pero no tiene rejillas, ni grava, evaluado según RETIE 23.1(v).

El transformador de potencia 115 /34,5 de la subestación con foso de aceite pero no tiene rejillas, ni grava, evaluado según RETIE 23.1(v)

Se encontró fuga de aceite en interruptor de potencia circuito el Carmen 34,5 kV RETIE Art 25.8

Se encontró cable de potencia tirado sobre el patio de la subestación sin ningún tipo de protección, RETIE Art, 25.7.2 (e).

Se encontraron fugas de aceite transformador de potencia 115 KV/34,5 KV REF T079.

Se encontró que el transformador de potencia de la subestación 115KV/34,5 KV, se encuentra trabajando con temperatura de devanado en 80 grados, 15 grados por encima de la temperatura de placa del transformador de 65 grados y la aguja de arrastre muestra que ha alcanzado temperaturas de 120 grados, 55 grados por encima de su temperatura nominal de 65 grados, como quiera que trabajos prolongados a altas temperaturas pueden causar deterioro del devanado y condiciones fisicoquímicas del aceite, se solicita a ENERTOLIMA S.A. E.S.P. revisar esta situación, verificar las condiciones de operación del transformador y tomar las medidas correctivas pertinentes.

Se encontraron en la subestación la existencia de interruptores que trabajan con aire bastante antiguos e interruptores en volumen de aceite con 45 años de servicio, se solicita a ENERTOLIMA S.A. E.S.P., realice un diagnóstico de los mismos, suministrar los mantenimientos efectuados sobre los mismos en los últimos 5 años en concordancia con los requerimientos del fabricante e incluya dentro de su programa de reposición el cambio de dichos equipos, con la finalidad de garantizar la continuidad y confiabilidad del servicio.

Se debe reemplazar escalerilla de madera existente para toma de lecturas por una de material no combustible RETIE Art 23.4 b

Se encontró tanques de almacenamiento de aceite en el patio de la subestación

Se recomienda preservar de mejor manera las caratulas de control de llenado de los equipos portátiles contraincendios pues se encontraron varios cristalizados o deteriorados y no permite verificar los llenados efectuados y su vigencia.

3.8 Otros Aspectos Puntuales de la Visita a Circuitos de Distribución

En la calle 14 No 4-42 Ibagué, el día 27 de abril del 2015, Se encontró estructura en H con dos transformadores en mal estado con hierro expuesto, la estructura no se encuentra ubicada en el lindero de los usuarios.

En este punto ENERTOLIMA S.A. E.S.P. ya previo el reemplazo de la estructura en un término máximo de 15 días, pero a solicitud del usuario de reubicar la estructura está esperando que los usuarios afectados manifiesten por escrito su aceptación respecto del nuevo sitio de la estructura, si no recibe este documento ENERTOLIMA S.A. E.S.P. procederá a efectuar los cambios en el mismo sitio.

En la comuna 12, barrio Venecia, manzana C casa 6, el día 27 de abril 2015, ciudad de Ibagué, se encontró Transformador en H con tierra desconectada con evidencia de haber tenido fuga de aceite y trabaja desbalanceado, tiene redes asociadas con incumplimiento de distancia de seguridad a fachadas, Se solicita a ENERTOLIMA S.A. E.S.P., balancear el transformador, revisar la pérdida de aceite del transformador su nivel actual, resolver el tema de distancias de seguridad y tierra.

El 27 de abril en el barrio San Vicente Paul, ciudad de Ibagué, se encontró transformador en poste con sus pararrayos sin bajante de puesta a tierra, sin cañuela con cortocircuito puenteado, Es importante anotar que ENERTOLIMA S.A. E.S.P. procedió a efectuar las correcciones necesarias en forma inmediata.

En este barrio también se evidencia alta suciedad material vegetal en las redes de baja tensión.

En este barrio calle 27 carrera 3 sur se encontró un tramo de línea de 34,5 KV, que requiere reposición de hilo de guarda.

En el barrio Boquerón Alto en la carrera 42 sur calle 19, ciudad de Ibagué, el día 28 de abril del 2015, se evidencio una comunidad sin energía por varios días producto de una estructura en H y transformador colapsados, ENERTOLIMA S.A. E.S.P. ya había cambiado la estructura en H y se comprometió a instalar el nuevo transformador en máximo los dos días calendarios siguientes.

En esta comunidad se verifico la existencia de dos usuarios en cuyo recibo de energía aparecen vinculados a un transformador, el cual no es el que realmente le suministra la energía a estos usuarios.

ENERTOLIMA S.A. E.S.P. se comprometió a realizar la actualización de vinculación de usuario al transformador en un plazo máximo de un mes.

El día 28 de abril del 2015 en la población de Alvarado se pudo evidenciar en la calle 5ta con carrera quinta redes de baja tensión sin cumplir con las distancias de seguridad en residencia de la esquina, Tramo de red de baja tensión sin tensión mecánica de operación con alto riesgo de presentación de fallas, también se pudo evidenciar múltiples acercamientos a la vegetación.

ENERTOLIMA S.A. E.S.P. se comprometió a efectuar las actividades necesarias para normalizar esta situación en un tiempo máximo de 45 días calendarios.

El Día 29 de abril en la vereda los medios de Carmen de Apicalá, se encontró lo siguiente:

Poste de 12 metros con redes de media tensión en mal estado

Cruce de redes en baja tensión por lotes privados sobre viviendas con 4 usuarios afectados.

Múltiples acercamientos de la vegetación a la línea de media tensión.

Se encontró poste de 12 metros con red de media tensión terminal, sometido a gran esfuerzo mecánico y con evidentes grietas en el concreto lo que muestra bastante deterioro.

Se encontró que un poste de 8 metros que se había partido durante un vendaval reciente fue nuevamente hincado en su sitio y como consecuencia redes de baja tensión a poca altura .

Se encontró vano de red de baja tensión muy largo con redes sin tensión mecánica de operación y de baja altura .

Se encontró transformador en poste código 13473 con cajas primarias puenteadas.

Se encontraron 8 postes de baja tensión asociados a este transformador en mal estado.

ENERTOLIMA S.A. E.S.P. se comprometió a efectuar las actividades necesarias para normalizar los ítems descritos anteriormente en un plazo máximo de 60 días calendarios.

4. ASPECTOS COMERCIALES

4.1. Estructura de Mercado

4.1.1. Cantidad de Suscriptores

La Empresa Energética del Tolima "ENERTOLIMA" S.A. E.S.P. presta el servicio de energía a los municipios del Departamento del Tolima a 426.165 usuarios distribuidos conforme al uso de la siguiente manera:

Tabla 4.1.1. Relación de suscriptores ENERTOLIMA S.A. E.S.P. – 2013 – 2014.

EMPRESA	ESTRATO	2013-12-01	PARTICIPACION PORCENTUAL	2014-12-01	PARTICIPACION PORCENTUAL
3332 - COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A.E.S.P	Estrato 1	100.249	24%	104648	25%
	Estrato 2	190.047	46%	196474	46%
	Estrato 3	60.160	15%	62480	15%
	Estrato 4	18.008	4%	18715	4%
	Estrato 5	4.267	1,0200%	4782	1,12%
	Estrato 6	851	0,21%	866	0,20%
	Industrial	449	0,11%	483	0,11%
	Comercial	34.481	8,40%	35790	8,40%
	Oficial	1.803	0,44%	1927	0,45%
TOTAL	410.315	0,00%	426.165	0,00%	

Fuente: SUI

4.2. Niveles de Consumo

El consumo en lo corrido de los años 2013 y 2014, fue de 797224.457 KWh/año y 831.667.705 KWh/año de acuerdo al uso, se distribuye de la siguiente manera:

Tabla 4.2. Relación de Consumo ENERTOLIMA S.A. E.S.P. – 2013 – 2014.

EMPRESA	ESTRATO	2013 KWH	2014 KWH	PORCENTAJE DE VARIACIÓN
3332 - COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A.E.S.P	Estrato 1	103.221.525	107.192.369	3,70%
	Estrato 2	221.685.831	227.786.510	2,68%
	Estrato 3	85.711.638	88.836.623	3,52%
	Estrato 4	31.518.780	33.014.452	4,53%
	Estrato 5	9.767.159	10.106.700	3,36%
	Estrato 6	28.66.472	2.889.694	0,80%
	Industrial	74.459.280	74.984.256	0,70%
	Comercial	201.306.332	217.741.067	7,55%
	Oficial	66.687.440	69.116.034	3,51%
	TOTAL	797.224.457	831.667.705	4,14%

Fuente: SUI

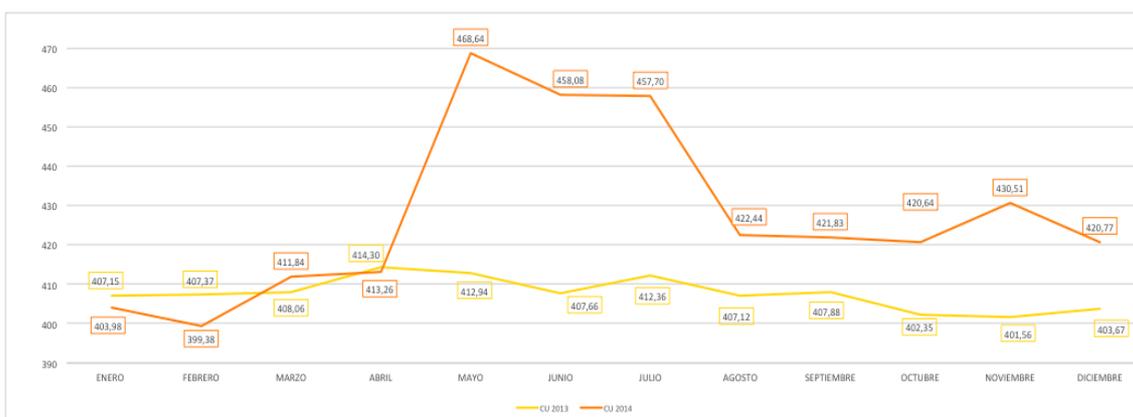
4.3. ASPECTOS TARIFARIOS

4.3.1. Costo Unitario de Prestación de Servicios – CU

El Costo Unitario de Prestación de Servicios (CU), para 2013 y 2014 de la Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P., se obtiene de la aplicación de la metodología general establecida en la Resolución CREG 119 de 2007.

Por disposición del Ministerio de Minas y Energía, la empresa no está incluida en ningún área de distribución. La gráfica 4.3.1., muestra el comportamiento del CU para las vigencias 2013 y 2014:

Gráfica 4.3.1. Costo Unitario de Prestación de Servicios – CU, 2013 -2014



Fuente: Información Publicada por la ESP

La gráfica anterior, indica que durante el 2014, el CU del prestador estuvo por encima del CU aplicado por la empresa en el 2013, situándose el valor promedio del kilovatio hora en 427.42 \$/kWh, esto es, 19,72 \$/kWh por encima del CU promedio en 2013 (407.70 \$/kWh).

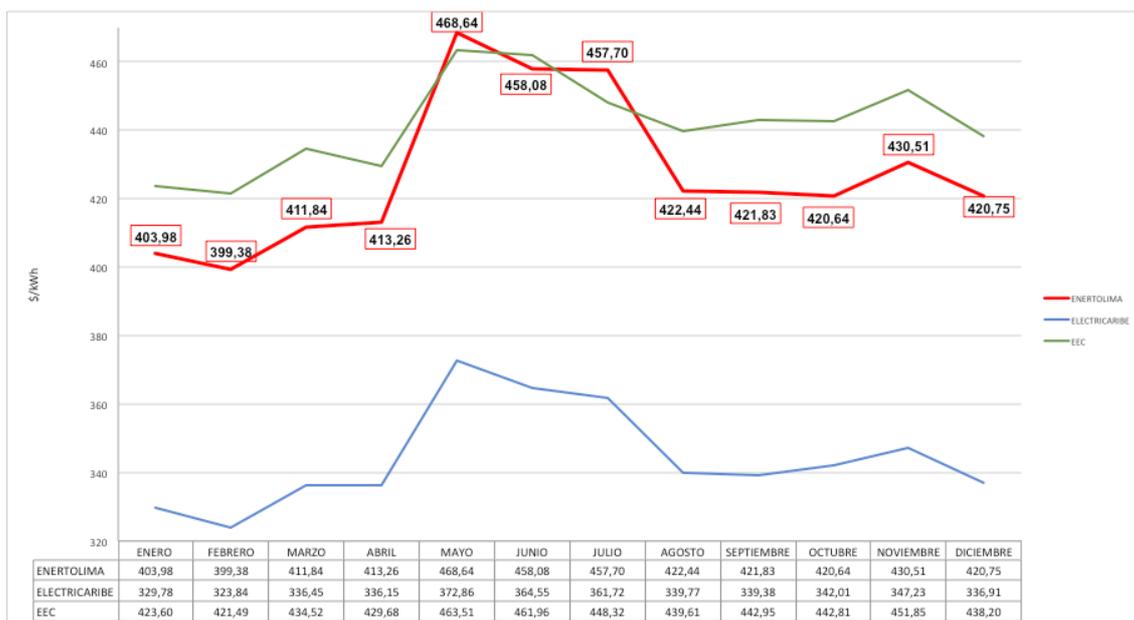
De acuerdo con la información publicada por el prestador, mes a mes, la empresa traslada el valor de los costos en los cuales incurrió la empresa para el cálculo de cada uno de los componentes tal como lo señala la metodología tarifaria, en 2014 el prestador no aplicó opción tarifaria para el cálculo del CU.

4.3.2. Comportamiento del CU para el prestador con respecto a otros operadores durante el 2014

Ante la no inclusión del prestador en ninguna ADD, en este numeral se compara el valor del CU con la empresa Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., quien tampoco hace parte de ninguna ADD y con la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., dado la cercanía de los mercados de Tolima y Cundinamarca.

El valor del CU de las empresas mencionadas se pueden observar en la gráfica 4.3.2.

Gráfica 4.3.2. Costo Unitario de Prestación de Servicios Enertolima, Electricaribe y E.E.C. 2014



Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP de ADD Occidente

El CU de Enertolima es comparable con el de EEC, sin embargo, el valor del CU de mayo y julio de Enertolima supera el valor del CU de la EEC alcanzando una diferencia en julio de 9,38 \$/kWh.

Al comparar el CU de Enertolima con el de Electricaribe, se muestra que durante el 2014, el valor kWh en el mercado del Tolima es superior al cobrado en mercado de la Costa Caribe. En mayo esta diferencia en el valor del kWh superó los 95,78 \$/kWh, indicando que los usuarios en el mercado del Tolima pagaron más por el kilovatio consumido.

La tendencia del valor del CU del segundo semestre de 2014, es la de estabilizarse, situación que se muestra constante para los comercializadores comparados.

4.3.3. Análisis por componente del CU para los años 2013 – 2014

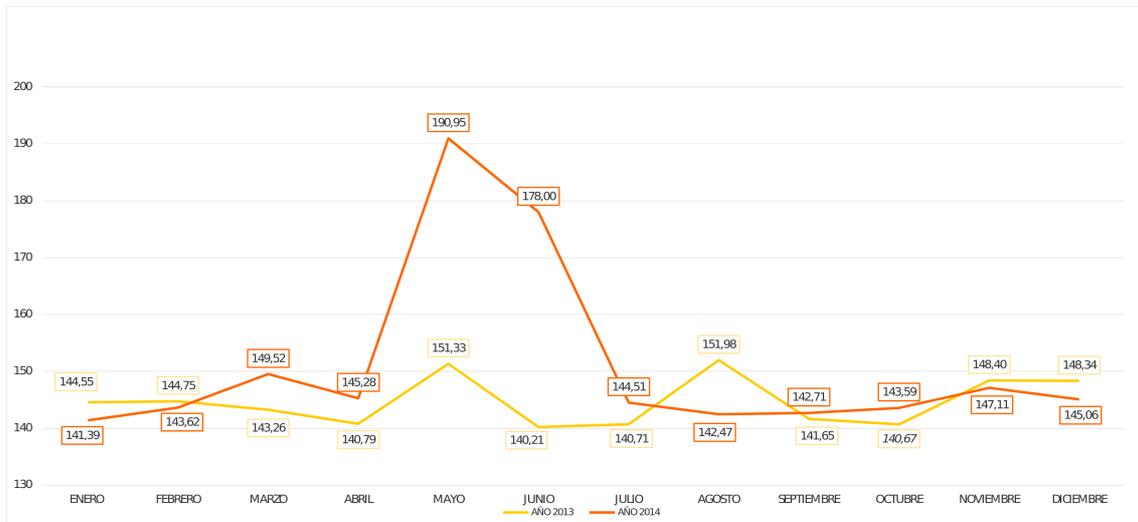
A continuación se efectúa un análisis del comportamiento de cada uno de los componentes del CU.

4.3.3.1. Componente Generación

Al comparar el comportamiento del CU con el valor de la compra de energía, se observa que las curvas presentan los mismos incrementos abruptos en el mes de mayo, esto dado, que en ese mes los valores de la compra de energía en el mercado spot o bolsa de energía, el prestador traslado estos costos al usuario.

Durante la vigencia del 2014, entre los meses de marzo a julio la compra de energía presenta una tendencia al alza comparada con las compras del 2013, tal como se detalla en la gráfica 4.3.3.1. a.

Gráfica 4.3.3.1.a. Comportamiento de la Compra de Energía 2013 – 2014



Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP

Los mayores incrementos en la compra de energía para el prestador se dieron en los meses de mayo, junio y julio, con incrementos que superan los 41,23 \$/kWh, 40,01 \$/kWh y 38,80 \$/kWh, esto es, un incremento 28,31%, 28,79%, y 27,77% respectivamente, con respecto al valor de la energía comprada en estos mismos meses del 2013.

La siguiente gráfica relaciona las compras en bolsa y en contratos por parte de Enertolima, de la gráfica se infiere que la empresa durante el 2014 presentó una exposición a bolsa promedio que alcanzó el 19,21%, esto dado que adquirió energía en las dos modalidades por 1035,64 GWh de las cuales 199,03 GWh, fue adquirida en bolsa, presentando la más alta exposición en abril acorde con la información que se extrae del operador del mercado.

Gráfica 4.3.1.b. Compra de Energía Mercado Regulado – 2014



Fuente: XM S.A. E.S.P.

4.3.3.2. Componente Transmisión

De conformidad con la Regulación vigente, este componente es calculado por Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) acorde con lo señalado en las Resoluciones CREG 011 de 2009 y Resolución CREG 157 de 2012, es un valor único para todos los comercializadores del SIN.

Evaluando las publicaciones del componente de transmisión de la Compañía, se observa que aplicó los valores publicados por el LAC del mes de las tarifas.

La gráfica 4.3.3.2., muestra el comportamiento del componente de transmisión donde se registra un promedio de 20.98 \$/kWh el cual supera en 0.1% el valor promedio del componente en el 2013 con valor de 20.95 \$/kWh. El mayor valor aplicado fue el del abril de 2014, no obstante este valor no supera el mayor valor del mes de enero de 2013.

Gráfica 4.3.3.2. Comportamiento del Componente de Transmisión 2013 – 2014

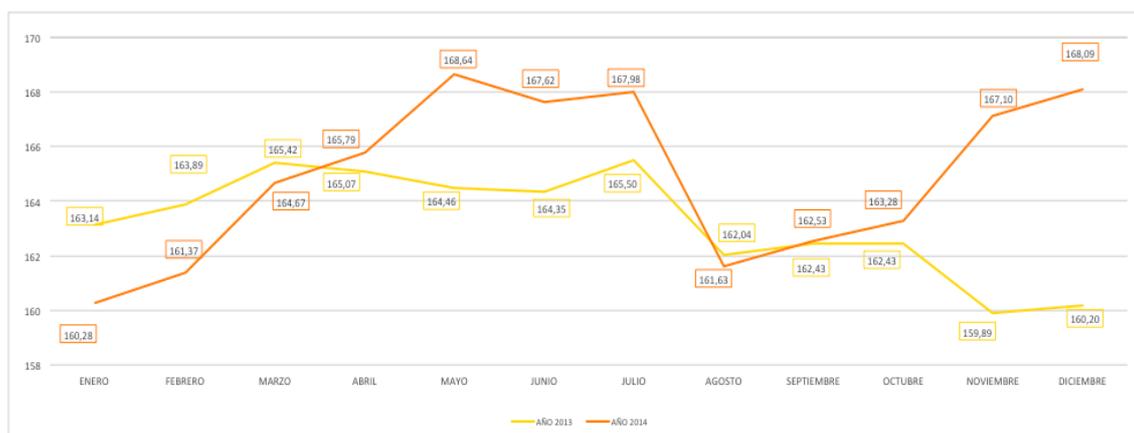


Fuente: Publicación de Tarifas de la ESP y XM S.A. E.S.P.

4.3.3.3. Componente Distribución D

En la gráfica 4.3.3.3., se observa el valor aplicado por la empresa por mes durante 2013 y 2014 para el componente de distribución.

Gráfica 4.3.3.3. Comportamiento del Componente de Distribución 2013 – 2014



Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP -

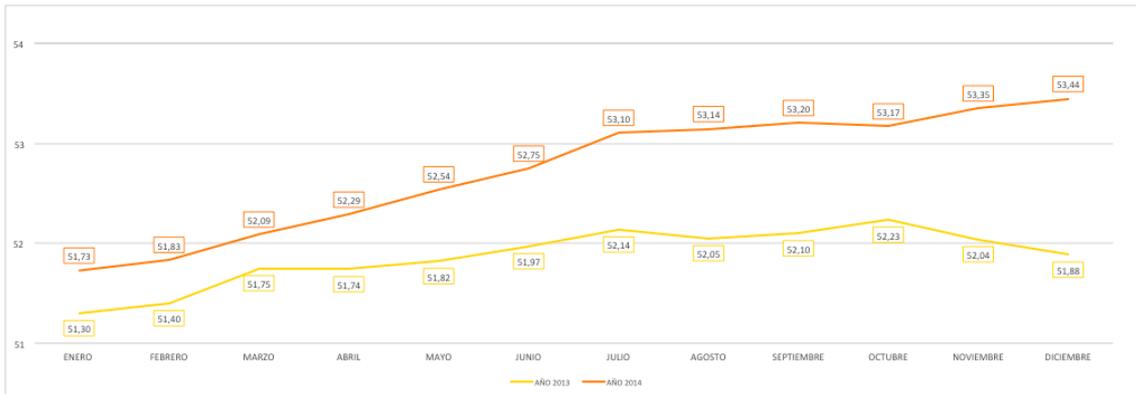
La empresa da aplicación a lo establecido por la Comisión de Regulación de Energía (CREG) en la Resolución CREG 119 de 2007 y la Resolución CREG 097 de 2008, para calcular el componente D, para cada uno de los diferentes niveles de tensión, como resultado de la norma señalada se observa que durante los primeros cinco meses del 2014, el componente presentó un incremento que alcanzó los 8,37 \$/kWh, entre junio y julio presenta una condición estable, en el mes de agosto presenta disminución de 6,37 \$/kWh y desde septiembre y hasta diciembre vuelve a presentar un incremento de 6,47 \$/kWh, para llegar a un valor de 168,09 \$/kWh, valor similar al presentado en mayo de la vigencia del 2014.

Cabe mencionar que mediante radicado SSPD No. 20145290215232 del 30 de abril de 2014, la empresa remitió el cálculo del Porcentaje de Administración Operación y Mantenimiento a reconocer (PAOMR), acorde con lo dispuesto en la Resolución 051 de 2010 y a la Circular 013 de 2012. Copia de esta actualización y/o del valor fue puesto en conocimiento de los usuarios del Enertolima, en la publicación de las componentes y tarifas del mes de mayo de 2014, información observada en el oficio con radicado 20145290263142 del 21 de mayo de 2014.

4.3.3.4. Componente Comercialización C

La gráfica 4.3.3.4., permite observar el comportamiento del componente de comercialización del prestador de las vigencias 2013 y 2014.

Gráfica 4.3.3.4. Comportamiento del Componente de Comercialización 2013 – 2014



Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP

En términos generales se observa que el valor del componente de comercialización, mes a mes se incrementa manteniendo durante todo el 2014, una tendencia al alza, entre enero a diciembre el incremento alcanzó al 3,10%; en relación con los valores promedios del 2013 y 2014 el incremento alcanzó el 1,64%.

Sobre este componente, la CREG expidió la Resolución CREG 180 de 2014, en la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

Ante la expedición de la norma anterior, se ajusta la Resolución CREG 119 de 2007 por medio de la Resolución CREG 191 de 2014, la cual se aplicará cuando el costo base de comercialización, el riesgo de cartera de usuarios tradicionales, y el riesgo de cartera de usuarios de áreas especiales sean aprobados vía Resolución particular por la CREG.

4.3.3.5. Componente de Pérdidas

La gráfica 4.3.3.5., contiene el valor en \$/kWh, del componente de pérdidas de las vigencias 2013 y 2014:

Gráfica 4.3.3.5. Comportamiento del Componente de Pérdidas Años 2013 - 2014



Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP

La fórmula de este componente, depende del comportamiento de las componentes de generación y transmisión, por tanto la afectación de las mismas se trasladan a este componente; en términos generales el componentes de pérdidas de la Compañía durante enero y febrero del 2014 son menores en valor que las de los mismos meses del 2013, desde marzo hasta diciembre de 2014 su tendencia es al alza y su incremento más significativo se da entre los meses de abril a mayo que corresponde porcentualmente al 25.74% (6.85 \$/kWh), sin embargo, se observa que entre los meses de agosto y diciembre que el valor tiene una tendencia a estabilizarse.

4.3.3.6. Componente de Restricciones

El comportamiento oscilante de las restricciones en el 2014, se observa en la gráfica 4.3.3.6., donde se muestran los costos de la generación más costosa que debió utilizarse para que SIN opere de manera segura y que le correspondió a Enertolima.

Gráfica 4.3.3.6. Comportamiento del Componente de Restricciones Años 2013 - 2014



Fuente: Publicación de Tarifas de la ESP

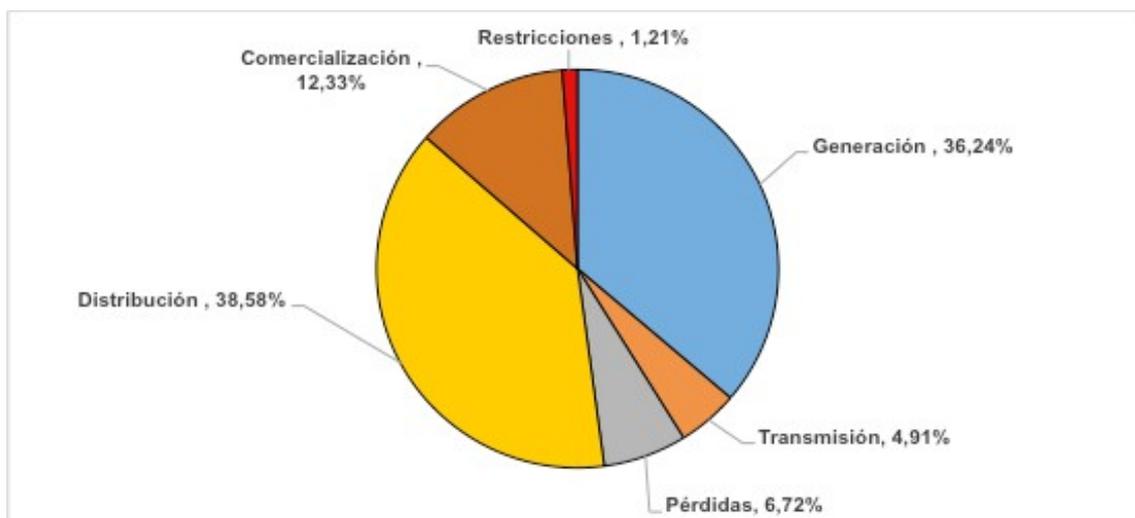
En promedio el valor de las restricciones del 2014 para la empresa se ubicaron en el 5.19 \$/kWh, mucho mayor que el valor promedio del 2013 que se ubicaba en 4.68 \$/kWh, indicando que se presentó un incremento de 0.51\$/kWh.

El AEGR en el documento de puntos específicos señala que a ENERTOLIMA, como operador de red no se le imputaron restricciones ante el administrador del mercado durante el 2014, es decir que, no se presentaron restricciones por causales atribuibles al Operador de Red. El costo de estas restricciones es asumido por demanda y se asignó un valor de \$4.969.478.316,905.

4.3.4. Porcentaje de participación por componente en el CU

La gráfica 4.3.9., contiene la participación promedio por componente dentro del CU aplicado mes a mes, para el servicio de energía eléctrica de la compañía durante el 2014.

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



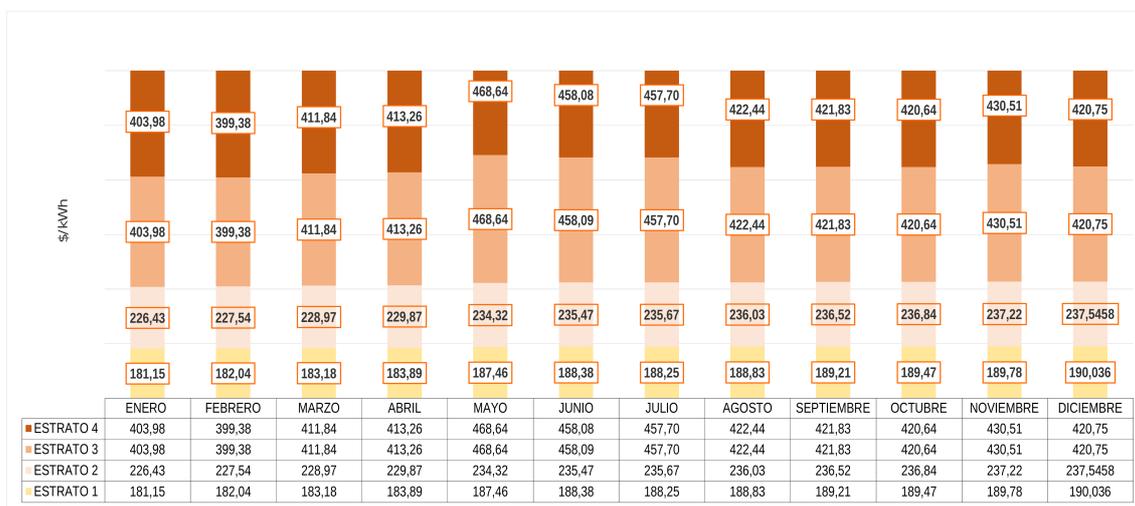
Fuente: Publicación de Tarifas de la E.S.P.

En el CU promedio (427.42 \$/kWh) para el año 2014, las compra de energía y la distribución alcanzan una participación del 74,82%.

4.3.5. Evolución de las Tarifas del año 2014

La gráfica 4.3.5., presenta las tarifas publicadas y aplicadas por el prestador durante el año 2014 para el sector residencial para los estratos 1, 2, 3, y 4.

Gráfica 4.3.5. Tarifas por Estratos 2014



Fuente: Publicación de Tarifas de la E.S.P.

En términos generales, se observa un crecimiento de la tarifa del estrato 4 entre los meses de enero y diciembre de 4.15%, que corresponde a un valor de 16,77 \$/kWh entre los meses de enero a diciembre de 2014, esta situación es la misma para los usuarios residenciales de estrato 3, dado que la empresa por decisiones administrativas no les otorga subsidios a este grupo de usuarios.

Por otra parte, el incremento de las tarifas de estrato 1 y 2 obedecen a la aplicación de lo determinado por el Gobierno Nacional en el artículo 1 de Ley 1428 de 2010 y abordada por la CREG en la Resolución CREG 186 de 2010, en la cual indica que la aplicación de subsidios al Costo Unitario de Prestación del Servicio, CU a partir de enero de 2007 y hasta diciembre del año 2014, debe hacerse de tal forma que el incremento a estos usuarios en relación con sus consumos básicos o de subsistencia corresponda en cada mes como máximo a la variación del Índice de Precios al Consumidor, IPC.

4.4. Cumplimiento de contenido Mínimos en las facturas y el CCU, de Acuerdo a la Regulación

Durante la visita a las instalaciones de la empresa, en el mes de abril de 2015, se verificaron aspectos relacionados con el cumplimiento de la regulación respecto del contenido mínimo de las facturas en cada uno de los estratos residenciales, y en los sectores, industrial, comercial y oficial, observándose que la factura carece de la firma del representante legal, violando las disposiciones del Artículo 130 de la Ley 142 de 1994 y el Artículo 621 del Código de Comercio, en concordancia de artículo 674 del mismo texto, exponiendo a la empresa a posibles pérdidas económicas, al carecer del requisito esencial, para constituirse en un título valor, exigible ante la jurisdicción civil ordinaria.

Se verificó el contenido del Contrato de Condiciones Uniformes CCU, el cual cumple con las condiciones mínimas que se establece en la regulación.

Así mismo, se revisaron aspectos relacionados con el uso racional del servicio de energía y protección del medio ambiente, y las respectivas campañas de capacitación y concientización.

4.5. Comportamiento en el mercado mayorista

Durante el año 2014, ENERTOLIMA S.A. E.S.P., mantuvo un porcentaje de exposición a bolsa del 15%, teniendo al mes de Abril de 2014, como el mes de mayor exposición con un 27%, lo que indudablemente impactó negativamente la cartera en mora de la empresa en los siguientes meses, debido al incremento en la tarifa final de sus clientes.

Tabla 4.5.1. Relación de Compra de Energía ENERTOLIMA S.A. E.S.P. – 2014.

Relación de Cobertura de compra de energía. (kWh-mes)												
	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14	oct-14	nov-14	dic-14
Demanda Reg	81.557.1 49	70.538.0 06	79.188.3 63	80.612.1 71	79.581.4 91	82.627.5 25	86.600.2 49	84.824.9 49	79.801.7 74	80.975.2 04	77.686.7 97	73.155.70 6
Demanda No Reg	12.750.2 18	12.391.2 31	13.559.6 47	13.037.8 41	13.162.5 22	12.551.7 32	13.958.3 16	14.473.5 35	14.015.3 83	14.111.0 70	13.672.3 06	13.833.88 4
Demanda Comercial	94.307.3 68	82.929.2 38	92.748.0 09	93.650.0 11	92.744.0 13	95.179.2 55	100.558. 566	99.298.4 84	93.817.1 97	95.086.2 73	91.359.1 03	86.989.59 1
Intermediación	25.299.3 80	23.681.6 93	22.827.9 50	17.327.3 46	16.566.5 84	14.236.1 88	14.986.6 58	13.798.1 95	14.658.7 96	16.188.6 08	16.055.7 80	21.032.60 3
Total compromisos	119.606. 748	106.610. 931	115.575. 959	110.977. 357	109.310. 597	109.415. 443	115.545. 224	113.096. 679	108.475. 993	111.274. 881	107.414. 883	108.022.1 94
Compras Ctos Reg	79.288.7 58	67.503.1 80	76.414.0 89	63.849.1 72	68.815.1 04	66.584.6 01	68.255.3 68	69.998.3 79	68.245.7 86	69.930.2 06	65.386.5 95	72.337.57 8
Compras Ctos NR	19.166.6 38	18.165.1 72	18.861.8 71	17.571.6 20	25.506.2 29	30.934.6 58	34.490.0 40	33.043.4 75	27.885.1 14	32.593.8 82	24.143.2 56	19.511.72 4
Total compras bolsa	21.151.3 55	20.982.3 97	20.301.2 96	29.559.7 91	15.263.0 20	12.197.9 42	12.920.1 38	10.154.9 02	12.929.1 70	9.472.99 7	17.885.2 89	16.210.98 8
	119.606.	106.650.	115.577.	110.980.	109.584.	109.717.	115.665.	113.196.	109.060.	111.997.	107.415.	108.060.2

	751	749	256	583	353	201	546	756	070	085	140	90
Cobertura mediante Contratos	82%	80%	82%	73%	86%	89%	89%	91%	89%	92%	83%	85%
Exposición Bolsa	18%	20%	18%	27%	14%	11%	11%	9%	12%	9%	17%	15%

Fuente: ENERTOLIMA S.A. E.S.P.

Tabla 4.5.2. Cartera en Mora ENERTOLIMA S.A. E.S.P. – 2014.

CLASE DE SERVICIO	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14	oct-14	nov-14	dic-14	ene-15	feb-15	mar-15	Total general
Residencial	10.709.525	10.841.959	11.004.845	11.054.781	11.090.858	11.227.913	11.141.840	11.307.929	11.479.523	11.656.532	11.913.166	12.132.998	12.427.000	12.770.964	12.757.570	173.517.403
Comercial	2.717.750	2.764.717	2.863.426	2.844.663	2.948.120	3.008.282	2.955.481	2.994.981	2.216.982	2.317.197	2.413.807	2.525.811	2.775.185	2.697.786	2.584.418	40.628.606
Industrial	359.546	453.732	415.052	425.546	341.924	528.249	562.615	602.628	595.275	788.895	1.038.679	1.311.368	1.310.571	1.306.016	1.154.849	11.194.945
Oficial	937.862	1.190.233	1.479.897	1.769.855	2.110.028	2.590.834	2.416.743	2.107.676	2.547.901	3.854.133	4.466.126	3.308.145	1.803.015	-1.313.16	-450.965	28.818.367
Alumbrado Pu	162.813	159.706	167.230	172.031	180.305	46.650	336.306	333.070	328.402	323.838	322.373	325.131	208.997	295.836	141.079	3.503.767
Provisional	153.511	83.342	77.952	77.335	131.083	107.810	65.905	134.749	124.865	135.082	142.738	134.599	169.386	88.071	113.126	1.739.554
Área Común	385.103	405.446	361.258	354.639	359.682	359.540	366.046	373.199	456.575	465.612	466.485	465.106	474.711	472.317	482.909	6.248.628
Uso De Redes	41.840	41.840	98.798	132.818	137.953	147.663	133.737	123.127	41.840	41.840	41.840	41.840	41.840	41.840	41.840	1.150.656
Distritos de	12.630	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.630
Uso del STR	-1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	289.407	293.731	583.137
Energía en B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total general	15.480.579	15.940.975	16.468.458	16.831.668	17.299.953	18.016.941	17.978.673	17.977.359	17.791.363	19.583.129	20.805.214	20.244.998	19.210.705	16.649.121	17.118.557	267.397.693

Fuente: ENERTOLIMA S.A. E.S.P.

En virtud de la anterior, durante la visita realizada en el mes de Abril de 2015, se le recomendó a la empresa necesidad de garantizar la oportuna publicación de Pliegos

de Condiciones, que permitan la compra de energía a largo plazo, a efectos de que su exposición a bolsa sea cada vez menor y no se perjudique al Usuario final, así como colocar en riesgo altos niveles de pérdidas económicas, por el impago oportuno de las facturas del servicio de energía.

Así mismo, se procedió a verificar los actuales contratos de compra de energía a largo plazo con las empresas COENERSA, EMGEMSA Y EPM, verificando que se encuentran ajustados a la normatividad y su procesos de selección se hizo de acuerdo a los parámetros de la regulación vigente.

4.6. Subsidios y Contribuciones

De la información certificada por el prestador, el balance entre subsidios y contribuciones del año 2014, muestra que la empresa es deficitaria en \$42.418 millones de pesos, dado el valor de subsidios otorgados a los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 y las contribuciones recaudadas, tal como se detalla en la tabla siguiente.

Tabla 4.6.1. Balance de Subsidios y Contribuciones 2014

ESTRATO	VALOR EN \$
Estrato 1	22.992.647.675
Estrato 2	37.216.000.324
Estrato 3	16.045.644
Total Subsidios	60.224.693.643
Estrato 4	-629.408
Estrato 5	826.187.929
Estrato 6	236.818.592
Industrial	992.207.993
Comercial	15.061.804.466
Otros	690.783.681
Total Contribuciones	17.807.173.253

Fuente: SUI

En correspondencia con loa anterior, el Ministerio de Minas y Energía, a través del oficio SSPD No. 20155290074142, valido en firme la información del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos – (FSSRI), para el tercer trimestre de 2014 de la Compañía, e indica que la empresa acumula un déficit a 30 de septiembre de 2014 por \$4.151.715.453.

4.7. Continuidad y Cobertura del Servicio

La cobertura del servicio de la empresa para el año 2014, alcanzó un total de 95,68%.

Tabla 4.7. Cobertura de Servicio ENERTOLIMA S.A. E.S.P.

MUNICIPIO	COB RURAL	COB URBANA	COB TOTAL
ALPUJARRA	83,54%	100,00%	90,62%
ALVARADO	68,82%	100,00%	85,42%
AMBALEMA	75,91%	100,00%	94,98%
ANZOATEGUI	92,06%	100,00%	93,71%
GUAYABAL	94,46%	100,00%	98,23%
ATACO	55,24%	100,00%	67,49%
CAJAMARCA	85,51%	100,00%	93,10%
CARMEN DE APICALA	98,76%	100,00%	99,71%
CASABIANCA	88,18%	100,00%	91,68%
CHAPARRAL	68,28%	100,00%	84,87%
COELLO	90,86%	100,00%	95,03%
COYAIMA	75,56%	100,00%	81,57%
CUNDAY	83,27%	100,00%	88,85%
DOLORES	76,88%	100,00%	86,10%
ESPINAL	100,00%	100,00%	100,00%
FALAN	86,30%	100,00%	90,11%
FLANDES	100,00%	100,00%	100,00%
FRESNO	92,08%	100,00%	96,71%
GUAMO	90,61%	100,00%	95,21%
HERVEO	94,23%	100,00%	96,12%
HONDA	93,93%	100,00%	99,66%
IBAGUE	93,69%	100,00%	99,71%
ICONONZO	97,25%	100,00%	98,17%
LERIDA	90,95%	100,00%	99,06%
LIBANO	97,52%	100,00%	99,09%
MARIQUITA	92,27%	100,00%	98,58%
MELGAR	93,32%	100,00%	98,72%
MURILLO	67,04%	100,00%	84,37%
NATAGAIMA	88,85%	100,00%	94,37%
ORTEGA	82,88%	100,00%	87,06%
PALOCABILDO	88,03%	100,00%	91,52%
PIEDRAS	82,41%	100,00%	93,13%
PLANADAS	92,28%	100,00%	94,96%
PRADO	95,07%	100,00%	97,36%
PURIFICACION	87,42%	100,00%	94,22%
RIOBLANCO	58,93%	100,00%	66,02%
RONCESVALLES	61,63%	100,00%	78,97%
ROVIRA	91,03%	100,00%	95,02%
SALDAÑA	81,40%	100,00%	91,45%
SAN ANTONIO	77,91%	100,00%	86,01%
SAN LUIS	98,11%	100,00%	99,15%
SANTA ISABEL	88,09%	100,00%	91,67%
SUAREZ	87,96%	100,00%	93,04%
VALLE DE SAN JUAN	82,80%	100,00%	91,06%
VENADILLO	97,12%	100,00%	99,19%
VILLAHERMOSA	90,51%	100,00%	95,40%
VILLARRICA	93,03%	100,00%	96,30%
TOTALES	85,23%	100,00%	95,68%

Fuente: ENERTOLIMA S.A. E.S.P.

4.8. Inversiones a Nivel de Atención al Cliente

Se revisaron aspectos relacionados con la calidad de la atención al cliente en los Centros de Atención Integrada a clientes de Enertolima "CAICE", ubicados en la calle 14 N° 3-83 y en la carrera 5 N° 39-62 en la ciudad de Ibagué, así como en los municipios de Honda, Melgar, Venadillo, Guamo y Purificación

Se realizaron entrevistas al personal de la empresa y a los usuarios en los Centros de Atención al Cliente para verificar el estado de conocimiento, la atención y satisfacción al cliente, destacándose que se requiere fortalecer el grado de conocimiento de los funcionarios dispuestos para la atención al usuario, en especial, en actualización de las normas como la Ley 1437 de 2011.

Se debe destacar los esfuerzos que viene adelantando la empresa ENERTOLIMA, en su proceso de Atención al Cliente, consistente en la Ubicación de Puntos de Atención permanentes, semipermanentes y transitorios, adicional a la cobertura de la Línea telefónica 115.

Gráfica 4.8.1. Centros de Atención al Cliente ENERTOLIMA S.A. E.S.P.



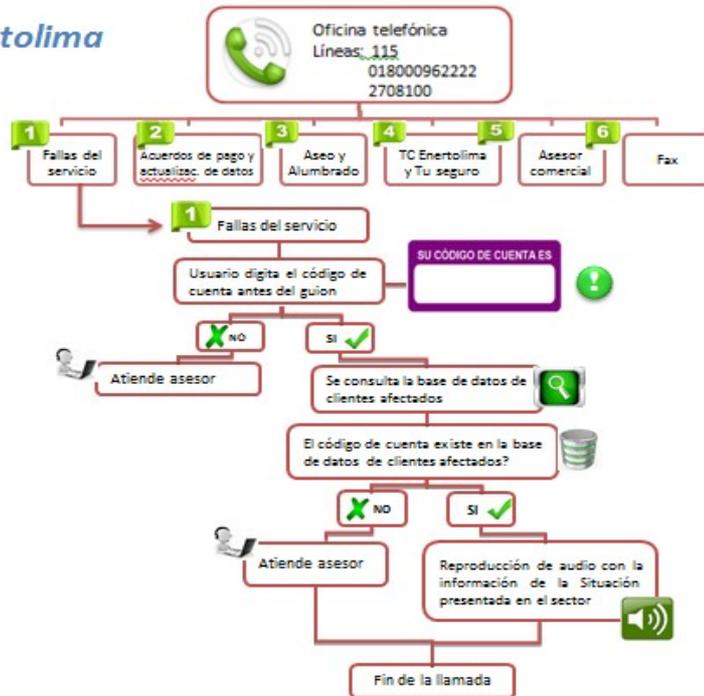
Fuente: ENERTOLIMA S.A. E.S.P.

Gráfica 4.8.2. Esquema de funcionamiento de la Línea 115 de Atención al Cliente ENERTOLIMA S.A. E.S.P.

Oficina telefónica de Enertolima

La Compañía Energética del Tolima buscando la forma de atender oportunamente las llamadas entrantes a su **Oficina Telefónica**, ha implementado una herramienta que permite dar respuesta en forma automática e inmediata a los usuarios cuando se evidencia una falla en la continuidad de servicio o cuando se programa una actividad de mejoramiento que requiere interrupción del servicio.

Esta nueva herramienta se encuentra implementada en la **opción 1** de nuestra **línea 115** y para su correcto funcionamiento, es necesario que el usuario antes de contactarse, tenga a la mano su **código de cuenta**, toda vez que éste nuevo sistema a través del código de cuenta puede identificar e informar al cliente automáticamente, si la compañía ya tiene identificada la falla y/o actividad de mejoramiento. En caso en que el sector no se encuentre identificado, el usuario es remitido a un asesor comercial quien registrará el reporte para proceder con el restablecimiento del servicio.



Fuente: ENERTOLIMA S.A. E.S.P.

atención, implementando mayores puntos de atención permanentes, que permitan, la satisfacción total de sus clientes.

Por otra parte, se verificó que la empresa se encuentre invirtiendo en capacitaciones a su personal de Atención al Cliente, así como a su personal operativo.

4.9. Peticiones, Quejas y Reclamos

Se solicitaron las estadísticas de usuarios y PQR's por tipo de causal.

Tabla 4.9. Relación de P.Q.R. 'S - ENERTOLIMA S.A. E.S.P., 2013 – 2014.

PQR ENERTOLIMA			
CAUSAL	2013	2014	VARIACIÓN PORCENTUAL
Aforo	30	58	93,00%
Alto consumo	15338	17519	14,00%
Calidad del servicio	8852	6715	-24,00%
Cambio de medidor o equipo de medida	39	118	203,00%
Cobro de otros bienes o servicios en la factura	409	25	-94,00%
cobro de otros cargos de la empresa	2145	3008	40,00%
cobro múltiple	55	65	18,00%
Cobros inoportunos	17	25	47,00%
Cobros por servicios no prestados	425	370	-13,00%
Condiciones de seguridad o riesgo	18875	18414	-2,00%
dirección incorrecta	370	105	-72,00%
Entrega y oportunidad de la factura	1966	1943	-1,00%
Error de lectura	1320	983	-26,00%
Estrato	1377	1451	5,00%
Falla en la prestación de servicio	80358	69514	-13,00%
Inconformidad por conexión	2	2	0,00%
Medidor o cuenta cruzada	33	32	-3,00%
Normalización del servicio	1065	1431	34,00%
Otras inconformidades	1488	1977	33,00%
Pago sin abono a cuenta	323	390	21,00%
Por suspensión, corte, reconexión y reinstalación	46	44	-4,00%
Relacionada con cobros por promedio	3175	2869	-10,00%
Revisiones a las instalaciones y medidor de usuario	1530	841	-45,00%
Solidaridad	66	67	2,00%
subsidios y contribuciones	129	171	33,00%
Suspensión por mutuo acuerdo	15	25	67,00%
tarifa cobrada	94	623	563,00%
tasas e impuestos	90	99	10,00%
Terminación de contrato	1	7	600,00%
Total general	139632	128891	-8,00%

Fuente: SUI

4.10. Procesos de Recuperación de Perdidas

Durante la visita a la empresa, se verificaron los procedimientos relacionados con la Energía Consumida Dejada de Facturar, las Desviaciones Significativas y Acuerdos de Pago.

Al respecto, se le advirtió a la empresa la necesidad, de que el envío de los documentos correspondientes a cada una de las etapas del proceso administrativo de recuperación de consumos, se haga a través de una firma de correo certificado, en especial la decisión empresarial.

Así mismo, se encontró irregularidad, al momento de realizar las liquidaciones para recuperación de consumo correspondiente a 5 meses de conformidad con el artículo 150 de la Ley 142 de 1994, puesto que la empresa en muchas ocasiones pierde el derecho a recuperar esos cinco meses por haber iniciado el proceso meses después de diligenciada el acta de detección de irregularidades, sugiriendo se investigue, pues debe solo realizar la liquidación de los periodos que legalmente puede recuperar, esto conlleva a un alto número de modificaciones de sus decisiones empresariales por parte de la Dirección Territorial correspondiente.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2014	Resultado	Observación
Margen Operacional	21%	24%	Cumple
Cobertura de Intereses- Veces	20	4	No Cumple
Rotación Cuentas por Cobrar- Días	56	40	Cumple
Rotación Cuentas por Pagar- Días	26	60	No Cumple
Razón Corriente- Veces	1,50	1,04	No Cumple

La empresa presenta tres (3) referentes por debajo de los valores establecidos para el mercado según la normativa establecida por la Comisión de Regulación para Energía y Gas Combustible (CREG) en su Resolución No. 072 de 2002, modificada por la resolución 034 de 2004. La comparación se efectuó con los referentes calculados por la SSPD para el año 2014. Dentro de estos indicadores el más representativo por su nivel bajo es la razón corriente, donde por cada peso que Enertolima S.A. ESP debe a corto plazo cuenta con \$1.04 para respaldar la obligación.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

El reporte de la información al SUI, fue realizada el 01 de abril de 2015, cumpliendo con lo establecido en la Resolución SSPD 25985 De 2006 Cargue Plan Contable, a la fecha no se cargaron notas a los Estados Financieros.

7. ACCIONES DE LA SSPD

A partir de la visita y de los hallazgos encontrados se sugirió a la Dirección de Investigaciones de la Superintendencia Delegada para Energía y Gas, iniciar actuación administrativa por los siguientes presuntos incumplimientos:

Irregularidad, por presuntos incumplimientos a los Artículos 29 de la Constitución Política, 146, 149 y 150 de la ley 142 de 1994, Anexo 7 del Contrato de Condiciones Uniformes de dicha empresa, en concordancia con la Sentencia SU/1010 - 2008 de la Corte Constitucional y la Resolución CREG 108 de 1997.

Lo anterior, debido a que al analizarse varios expedientes al azar en sitio y en la mayoría de ellos se detectó que las liquidaciones para recuperación de consumo dejados de facturar, la hacen para 5 meses de conformidad con el artículo 150 de la Ley 142 de 1994, tomando como fecha de partida la del acta de diligenciamiento de detección de irregularidades.

Sin embargo, se pudo constatar que la empresa realiza tales liquidaciones, muy a pesar de haber perdido el derecho a recuperar esos cinco meses por haber iniciado el proceso meses después de diligenciada el acta de detección de irregularidades; lo

que implica que solo debe realizar la liquidación de los periodos que legalmente puede recuperar.

Estas circunstancias han dado lugar a un alto número de modificaciones de sus decisiones empresariales por parte de la Dirección Territorial correspondiente, ante los recursos de apelación que los usuarios presentan como subsidiarios del de reposición, ante las decisiones empresariales. Lo particular del caso, es que a pesar de que la Dirección Territorial, ya se ha pronunciado al respecto en diferentes procesos que han llegado a su conocimiento, la empresa continua realizando dichas liquidaciones de recuperación de energía dejada de facturar, contraviniendo el procedimiento establecido para tal fin.

Como prueba de ello relacionamos los casos contenidos en los expedientes correspondientes a los códigos de cuenta No. 358580; 112243; 190901; 072521; 427258 y 336, en donde la Dirección Territorial Centro se ha pronunciado sobre dichos casos y en donde modifica las decisiones de la empresa, en lo que tiene que ver con el periodo real que les corresponde cobrar en los cuatro primeros y por no acreditar debidamente en los expedientes las pruebas en que se basa en los dos últimos.

Ese procedimiento que se está llevando, rompe con el esquema establecido por la misma entidad, configurándose con tal actuación una clara violación al debido proceso lo que hace acreedora a la empresa de la apertura de investigación por estos hechos.

Irregularidad, por presuntos incumplimientos a los Artículos 130 de la ley 142 de 1994, el Artículo 621 del Código de Comercio, en concordancia de artículo 674 del mismo texto y el artículo 43 de la Resolución CREG 108 de 1997.

Lo anterior, debido a que la factura carece de la firma del representante legal, violando las disposiciones del Artículo 130 de la Ley 142 de 1994, exponiendo a la empresa a posibles pérdidas económicas, y posiblemente afectado la estabilidad económica empresarial, al carecer del requisito esencial, para constituirse en un título valor, exigible ante la jurisdicción civil ordinaria.

Cabe resaltar que de conformidad al artículo 5 del decreto 990 de 2002, le corresponde a la Superintendencia de Servicios Públicos *“...1. Vigilar y controlar el cumplimiento de las leyes y actos administrativos a los que estén sujetos quienes presten servicios públicos, en cuanto el cumplimiento afecte en forma directa e inmediata a usuarios determinados y sancionar sus violaciones, siempre y cuando esta función no sea competencia de otra autoridad...”* (Subrayado nuestro, por ser de importancia para el tema)

Así las cosas, una crisis económica, que afecte a la empresa y ponga en riesgo la prestación del servicio público de energía, por el impago y la no posible exigencia de sus facturas, es competencia de nuestra entidad y deben desprenderse las acciones administrativas necesarias para el correcto cumplimiento de la normatividad.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Financieras

Al realizar un análisis y revisión del Informe de Auditoria Externa como apoyo al proceso de contextualizar la situación de la compañía, se llega a la conclusión que

Enertolima S.A. ESP ha sido una compañía que es su generalidad ha contado con la liquidez para cumplir con sus obligaciones a corto y largo plazo, y financieramente no presenta riesgo en la prestación del Servicio Público.

Comerciales

De la visita realizada a la **COMPAÑÍA ENERGETICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P. "ENERTOLIMA S.A. E.S.P."**, se pudo concluir que la empresa ha venido evolucionando en la calidad de la prestación del servicio.

Las campañas de sensibilización y socialización de los temas del servicio de energía han permitido concientizar a los usuarios en lo referente al uso racional del servicio, los beneficios ambientales, y la necesidad de pagar el servicio oportunamente para mantener la continuidad del mismo con calidad.

Percibimos que todas las acciones van encaminadas a mejorar la atención, los funcionarios mantienen una imagen corporativa en su presentación, cuentan con la infraestructura tecnológica necesaria para la adecuada atención, las condiciones físicas de los inmuebles destinados a la atención son las adecuadas, su infraestructura está acorde con la prestación del servicio.

En cuanto al grado de conocimiento de los funcionarios dispuestos para la atención al usuario, encontramos que la mayoría requieren actualización de las normas en especial la Ley 1437 de 2011.

En lo referente a los tiempos de atención encontramos que en las oficinas se maneja digiturno, el cual arroja los tiempos de espera y de atención, acordes a lo establecido en los parámetros de atención al cliente.

En lo referente a la facturación, al realizar el análisis de su contenido se detectaron deficiencias en cuanto a la información mínima requerida.

Otro aspecto a verificar fue los avisos por interrupción del servicio en forma oportuna, encontrando que la empresa pone en conocimiento de los usuarios las programaciones de interrupciones utilizando los medios de comunicación de prensa escrita, radio, pagina web y la línea de atención.

Los aspectos normativos están sujetos a verificación del aporte de documentos que demuestran el cumplimiento de los mismos.

Tarifarias

Dentro de la estructura de costos los componentes de generación y de distribución presentan los mayores incrementos durante el año 2014 y alcanzan una participación del 74.82%.

Los valores mas altos en compra de energía se dieron en los meses de mayo, junio y julio, con incrementos que superan los 41,23 \$/kWh, 40.01 \$/kWh y 38,80 \$/kWh, esto es, un incremento 28,31%, 28,79%, y 27,77% respectivamente.

Por decisión administrativa la empresa no otorga a los usuarios del estrato 3, subsidio alguno.

Al igual que los años anteriores, la empresa en el año 2013 presenta un comportamiento deficitario en su estructura de subsidios y contribuciones, cual alcanza a 30 de septiembre de 2014 un valor de \$4.151.715.453.

Técnicas

Durante el año 2014 se observa una desmejora en la calidad del servicio en relación con el año 2013.

La empresa está replanteando un nuevo enfoque de análisis de calidad con el objetivo de identificar la correlación entre los circuitos y ramales más críticos y las causas típicas y de mayor impacto en la red, esto para focalizar las actividades de mantenimiento y las inversiones en red y así elevar la confiabilidad del sistema y la calidad del servicio al usuario final.

En el año 2014 las inversiones fueron un 37.7% mayores a las realizadas durante el año 2013. En expansión de redes se invirtieron \$5.248 millones de pesos y en reposición se invirtieron \$20.497 millones.

Se recomienda implementar acciones en algunas subestaciones para ajustarse a los requerimientos actuales del RETIE.

Proyectó: Miguel Ruiz Castro – Asesor Jurídico – S.D.E.G.
Alberto Peña Pérez – Asesor Jurídico – D.T.G. E.
Gloria Patricia Cisneros- Profesional Especializada -D.T.G.E.
Javier Darío Acosta- Profesional Especializado D.T.G.E.
Enrique Botero- Asesor – S.D.E.G.
Felliny Salamanca Arias – Profesional Especializado

Revisó: Martha Leonor Farah Manzanera- Directora Técnica de Gestión de Energía (E)