

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



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, Julio de 2016**

COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A E.S.P
ANÁLISIS AÑO 2015

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A E.S.P. Se constituyó en el año 2003 para desarrollar las actividades de, comercialización y distribución de Energía Eléctrica en el sistema interconectado Nacional, La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$ 6.421 millones, tiene su sede principal en la ciudad de Ibagué Tolima- Su última actualización en RUPS aprobada fue el día 10 de Diciembre de 2014.

Tabla 1.1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Privada
Razón social	COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A.E.S.P
Sigla	ENERTOLIMA S.A.E.S.P
Nombre del gerente	José Alejandro Inostroza Lopez
Actividad desarrollada	Distribución y Comercialización
Año de entrada en operación	2003
Mercado que atiende	Departamento de Tolima y Cundinamarca

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1. Balance General

Tabla 2.1 Balance General⁽¹⁾

BALANCE GENERAL	2015	2014	Var
Activo	\$777.490.280.096	\$757.171.242.211	2,68%
Activo Corriente	\$249.434.359.214	\$209.539.883.130	19,04%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$296.078.089.622	\$289.998.484.872	2,10%
Inversiones	\$22.262.452.345	\$47.794.858.221	-53,42%
Pasivo	\$431.058.738.023	\$420.245.580.391	2,57%
Pasivo Corriente	\$250.008.836.043	\$201.925.601.429	23,81%
Obligaciones Financieras	\$236.201.114.244	\$232.591.781.641	1,55%
Patrimonio	\$346.431.542.073	\$336.925.661.820	2,82%
Capital Suscrito y Pagado	\$6.421.490.000	\$6.421.490.000	0,00%

Fuente SUI cifras en Pesos

(1): Se presentan algunas de las cuentas más representativas.

En el año 2015, los activos de la Empresa ascendieron a \$777.490 millones, presentando un incremento del 2,68% con respecto al año anterior. Dentro del activo se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas tales como:

Inversiones: Se redujeron en un 53,42% de los cuales las Inversiones patrimoniales controlantes en empresas de servicios públicos domiciliarios se redujo en \$23.449 millones, según nota 12 de los estados financieros se debe al ajuste realizado por el

embargo preventivo de las acciones y dividendos que posee Enertolima Inversiones S.A. ESP – ENINSA en la empresa de Pereira S.A. ESP, lo que se ve reflejado en el menor valor de la inversión en dicha empresa.

Deudores: A diciembre de 2015 esta cuenta pasa de \$243.133 millones a \$263.755 millones, presentando un incremento del 8,48% en comparación con el mismo periodo de la vigencia anterior, sustentado en el aumento de las cuentas por cobrar por la prestación del servicio de energía, pasando de \$49.117 a \$58.070 millones para el 2015, la provisión para cuentas por cobrar del servicio de energía asciende a \$12.183 millones de pesos, equivalente al 22% del total cartera del servicio público domiciliario, una vez verificada la información en el detalle de las cuentas por cobrar del Sistema Único de Información (SUI) podemos establecer que la provisión de cartera mayor a 360 días es del 100%, lo anterior en cuanto a que el valor de la cartera no vencida corresponde al 62% del total cartera y la cartera con vencimiento menor a un año equivale al 17% del total cartera del servicio, la clasificación dentro del estado financiero de la cartera, esta se revela en su totalidad como corriente y en el detalle las cuentas por cobrar, existe cartera vencida superior a un año por valor de \$12.183 millones, la cual se encuentra provisionada en un 100% evidenciando una presunta e inadecuada clasificación en la información certificada al SUI, como se observa en la siguiente tabla:

Tabla 2.2 Cuentas por Cobrar

Descripción	Total	No vencida	Vencida 1 a 30 días	Vencida 31 a 60 días	Vencida 61 a 90 días	Vencida 91 a 120 días	Vencida 121 a 150 días	Vencida 151 a 180 días	Vencida 181 a 360 días	Vencida mayor de 360 días
Energía Eléctrica	58.070.041.081	36.186.629.081	2.782.340.000	1.867.119.000	1.107.638.000	953.017.000	482.709.000	394.637.000	2.112.736.000	12.183.216.000
Provisión para deudores	12.576.661.000	0	0	0	0	0	0	0	393.445.000	12.183.216.000

Fuente: SUI

Tabla 2.3 Plan de Cuentas

CUENTA	CORRIENTE	NO CORRIENTE	TOTAL
DEUDORES	205.103.255.391	58.652.270.976	263.755.526.367
SERVICIOS PUBLICOS	60.818.327.007	0	60.818.327.007
SERVICIOS DE ENERGIA	58.070.041.081	0	58.070.041.081
SUBSIDIO SERVICIO DE ENERGIA	2.748.285.926	0	2.748.285.926
AVANCES Y ANTICIPOS ENTREGAD	64.786.956.843	5.233.399.869	70.020.356.712
OTROS DEUDORES	62.018.467.969	53.418.871.107	115.437.339.076
ANTICIPOS O SALDOS A FAVOR PC	30.391.298.491	0	30.391.298.491
DEPOSITOS ENTREGADOS	93.193.300	0	93.193.300
PROVISION PARA DEUDORES	-13.004.988.219	0	-13.004.988.219

Fuente: SUI

Propiedad Planta y equipo: Con una participación a diciembre de 2015 del 38,08% se posiciona en \$296.078 millones, presentando un incremento del 2,10% con relación al año anterior, explicado por el comportamiento en la depreciación que pasa de \$183.850 en el 2014 a \$214.837 para el 2015, como se muestra en el detalle de la información en la siguiente tabla:

Tabla 2.4. Propiedad Planta y Equipo

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTORICO	DEPRECIACIÓN	VALOR CUENTA 16 PROP. PLANTA Y EQUIPO A 2015	VALORIZACIONES 2015	VALOR EN LIBROS 2015	VALOR EN LIBROS 2014
Terrenos	\$ 9.551	\$ 0	\$ 9.551	\$ 3.240	\$ 12.790	\$ 10.985
Construcciones En Curso	\$ 802	\$ 0	\$ 802	\$ 0	\$ 802	\$ 11.246
Propiedad Planta y Equipo en Transito	\$ 8	\$ 0	\$ 8	\$ 0	\$ 8	\$ 0
Propiedades, Planta Y Equipo No Explotados	\$ 5.357	-\$ 1.893	\$ 3.464	\$ 520	\$ 3.984	\$ 4.400
Plantas, Ductos Y Túneles	\$ 138.213	-\$ 64.023	\$ 74.190	\$ 19.893	\$ 94.083	\$ 81.883
Redes, Líneas Y Cables	\$ 268.628	-\$ 124.464	\$ 144.164	\$ 71.823	\$ 215.987	\$ 215.295
Maquinaria Y Equipo	\$ 34.885	-\$ 19.770	\$ 15.115	\$ 39.519	\$ 54.634	\$ 52.139
Muebles, Enseres Y Equipos De Oficina	\$ 1.778	-\$ 1.281	\$ 496	\$ 0	\$ 496	\$ 433
Equipos De Comunicación Y Computación	\$ 3.468	-\$ 2.261	\$ 1.207	\$ 1.475	\$ 2.682	\$ 2.582
Equipo De Transporte, Tracción Y Elevación	\$ 2.536	-\$ 1.145	\$ 1.391	\$ 0	\$ 1.391	\$ 2.269
Depreciación Diferida	\$ 45.690	\$ 0	\$ 45.690		\$ 45.690	\$ 0
TOTALES	\$ 510.916	-\$ 214.838	\$ 296.078	\$ 136.470	\$ 432.548	\$ 381.232

Fuente SUI cifras en millones de pesos

Con relación al Pasivo a diciembre 31 de 2015, se ubica en \$431.058 millones, presentando un incremento de 2,57% equivalente a \$10.813 millones con relación al mismo periodo del año anterior, la composición del pasivo se encuentra de la siguiente manera: i) Cuentas por pagar \$98.577 millones, ii) Obligaciones financieras \$ 236.201 millones. iii) obligaciones laborales \$727 millones, iv) pasivos estimados y provisiones \$33.393 millones v) otros pasivos \$62.158 millones.

Dentro del pasivo la cuenta más representativa son las obligaciones financieras con participación porcentual del 55% por \$ 236.201 millones, constituidas principalmente con crédito de la banca comercial las cuales se encuentran a corto plazo por valor de \$ 79.509 y largo plazo por valor de \$156.691 millones, a lo cual el Auditor Externo de Gestión dice en su informe de Otros puntos específicos que: "(...)durante el año evidencian un leve incremento en razón a nuevos desembolsos asociados a operaciones de leasing en el desarrollo y ejecución de proyectos de inversión(...)"

Otra de las cuentas más representativas del pasivo son las cuentas por pagar por valor de \$98.577, con participación del 23% del total del pasivo, verificando el detalle de la información de cuentas por pagar en los reportes complementarios (tabla siguiente), se evidencia que la adquisición de bienes y servicios nacionales representa el 75% del total cuentas por pagar.

Tabla 2.5. Cuentas por pagar

Descripción	Total	No vencidas	Vencidas 1 a 60 días
Adquisición de bienes y servicios nacionales	74.382.623.692	74.259.809.817	122.813.875
Acreedores	5.736.396.369	5.736.396.369	0
Subsidios asignados	44.319.981	44.319.981	0
Retención en la fuente e impuesto de timbre	1.872.100.503	1.872.100.503	0
Retención de impuestos de industria y comer	304.793.579	304.793.579	0
Impuestos contribuciones y tasas por pagar	821.474.069	821.474.069	0
Impuesto al valor agregado - IVA	344.537.582	344.537.582	0
Avances y anticipos recibidos	0	0	0
Depositos recibidos de terceros	15.071.438.696	15.071.438.696	0
total	98.577.684.471	98.454.870.596	122.813.875

Fuente SUI cifras en millones de pesos

A diciembre de 2015 El patrimonio presentó un incremento de \$9.505 millones con respecto a diciembre de 2014, posicionándose en \$346.431 millones, verificando los rubros del patrimonio, se encuentra que existe una variación del 100% en la cuenta de Superávit por el método de participación patrimonial por \$14.158 millones a lo cual el el AEGR en su informe dice que:"(...) Se refleja además amortización completa del Superávit por el método de participación patrimonial. (...).

2.2 Estado de Resultados

Tabla 2.6. Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	DICIEMBRE. 2015	DICIEMBRE . 2014	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$527.025.303.710	\$456.689.325.527	15,40%
COSTOS OPERACIONALES	\$404.211.605.642	\$358.524.872.954	12,74%
GASTOS OPERACIONALES	\$50.939.836.728	\$31.728.323.787	60,55%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$71.873.861.340	\$66.436.128.786	8,18%
OTROS INGRESOS	\$13.315.466.170	\$4.628.404.476	187,69%
OTROS GASTOS	\$71.259.280.323	\$63.819.031.741	11,66%
GASTO DE INTERESES	\$24.163.538.603	\$25.471.632.213	-5,14%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$13.930.047.187	\$7.245.501.521	92,26%

Fuente SUI cifras en Pesos

Los ingresos operacionales corresponden a las actividades de comercialización y distribución, estos para diciembre de 2015 fueron de \$527.025 millones, presentando un aumento del 15,40% con respecto a diciembre de 2014, su detalle es mostrado en la siguiente gráfica, por otra parte se revela como los ingresos por comercialización corresponden al 91% del total ingresos operacionales, dejando un 9% a los ingresos por concepto de Distribución.

Gráfica 2.1. Ingresos por actividad



Fuente SUI

En cuanto a los Costos Operacionales, estos representan el 76,7% de los Ingresos Operacionales de diciembre de 2015, aumentándose en 12,74% con respecto al año 2014, pasando de \$358.524 millones en el 2014 a \$404.211 millones en 2015, de estos costos operacionales sobresalen los costos de bienes y servicios, cuyo monto fue de \$313.367 millones, que a su vez equivalente al 77,53%, del total de los costos operacionales. En relación con estos bienes y servicios las compras de energía en bloque y/o a largo plazo se ubican en \$223.253 millones y compra de energía en bolsa por \$ 23.769 millones.

De acuerdo a la nota No. 20 a los estados financieros dice que los costos de bienes y servicios "(...) presenta un aumento por \$44.284 millones y porcentualmente del 16,46%; básicamente por los nuevos contratos que establecen nuevos precios de compra de energía con las empresas Urra, Surenergy, Celsia y Termotasajero al aumento en el uso de líneas y redes con el proveedor XM y el incremento en los otros costos de bienes (...)"

Los gastos operacionales a diciembre de 2015, se incrementaron en un 60,55%, pasando de \$31.728 millones a \$50.939 millones, siendo su composición la siguiente: (i) Gastos administrativos 14%; (ii) Provisiones, depreciaciones y amortizaciones 28% y (iii) Otros gastos 58%. Los gastos de administración presentaron un menor valor de \$766 millones, ubicándose en \$16.993 millones a diciembre de 2015, de los cuales \$5.273 millones corresponden a gastos de personal, \$4.527 millones gastos generales y \$7.192 millones a erogaciones por impuestos, contribuciones y tasas.

De acuerdo a lo manifestado por el AEGR dique que: Se evidencia un crecimiento del 60.55% en los gastos administrativos, principalmente por la contratación directa de personal efectuada por la compañía y el incremento en las diferentes provisiones que ENERTOLIMA S.A. ESP reconoce, como los son las mantenidas para la protección de inversiones, de deudores y para contingencias.

Las cuentas de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento a diciembre de 2015 aumentaron \$19.977 millones, este rubro evidencia comportamientos de la siguiente manera: (i) Provisión para protección de inversiones \$2.082, (ii) provisión para deudores \$ 2.141 millones, (iii) provisión para protección de inventarios \$ \$2 millones (iv) provisión para obligaciones fiscales \$ 23.819, (vii) provisión para contingencias \$398, (viii) provisiones diversas \$ 174 millones; (ix) depreciación propiedad planta y equipo \$904 millones (x) amortización de intangibles \$ 4.423 millones.

Los otros ingresos para la vigencia 2015 suman \$13.315 millones, mejorando en \$ 8.687 millones con respecto a la vigencia 2014, están compuestos principalmente por: i) financieros \$277 millones, ii) extraordinarios \$10.938 millones; iii) Ajustes por diferencia en cambio \$ 2.098 millones.

Los otros ingresos extraordinarios ascienden a \$10.938 millones que según nota 22 a los estados financieros que incluyen la indemnización reconocida en la subestación de Mariquita por \$1.210 millones y la venta de activos por \$ 6.950 millones.

Los ingresos no operacionales presentan un incremento superior a un 100%, que de acuerdo al informe de la AEGR está dado por la diferencia en cambio, los ingresos extraordinarios por indemnización de seguros, otras recuperaciones de costos y gastos y la venta de activos fijos.

Los gastos no operacionales ascienden a \$71.259 millones, siendo los más importantes siendo la diferencia en cambio, los intereses financieros y los extraordinarios, los más representativos.

2.3. Utilidades y Ebitda

Gráfica 2.2. Utilidades y EBITDA



Fuente: SUI en millones

El Servicio de energía de Enertolima, a diciembre de 2015 presenta en su operación, un Ebitda positivo de \$130.031 millones, mejorando con respecto al año anterior \$22.131 millones, este comportamiento obedece a un mayor crecimiento de los ingresos operacionales.

2.3. Indicadores

Tabla 2.7. Indicadores

INDICADORES	2015	2014
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente – Veces	1,00	1,04
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	42	40
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	67	60
Activo Corriente Sobre Activo Total	32,08%	27,67%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	55%	56%
Patrimonio Sobre Activo	45%	44%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	58%	48%
Cobertura de Intereses – Veces	5,38	4,24
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	\$130.030.686.051	\$107.899.369.018
Margen Operacional	25%	24%
Rentabilidad de Activos	17%	14%
Rentabilidad de Patrimonio	24%	22%

Fuente: SUI

2.3.1. Liquidez

La razón corriente a Diciembre de 2015 es de 1,00 veces, indicador que presenta una leve reducción de 0,04 veces con respecto al mismo periodo de la vigencia anterior,

debido al incremento de los pasivos de corto plazo.

Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar aumento en 2 días, debido principalmente al incremento de los ingresos operacionales respecto a los ejecutados en 2014, situándose en 42 días, así mismo la empresa tarda 67 días en realizar el pago de sus obligaciones, aumentando en 7 días con respecto a 2014.

2.3.2. Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para diciembre de 2015 es de 55%, evidenciando una reducción del 1,0% con respecto a 2014, el Pasivo corriente representa el 58% del total de los Pasivos.

2.3.3. Rentabilidad

El margen operacional a 31 de diciembre de 2015 fue de 25%, aumentando en 1,00% respecto al año anterior; La rentabilidades de los activos y patrimonio fueron positivos y se posicionaron en 17% y 24% respectivamente al final del ejercicio del año 2015.

De acuerdo a lo manifestado por la empresa el margen operacional "(...) El resultado de este indicador para el año 2015 es de 24.67 aumentando respecto del año 2014 en 1.05 por su parte el Ebitda mantuvo un crecimiento del 20.51 terminando en 130.030.686.051(...)".

3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

3.1 CONTINUIDAD

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante la Resolución 097 de 2008, estableció el esquema actual 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. En la Resolución 167 de 2010 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG establece los Índices de Referencia de la Discontinuidad - IRAD de ENERTOLIMA S.A. E.S.P. Estos índices permiten analizar el comportamiento de la calidad del servicio de la empresa prestadora.

Por otro lado, la CREG define el Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad como:

$$\Delta Dt_{n,m} = (IRAD_{n,p} - ITAD_{n,p,m-4}) * CRO_{m-1}$$

Cuando el ITAD se encuentra por debajo del índice IRAD, se deduce que la empresa ha tenido mejora en la calidad del servicio y el valor del ΔDt es positivo; cuando los límites del IRAD son superados, se entiende que la calidad del servicio de la empresa ha desmejorado y el valor de ΔDt es negativo. Los índices IRADK 2006 Y 2007 establecen una banda de indiferencia dentro de la cual si el ITAD se encuentra en ese rango se entiende que la calidad se mantuvo y el valor de ΔDt es cero (0).

Con lo anterior, se concluye que se puede determinar el cumplimiento de las metas de calidad del servicio con la variable Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad (ΔDt), donde si es positivo se entiende que la calidad del servicio mejoró; si es cero (0) la calidad se mantuvo; y si es negativo la calidad desmejoró.

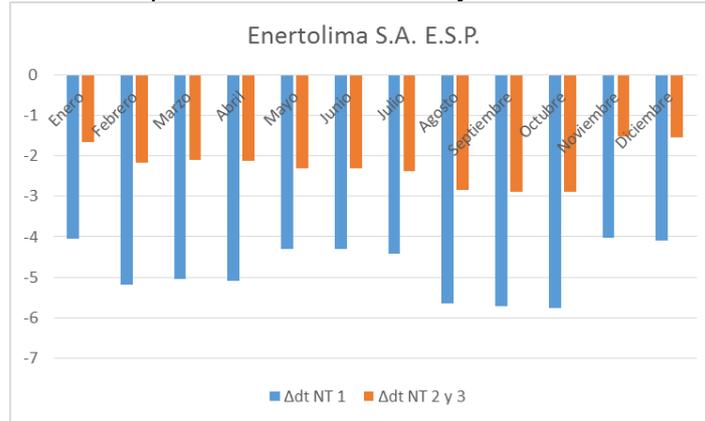
Los valores del Incentivo por Variación Trimestral de la Calidad (ΔDt) de ENERTOLIMA S.A. E.S.P., para el año 2015 fueron:

Tabla 3.1. ΔDt para nivel de tensión 1 y Niveles de tensión 2 y 3

MES	Δdt NT 1	Δdt NT 2 y 3
Enero	-4,03686	-1,65419
Febrero	-5,18627	-2,15963
Marzo	-5,04801	-2,10206
Abril	-5,08998	-2,11954
Mayo	-4,30162	-2,30692
Junio	-4,30101	-2,30659
Julio	-4,41763	-2,36914
Agosto	-5,63758	-2,84184
Septiembre	-5,72224	-2,88452
Octubre	-5,75178	-2,89941
Noviembre	-4,02896	-1,5181
Diciembre	-4,09079	-1,54139

Fuente: SUI

Gráfica 3.1. ΔDt para nivel de tensión 1 y Niveles de tensión 2 y 3.



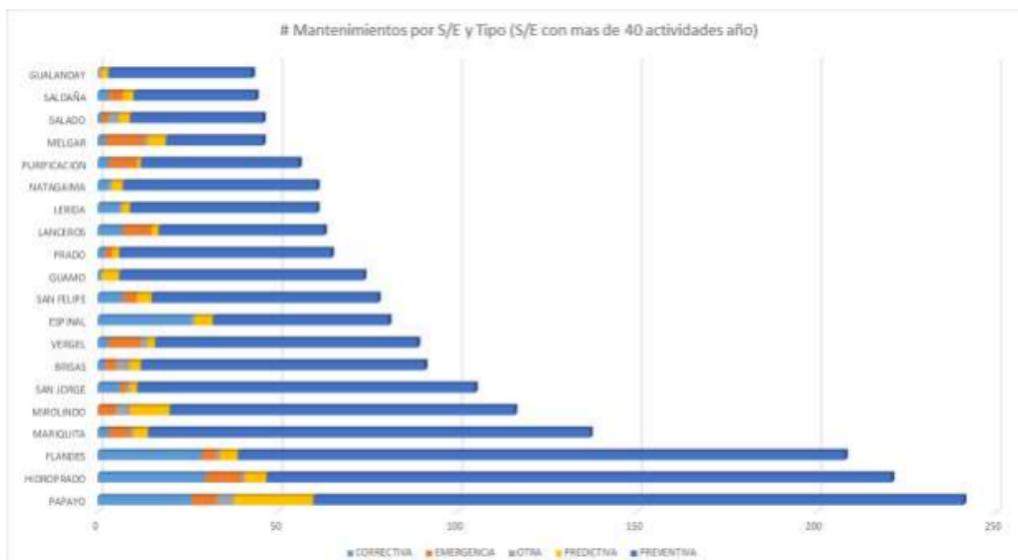
Fuente: DTGE

Según la información de la tabla y de la gráfica anterior, la empresa no cumplió con las metas de calidad de referencia (IRAD) establecidas por la CREG para la empresa ENERTOLIMA S.A. E.S.P. el año 2015 por lo cual la Dirección Técnica de Gestión de Energía adelantará las acciones de control de haya lugar.

3.2 MANTENIMIENTOS

Durante el 2015, se ejecutaron 3.043 actividades de mantenimiento en subestaciones, centradas principalmente en actividades de tipo preventivo en un 78.67%, adicionalmente el 7.9% de las actividades fueron predictivas y un 7.6% correctivas, se observa una reducción en 5.9 puntos porcentuales de la participación del mantenimiento correctivo dentro del total de actividades con respecto al año 2014, lo que refleja el trabajo que la empresa ha consolidado en relación con los procedimientos diseñados, implementados para la planeación y ejecución de los mantenimientos de subestaciones; adicionalmente, bajo el alcance de estos mantenimientos fueron intervenidas 69 subestaciones. El 44% de las acciones se concentraron en 10 subestaciones, con un promedio de 136 actividades por subestación, el detalle puede observarse en la siguiente gráfica:

Gráfica 3.2. Subestaciones con el mayor número de actividades de mantenimiento



Fuente: Informe de gestión

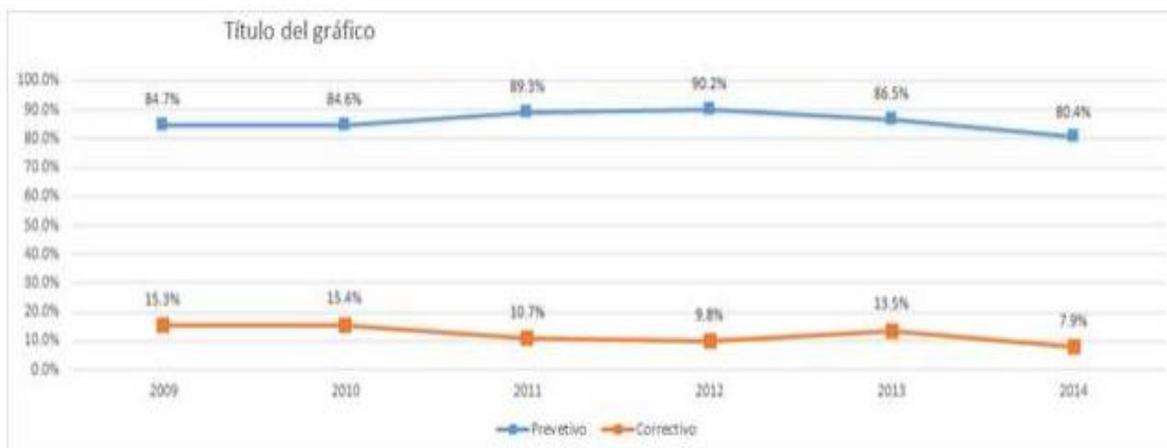
La empresa realiza cotidianamente como parte de su Plan anual de Mantenimientos entre sus actividades de mantenimiento general de subestaciones, actividades tales como corrección puntos calientes, nivelación de aceite cambiador de tomas, corrección de purgas de aceite dieléctrico, ajuste de conexiones, limpieza y pruebas eléctricas a los transformadores de potencia y cambios de elementos de los equipos de reconexión, protección, corte, seccionamiento y comunicaciones.

Se destacan las siguientes actividades de mantenimiento que la empresa adelantó durante el año 2015: • Montaje de transformadores de medida sobre las subestaciones Chapetón, Espinal, Mariquita, Coyaima y Purificación Rovira, Chenche, San Jorge, Alpujarra, Tolemada, Coello, Icononzo, Suarez, Pacolí, Santa Lucia y Guaipa. Con esta labor la empresa logró, para el caso de las subestaciones no atendidas, tener medida y/o supervisión de las variables eléctricas de cada uno de los Circuitos alimentados a través de las mismas subestaciones.

En el caso de las subestaciones atendidas, logró tener una configuración que le permitirá aumentar la cargabilidad de los circuitos y, en algunos casos, proyectar la posibilidad de realizar suplencias. Instalación de los interruptores 115KV. Instalación del interruptor ABB 115KV en la bahía Cemex 115KV de la S/E Gualanday. Instalación del interruptor ABB 115KV en la bahía Tenay 115KV de la S/E Hidroprado. Cambio del interruptor de la bahía Flandes 2 115KVv de la S/E Hidroprado, Cambio del Interruptor Siemens de la bahía de línea Lanceros 115KV en la S/E Flandes. • Revisión y mejora de los sistemas de puesta a tierra de las S/E iniciando con las subestaciones de mayor edad del Sistema de la Compañía.

La empresa ha mantenido su política de mantenimiento preventivo y predictivos en su infraestructura, limitando al mínimo posible los mantenimientos correctivos y de emergencia como se puede observar en la siguiente gráfica:

Gráfica 3.3. Evolución de la participación de los mantenimientos preventivos y correctivos dentro del total de mantenimientos a subestaciones en los últimos 6 años



Fuente: Informe de Gestión

En relación con el mantenimiento de las redes, durante el 2015 se ejecutaron 5.849 horas de mantenimiento, un 93% de las horas planeadas, cumpliendo así con la meta global anual fijada por la compañía. No se presentan valores por debajo de las metas evaluadas por áreas geográficas de servicio de la empresa. 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.

Tabla 3.2. Horas de mantenimientos por zonas

ZONA	Compromiso SSPD (H)	Ejecutado (H)	Ejecutado%	Meta %	Cumplimiento
CENTRO	1624	1536	95%	85%	111%
NORTE	2018	1888	94%	85%	110%
ORIENTE	1748	1605	92%	85%	108%
SUR	881	820	93%	85%	110%
Total	6271	5849	93%	85%	110%

Fuente: Informe de Gestión

La gestión en mantenimiento de redes y subestaciones para la prestación del servicio en el STR y el SDL operados por ENERTOLIMA, posee un esquema de ejecución claramente enunciado y planeado que permite dar cobertura de manera prioritariamente preventiva a los activos de su red. En ese sentido y dado los resultados de los indicadores de calidad se evidenció que la empresa está analizando un nuevo enfoque para el planeamiento las actividades de mantenimiento, que considere el avance del programa de reposición de infraestructura, las características propias de su topología, los fenómenos climáticos propios de la región, el orden público, el crecimiento de la carga-demanda y las contingencias inherentes en la operación de sistemas de potencia eléctricos. En ese sentido la Auditoría recomendó a la empresa, analizar la posibilidad de implementar en mediano o largo plazo e inicialmente para los activos de subestación y líneas de Nivel de tensión IV, una metodología de mantenimiento centrado en la confiabilidad.

3.3. ACCIDENTES DE ORIGEN ELÉCTRICO

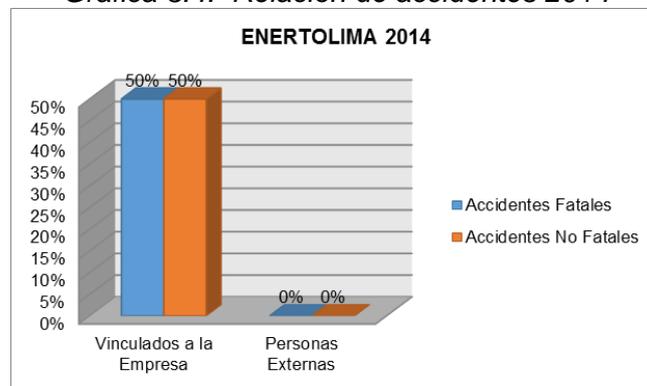
Tabla 3.3. Relación de accidentes 2014 y 2015

ENERTOLIMA		Vinculados a la Empresa	Personas Externas	ENERTOLIMA 2014	Vinculados a la Empresa	Personas Externas
Accidentes 2014	Fatales	2	0	Accidentes Fatales	50%	0%
	No Fatales	2	0	Accidentes No Fatales	50%	0%

ENERTOLIMA		Vinculados a la Empresa	Personas Externas	ENERTOLIMA 2015	Vinculados a la Empresa	Personas Externas
Accidentes 2015	Fatales	0	0	Accidentes Fatales	0%	0%
	No Fatales	2	0	Accidentes No Fatales	100%	0%

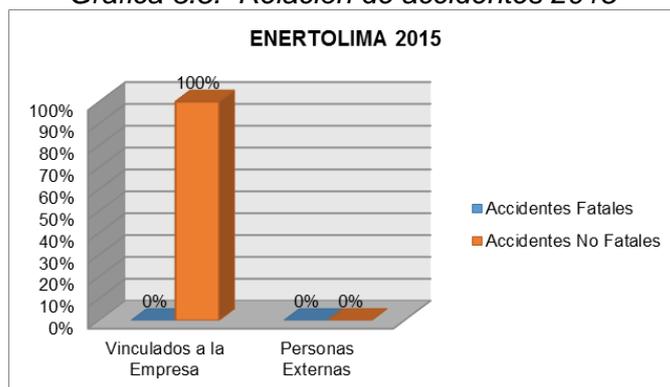
Fuente: SUI

Gráfica 3.4. Relación de accidentes 2014



Fuente: SUI

Gráfica 3.5. Relación de accidentes 2015



Fuente: SUI

Se observa que los índices de accidentalidad del año 2015 para ENERTOLIMA mejoraron en un 100% en lo que concierne a cero fatalidades lo cual da una excelente calificación y mejora en el aspecto de accidentes de origen eléctrico en comparación con el año 2014 en el que existieron dos fatalidades traumas y amputaciones.

Las Brigadas Energéticas han permitido recorrer el departamento del Tolima, con capacitaciones de autocuidado en los parques más representativos de los municipios, por medio de actividades. También ayudando a reforestación, instalación de canecas y letreros ambientales, jornadas de salud, recreación para los niños, atención al cliente y capacitaciones en Uso Racional y Eficiente de la energía eléctrica así como conocimiento en diferentes temas de la compañía a través de la feria energética.

3.4. INVERSIONES

Para el año 2015 el prestador de servicio Enertolima SA ESP, reportó al Sistema Único de Información – SUI, el estado de avance de 71 proyectos de inversión, por un monto total de \$30.183.798.402, esto representa un porcentaje de aumento de inversiones del 2015 con respecto al 2014 de 143% de lo reportado en el SUI.

Se reportaron 32 proyectos de expansión por un valor total de \$26.709.984.107, esto representa el 88% de inversión, y se tienen 39 proyectos de reposición, por un valor total de \$3.473.814.295, que representa el 12% del total de inversiones, con lo que se demuestra un mayor porcentaje de expansión.

Se reportan nueve (9) proyectos con porcentaje de ejecución menor o igual al 10% y cincuenta y un (51) proyectos, como finalizados, lo cual demuestra un buen nivel de ejecución.

Sobresalen los proyectos: Normalización de la subestación Natagaima, por un valor total de \$ 6335.256.508, y el proyecto ampliación de la subestación Tuluní 230/115 kV y su conexión al STN e integración de subestaciones al centro de control, por un valor de \$5.734.631.534.

Los proyectos con recursos del FAER suman \$13.852.754.437, lo que representa un porcentaje de 46% del total de inversiones del año 2015, de lo reportado en el SUI.

Según la Resolución 095 de 2016, basado en el documento de la UPME “Plan de expansión de referencia generación – transmisión 2015-2029” Anexo VII, proyectos aprobados a los operadores de red 2015. Página 611, para ENERTOLIMA, está

aprobado el proyecto: Subestación Gualanday 115/34.5KV. Ver la tabla de Proyectos de inversión ENERTOLIMA S.A. E.S.P.:

Tabla 3.4. Proyectos de inversión ENERTOLIMA S.A. E.S.P.

ID_PROYECTO	DESCRIPCION	FECHA_INICIO	FECHA_FINAL	VALOR_REAL	OBSERVACION
2015-G1	Automatización Guamo	01/11/15	17/12/15	108.429.416	GD-220-2015
2015-ER-1	Electrificación rural veredas Sinaí el Cairo y el Darién	25/08/15	24/03/16	620.602.674	recursos de FAER
2015-ER-2	Electrificación rural veredas risalda y Vistahermosa	25/08/15	24/12/15	281.467.606	recursos de FAER
2015-ER-3	Electrificación rural veredas la cima san isidro	25/08/15	24/04/16	150.084.811	recursos de FAER
2015-ER-4	Electrificación rural de las veredas Buenavista california y parroquia vieja	25/08/15	24/04/16	217.609.153	recursos de FAER
2015-ER-5	Electrificación rural vereda vasconta parte alta	25/08/15	24/04/16	22.856.923	recursos de FAER
2015-ER-6	Electrificación rural veredas santa Elena sector romerico y vereda el Volga sectores maraveles y el cortijo	25/08/15	24/04/16	326.567.169	recursos de FAER
2015-ER-7	Electrificación rural de la vereda san pablo hermosas	25/08/15	24/08/16	79.817.025	recursos de FAER
2015-ER-8	Electrificación rural vereda brisas carbonal	25/08/15	24/08/16	86.594.098	recursos de FAER
2015-ER-9	Electrificación rural vereda tuluni - san Alfonso punterales - Tequendama sector el escobal	25/08/15	24/08/16	227.401.245	recursos de FAER
2015-ER-10	Electrificación rural veredas copete delicias buenos aires brisas totumo las cruces la cristalina el queso talani mesa de aguayo la florida copete oriente pando el Líbano irco dos aguas la sierra san pedro ambeima astilleros milicu las palmas espíritu santo balcones espíritu santo Albania Dosquebradas Betania linday el Jordán chicala	25/08/15	24/08/16	1.786.069.996	recursos de FAER
2015-ER-11	Electrificación rural veredas el cural la laguna las palmas carrasposo mesetas el jardín las brisas Argelia legía baja la nutria mesetas ventilla florida alta florida baja la unión tolda blanca el Lugo llano grande villa hermosa cabildo indígena cristalina el silencio Palmira loma larga san José tetuancito santa rosa poleo	25/08/15	24/08/16	180.000.000	recursos de FAER
2015-ER-12	Electrificación rural veredas la linda el mango el socorro el llano el paraíso la india san Antonio cavandia claras hoyo negro la rica y la insula	25/08/15	24/08/16	1.009.484.920	recursos de FAER
2015-ER-13	Electrificación rural veredas coloya la reforma y las rosas Lérida Tolima	25/08/15	24/08/16	207.418.631	recursos de FAER
2015-ER-14	Electrificación veredas requintadero la cascada la estrella la picota la laguna y rio azul	25/08/15	24/08/16	66.561.645	recursos de FAER
2015-ER-15	Electrificación rural vereda la palmillita mesa de rio recio	25/08/15	24/08/16	92.324.222	recursos de FAER

ID_PROYECTO	DESCRIPCION	FECHA_INICIO	FECHA_FINAL	VALOR_REAL	OBSERVACION
2015-ER-16	Electrificación rural veredas vegas del café, las pavas el Carmen Palmira y el Pinal	25/08/15	24/08/16	165.630.094	recursos de FAER
2015-ER-17	Electrificación rural vereda san José - pescado - Japón - llanitos parte alta y san Andrés	25/08/15	24/08/16	69.690.299	recursos de FAER
2015-ER-18	Electrificación rural de las veredas la ceiba las cruces pueblo nuevo pastalito del municipio de ataco,	24/10/13	13/06/15	1.210.500.137	recursos de FAER
2015-ER-19	Electrificación rural de las veredas la cristalina y la ensillada	24/10/13	13/06/15	983.700.908	recursos de FAER
2015-ER-20	Electrificación rural vereda santa cruz	24/10/13	16/09/15	482.677.286	recursos de FAER
2015-ER-21	Electrificación rural de la vereda tapias	24/10/13	13/06/15	262.936.249	recursos de FAER
2015-ER-22	Electrificación rural de la vereda la Germania	24/10/13	13/06/15	232.998.206	recursos de FAER
2015-ER-23	Electrificación rural vereda colopo	24/10/13	13/06/15	802.640.108	recursos de FAER
2015-ER-24	construcción electrificación veredas la bandera lucerito alto san pedro el diviso Anaba y san pablo ortega-Tolima	24/10/13	13/06/15	1.445.949.301	recursos de FAER
2015-ER-25	Electrificación rural vereda penas blancas	24/10/13	16/09/15	808.729.068	recursos de FAER
2015-ER-26	Electrificación rural vereda campo alegre la esmeralda	24/10/13	16/09/15	1.149.453.716	recursos de FAER
2015-ER-27	Electrificación rural de las veredas topacio y horizonte	24/10/13	13/06/15	263.398.958	recursos de FAER
2015-ER-28	Electrificación veredas limonal bacaya agua blanca	24/10/13	13/06/15	619.589.989	recursos de FAER
03 2012	Construcción Subestación Gualanday 115/34 5 kV la cual se conectará partiendo la línea diacemento a Flandes 115 KV	22/06/11	23/10/15	780.353.096	Este proyecto fue reiniciado en junio de 2015
03 2014	Construcción subestación Natagaima	21/12/13	15/04/15	6.335.256.508	Contrato CSE 109 2013 CSE005 2014
04 2014	Ampliación subestación Tuluni 230 /115 KV y su conexión al STN	21/07/15	20/03/15	5.734.631.534	contrato CSE 028 2014 CSE 046 2014
2015-RR-1	remodelación de redes BT CD 13 IBAGUE	20/04/15	25/04/15	89.048.140	CSE 002-2013 057-2013
2015-RR-2	remodelación de redes BT CD 859 IBAGUE	27/04/15	07/05/15	109.793.773	CSE 002-2013 057-2013
2015-RR-3	remodelación de redes BT CD 358 IBAGUE	08/06/15	15/06/15	23.890.840	CSE 001-2013 057-2013
2015-RR-4	remodelación de redes BT CD 601 IBAGUE	16/06/15	04/07/15	171.433.337	CSE 001-2013 057-2013

ID_PROYECTO	DESCRIPCION	FECHA_INICIO	FECHA_FINAL	VALOR_REAL	OBSERVACION
2015-RR-5	remodelación de redes BT CD 1179 IBAGUE	06/07/15	27/07/15	184.694.573	CSE 001-2013 057-2013
2015-RR-6	remodelación de redes BT CD 824 IBAGUE	02/07/15	13/07/15	116.788.402	CSE 002-2013 057-2013
2015-RR-7	remodelación de redes BT CD 477 IBAGUE	28/07/15	10/08/15	136.521.298	CSE 001-2013 057-2013
2015-RR-8	remodelación de redes BT CD 467 IBAGUE	13/08/15	15/08/15	31.599.828	CSE 001-2013 057-2013
2015-RR-9	Remodelación de redes BT CD 1388 IBAGUE	07/09/15	26/09/15	162.350.587	CSE 001-2013 057-2013
2015-RR-10	Remodelación de redes BT CD 1903 IBAGUE	05/10/15	05/10/15	6.817.841	CSE 001-2013 057-2013
2015-RR-11	Remodelación de redes BT CD 493 IBAGUE	29/09/15	24/10/15	87.809.264	CSE 001-2013 057-2013
2015-RR-12	Remodelación de redes BT CD 310 IBAGUE	10/09/15	14/09/15	70.986.075	CSE 002-2013 057-2013
2015-RR-13	Remodelación de redes BT CD 307 IBAGUE	15/10/15	20/10/15	16.805.250	CSE 002-2013 057-2013
2015-RR-14	Remodelación de redes BT CD 292 IBAGUE	10/10/15	19/10/15	36.865.000	CSE 002-2013 057-2013
2015-RR-15	Remodelación de redes BT CD 16535 IBAGUE	16/09/15	17/09/15	4.329.591	CSE 002-2013 057-2013
2015-RR-16	Remodelación de redes BT CD 232 IBAGUE	18/09/15	14/10/15	47.975.682	CSE 002-2013 057-2013
2015-RR-17	Remodelación de redes BT CD 1395 IBAGUE	09/10/15	09/10/15	371.559	CSE 002-2013
2015-RR-18	remodelación de redes BT CD PLAN CENTRO CALLE 12 Y 13 IBAGUE	25/09/15	29/10/15	124.626.046	CSE 002 2013 057-2013
2015-RR-19	remodelación de redes BT CD 526 IBAGUE	26/10/15	10/12/15	144.308.207	CSE 001 2013 057-2013
2015-RR-20	remodelación de redes BT CD 00292-00291 IBAGUE	07/12/15	07/12/15	1.314.671	CSE 002 2013 057-2013
2015-RR-21	remodelación de redes BT CD 4854 CARMEN DE APICALA	04/06/15	12/06/15	107.118.290	CSE 002-2013 057-2013
2015-RR-22	Remodelación de redes BT CD 20002 ESPINAL	04/01/15	05/01/15	3.723.382	CSE 001-2013
2015-RR-23	Remodelación de redes BT CD 3067 ESPINAL	11/05/15	16/05/15	65.167.988	CSE 001-2013 057-2013
2015-RR-24	Remodelación de redes BT CD 4662 HERVEO	26/11/15	26/11/15	6.988.532	CSE 002 2013 057-2013
2015-RR-25	Remodelación de redes BT CD 4682 LERIDA	20/01/15	20/01/15	350.359	CSE 001-2013
2015-RR-26	Remodelación de redes BT CD 3091 MARIQUITA	17/06/15	01/07/15	203.660.151	CSE 002-2013 057-2013

ID_PROYECTO	DESCRIPCION	FECHA_INICIO	FECHA_FINAL	VALOR_REAL	OBSERVACION
2015-RR-27	Remodelación de redes BT CD 3090 MARIQUITA	09/11/15	30/11/15	214.299.413	CSE 002-2013 057-2013
2015-RR-28	Remodelación de redes BT CD 3111 MELGAR	11/05/15	23/05/15	134.528.745	CSE 002-2013 057-2013
2015-RR-29	Remodelación de redes BT CD 3462 MELGAR	26/05/15	30/05/15	105.737.922	CSE 002-2013 057-2013
2015-RR-30	Remodelación de redes BT CD 3467 MELGAR	01/06/15	03/06/15	58.207.300	CSE 002-2013 057-2013
2015-RR-31	Remodelación de redes BT CD 3702 MELGAR	24/08/15	24/08/15	2.036.457	CSE 001-2013
2015-RR-32	Remodelación de redes BT CD 3361 MELGAR	30/07/15	08/08/15	116.626.384	CSE 002-2013 057-2013
2015-RR-33	Remodelación de redes BT CD 2874 MELGAR	10/08/15	15/08/15	107.724.360	CSE 002-2013 057-2013
2015-RR-34	Remodelación de redes BT CD 3395 MELGAR	18/08/15	22/08/15	90.378.231	CSE 002-2013 057-2013
2015-RR-35	Remodelación de redes BT CD 2500 MELGAR	14/07/15	28/07/15	174.017.448	CSE 002-2013 057-2013
2015-RR-36	Remodelación de redes BT CD 2596 MELGAR	24/08/15	29/08/15	58.774.801	CSE 002-2013 057-2013
2015-RR-37	Remodelación de redes BT CD 4957 ORTEGA	19/05/15	01/06/15	129.969.306	CSE 001-2013 057-2013
2015-RR-38	Remodelación de redes BT CD 4958 ORTEGA	02/06/15	06/06/15	62.821.088	CSE 001-2013 057-2013
2015-RR-39	Remodelación de redes BT CD 4593 ROVIRA	17/08/15	02/09/15	161.913.290	CSE 001-2013 057-2013
Valor total inversiones registradas				30.183.798.402	

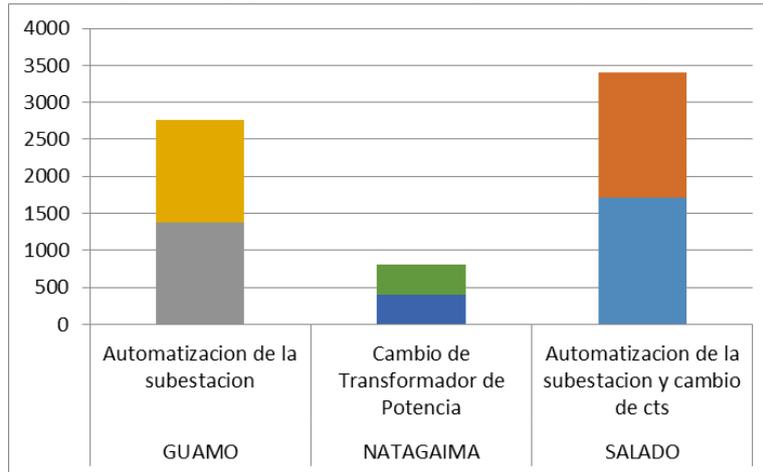
Fuente: SUI

3.5. PROGRAMA ANUAL DE REPOSICION Y/O REMODELACION DE SUBESTACIONES PARR

El O.R. ha cargado correctamente en el formato 22, el programa anual de reposición y/o remodelación en subestaciones, reportando las actividades a realizar en cada una de las subestaciones a intervenir, en las correspondientes fechas de inicio y terminación y detallando todos los parámetros considerados en el mencionado formato.

En la siguiente gráfica se muestra de modo consolidado, las actividades programadas para el año 2015 en las subestaciones de Guamo, Natagaima y salado, que hacen parte de los activos de la empresa.

Gráfica 3.6. PARR ENERTOLIMA SA ESP



Fuente: DTGE SSPD

En la subestación Guamo se programaron 1381 actividades que comprenden la automatización de la subestación. En la subestación Natagaima se programaron 404 actividades que correspondieron al cambio del transformador de potencia y en la subestación Salado se programaron 1705 actividades que comprende la automatización de la subestación.

A pesar que el Operador de Red objeto de esta evaluación integral está cumpliendo con la regulación de calidad del servicio, de conformidad con lo expuesto en el numeral 11.2.6.3 de la Resolución 097 de 2008 “Requisitos para la Aplicación del Esquema de Incentivos y Compensaciones”, la empresa no está cumpliendo con lo establecido en el artículo 3 de la Resolución 043 de 2010.

ANTECEDENTES

El considerando de la Resolución 043 de 2010 manifiesta que: “La resolución CREG 097 de 2008 anunció que la CREG definiría los procedimientos operativos de medición, registro y reporte necesarios, incluido el procedimiento de reporte de información al LAC.

Se hace necesario definir las reglas de registro y contabilización de las interrupciones asociadas al Programa Anual de Reposición y/o Remodelación en subestaciones.

Se hace necesario definir obligaciones adicionales a los OR y a los comercializadores respecto de la oportunidad y calidad de la información reportada al SUI a fin de garantizar la adecuada aplicación del esquema de incentivos y compensaciones a la calidad del servicio en los SDL”.

Igualmente, el artículo 3 de la misma resolución manifiesta que:

“Artículo 3. Interrupciones registradas en el Programa Anual de Reposición y/o Remodelación en subestaciones. Para el registro y la contabilización de los tiempos de interrupción registrados en el Programa Anual de Reposición y/o Remodelación en subestaciones a reportar al SUI, se deben seguir las siguientes reglas:

- a) Reportar los circuitos y los transformadores que se afectarán por los trabajos de remodelación y/o reposición en la subestación que será objeto de trabajos.

- b) Reportar las fechas inicial y final estimadas de afectación de la subestación. El tiempo total entre estas fechas será un tiempo máximo de referencia.
- c) Mínimo ocho días antes de iniciar los trabajos, el OR debe informar la fecha real de inicio, mediante comunicación escrita dirigida a la SSPD.
- d) Máximo tres días después de finalizar los trabajos, el OR debe informar la fecha real de finalización, mediante comunicación escrita dirigida a la SSPD.
- e) El tiempo real total no podrá exceder el tiempo máximo de referencia.
- f) Las interrupciones que durante el tiempo real de la remodelación y/o reposición de la subestación afecten los transformadores y/o circuitos previamente reportados se excluirán para efectos de calcular el ITAD.
- g) En caso de que un OR no reporte a la SSPD las fechas reales de inicio y finalización de los trabajos previamente registrados, en los plazos establecidos en los literales c y d de este artículo, se entiende que no realizó los trabajos y por lo tanto no podrá excluir interrupciones por este concepto.

Parágrafo 1. Para el registro del Programa Anual de Reposición y/o Remodelación en subestaciones correspondiente al año de inicio de aplicación del esquema de incentivos y compensaciones por parte del OR, éste deberá reportar los trabajos que realizará durante la fracción de año restante, dentro de los 30 días siguientes a la fecha de inicio del esquema.

Parágrafo 2. Este reporte deberá incluir los trabajos que haya realizado el OR desde la misma fecha de inicio del esquema. El SUI habilitará el aplicativo de reporte para su registro”.

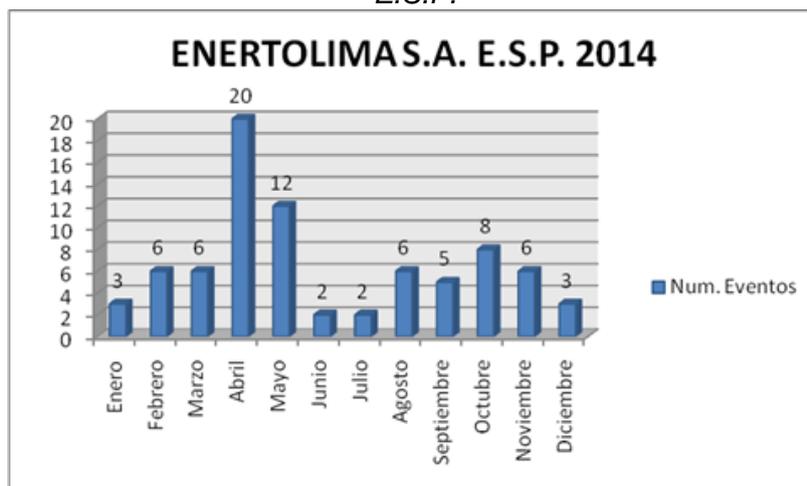
ENERTOLIMA SA ESP en el año 2015 no radicó en la SSPD ningún comunicado acerca de Programa Anual de Reposición y/o Remodelación en subestaciones.

Por lo anterior podemos concluir que el O.R. no dio cumplimiento con lo establecido en el Artículo 3 de la citada Resolución CREG puesto que no se radicaron los correspondientes oficios en las fechas establecidas para poner en conocimiento de la SSPD, el inicio y finalización de las actividades de reposición y/o remodelación, con el fin de excluir estas interrupciones causadas por las remodelaciones, del cálculo de los indicadores de calidad.

3.6 EVENTOS DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA

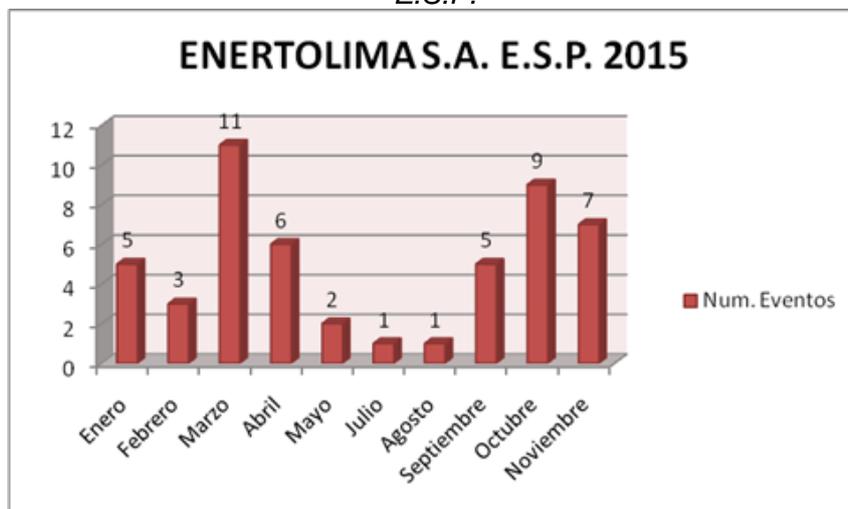
De acuerdo con el informe de eventos publicado por el Centro Nacional de Despacho – CND, se presentó en el sistema operado por la empresa COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P. (ENERTOLIMA) un total de 79 eventos en el año 2014 y 50 eventos en el año 2015, los cuales se han distribuido en distintos meses de la siguiente forma:

Gráfica 3.7. Relación de Eventos de Energía No Suministrada 2014 – ENERTOLIMA E.S.P.



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

Gráfica 3.8. Relación de Eventos de Energía No Suministrada 2015 – ENERTOLIMA E.S.P.



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

Al respecto, se observa una disminución en la cantidad de eventos presentados en 2015 respecto al año anterior, en donde según información de XM, se presentaron 79 eventos. Así mismo, de acuerdo con los eventos reportados por la empresa ante XM, el activo que tuvo mayor número de indisponibilidad fue EL PRADO, con 30 incidencias en el 2014 y 11 incidencias en el 2015.

4. ASPECTOS COMERCIALES

Se analizan los aspectos comerciales de la empresa relacionados con número de suscriptores, niveles de consumo, facturación, cumplimiento de requisitos de la factura y del Contrato de Condiciones Uniformes, CCU, de acuerdo con la Resolución CREG 108 de 1997, atención en oficinas de atención al usuario, tarifas, subsidios y contribuciones, calidad del servicio, nivel de satisfacción del usuario (NSU), entre otros.

4.1 ESTRUCTURA DEL MERCADO

4.1.1 Número de usuarios clasificados por tipo de uso

Tabla 4.1 Suscriptores COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A. ESP 2014 - 2015

Estrato / Uso	Tipo	2014		2015		Variación %
		Suscriptores a dic	% Participación	Suscriptores a dic	% Participación	
1	Residencial	102.537	24,31%	106.884	24,48%	4,24%
2	Residencial	193.078	45,78%	198.571	45,47%	2,84%
3	Residencial	61.296	14,53%	64.055	14,67%	4,50%
4	Residencial	18.402	4,36%	19.297	4,42%	4,86%
5	Residencial	4.495	1,07%	4.855	1,11%	8,01%
6	Residencial	865	0,21%	874	0,20%	1,04%
Total Residencial		380.673	90,26%	394.536	90,35%	3,64%
Industrial	No Residencial	463	0,11%	714	0,16%	54,21%
Comercial	No Residencial	35.304	8,37%	35.940	8,23%	1,80%
Oficial	No Residencial	1.863	0,44%	1.959	0,45%	5%
Otros	No Residencial	3.430	1%	3.548	1%	0%
Total No Residencial		41.060	9,74%	42.161	9,65%	2,68%
Total		421.733	100%	436.697	100%	3,55%

Fuente: SUI

Para el 2015, los usuarios o suscriptores de estratos 1 y 2 (residencial) tuvieron una participación del 72,24% del mercado, con 305.455 suscriptores, lo cual constituye la mayor concentración de usuarios de la empresa, con un comportamiento similar al año inmediatamente anterior. El estrato 3 tiene la tercera mayor participación en el mercado total de la empresa, con 64.055 suscriptores (15,15%), mientras que el mayor porcentaje de incremento de usuarios residenciales, respecto de 2014, corresponde al estrato 5, con un 8,01%.

En cuanto al uso no residencial se destaca el incremento del sector Industrial de un 54,21% pasando de 463 a 714 suscriptores, adicionando 251 nuevos usuarios.

A 31 de diciembre de 2015, COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A. ESP incorporó 14.964 nuevos suscriptores, lo cual corresponde a un incremento de 3,55% respecto al año anterior, de los cuales, 13.863 son residenciales y 1.101, son no residenciales.

4.2 NIVELES DE CONSUMO

Tabla 4.2 Consumo por Estrato y Sector de Consumo COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A. ESP 2014 – 2015

Estrato / Uso	Tipo	2014		2015		Variación %
		Consumo (kwh)	% Participación	Consumo (kwh)	% Participación	
1	Residencial	107.192.369	11,68%	111.918.007	11,46%	4,41%
2	Residencial	227.786.510	24,82%	235.136.042	24,08%	3,23%
3	Residencial	88.836.623	9,68%	90.787.091	9,30%	2,20%
4	Residencial	33.014.452	3,60%	34.127.132	3,50%	3,37%
5	Residencial	10.106.700	1,10%	10.646.676	1,09%	5,34%
6	Residencial	2.889.694	0,31%	2.910.898	0,30%	0,73%
Total Residencial		469.826.348	51,18%	485.525.846	49,72%	3,34%
Industrial	No Residencial	74.984.256	8,17%	94.519.816	9,68%	26,05%
Comercial	No Residencial	217.741.067	23,72%	225.904.119	23,14%	3,75%
Oficial	No Residencial	69.116.034	7,53%	72.760.629	7,45%	5,27%
Otros	No Residencial	86.256.241	9,40%	97.734.607	10,01%	13,31%
Total No Residencial		448.097.598	48,82%	490.919.171	50,28%	9,56%
Total		917.923.946	100%	976.445.017	100%	6,38%

Fuente: SUI

De acuerdo a la información de la tabla anterior, se observa que los estratos 1 y 2 representan el mayor consumo de energía eléctrica con un total de cerca de 347.054 MWh correspondiente al 35.54%, mientras que todo el uso No Residencial representa el 50,28% con cerca de 490.919 MWh; de esta manera, el sector No Residencial consume más de la mitad de Kwh del total consumidos en 2015.

También se destaca que el uso Comercial tuvo un incremento de consumo de energía eléctrica, del 23,14%, respecto del 2014, equivalente a cerca de 8.163 MWh y se presentó un incremento del 5,27% en el consumo de categoría Oficial; por otra parte se observa un incremento en el consumo del sector comercial en un 3,75% de 2014 a 2015, así como un aumento en un 9,56% del consumo total en el sector no residencial.

De manera general, se observa que de 2014 a 2015, el consumo se incrementó en un 6,38%.

4.3 ASPECTOS TARIFARIOS

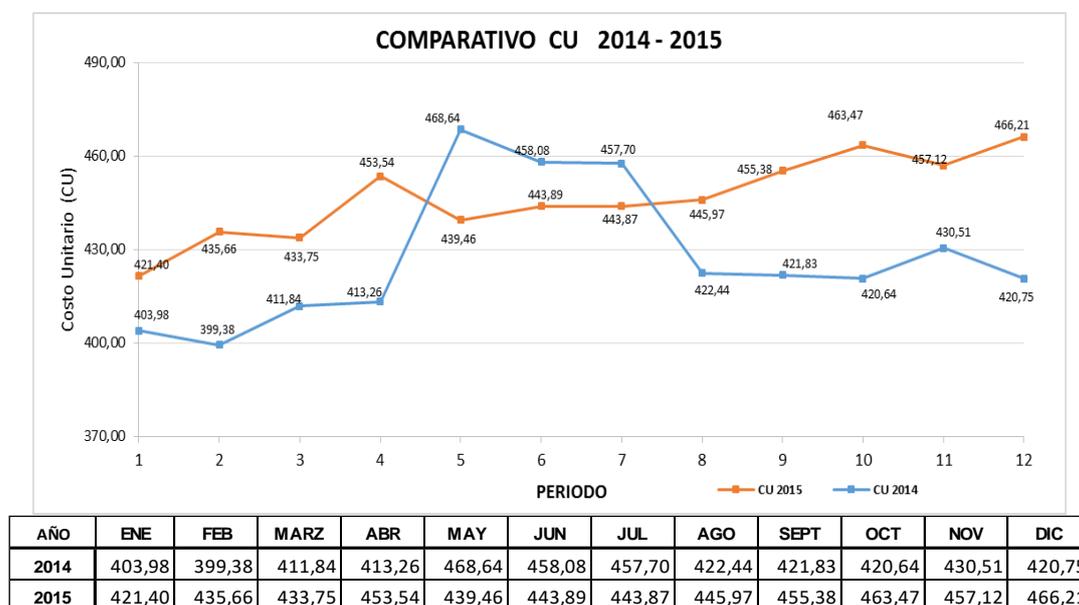
4.3.1. Costo Unitario de Prestación del servicio 2014 – 2015

Los pronósticos de llegada del Fenómeno del Niño para el año 2015 provocaron tendencias al alza, así para enero de 2015 el CU de la Compañía Energética del Tolima, se ubicó en los \$421.40 por kWh, que comparado con el CU del mismo mes pero del año 2014, con un valor de \$403.98 por kWh, representa un costo del 4.31% más alto entre vigencias.

En la gráfica a continuación se expone un comparativo para los años 2014 y 2015 el comportamiento mensual del costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica de usuarios regulados en nivel de tensión 1.

A pesar de la tendencia al alza que se presenta en el 2014, el CU promedio es inferior, para el año 2014, el costo unitario promedio anual fue de \$4427.42 por kWh y para el año 2015 de \$446.64 por kWh.

Grafica 4.1. Costo Unitario de Prestación de Servicios – CU, Años 2014 -2015



Fuente: Información Publicada por la E.S.P.

A pesar de la tendencia al alza que presenta el CU, en el mes de mayo se evidencia un decremento en el valor del mismo alcanzando 439.46 lo que representa un 14.08% menos en comparación al mes anterior.

En el mes de diciembre, se presenta el costo más alto del año alcanzando un valor de 466.21, esto debido a los componentes de Generación y Distribución cuya participación en la definición del CU fue de 35.80% y 38.94% respectivamente, presentando variaciones importantes durante el año.

Para la vigencia 2015, las fluctuaciones del CU de mayor consideración se presentaron entre los meses de febrero, abril y mayo, con un Incremento de 3.38%, 4.56% y un decremento de 3.10% respectivamente.

4.3.2. Análisis por componente del CU para los años 2014 – 2015

El año 2015, se mostró con un escenario complejo para el eslabón de la comercialización y en general del sector eléctrico. Durante la vigencia 2015 el fenómeno del niño afectó considerablemente el nivel de los embalses y por ende aumento de los precios de generación, la declaración de indisponibilidad de generadores térmicos y la potencial medida de racionamiento eléctrico, hicieron del año 2015 un año particular en su comportamiento, comparado con años anteriores que habían mostrado un comportamiento relativamente estable.

En este aparte se expone el análisis de cada uno de los componentes determinantes del CU durante el 2015, comparado con su comportamiento durante el 2014

4.3.2.1. Componente Generación

El comportamiento del componente de compra de energía, para el 2015 presenta mayores fluctuaciones a lo largo del año en comparación al 2014.

La variación porcentual más alta que se presentó fue del 31.84% en el mes de mayo, seguida de 15.53% en agosto.

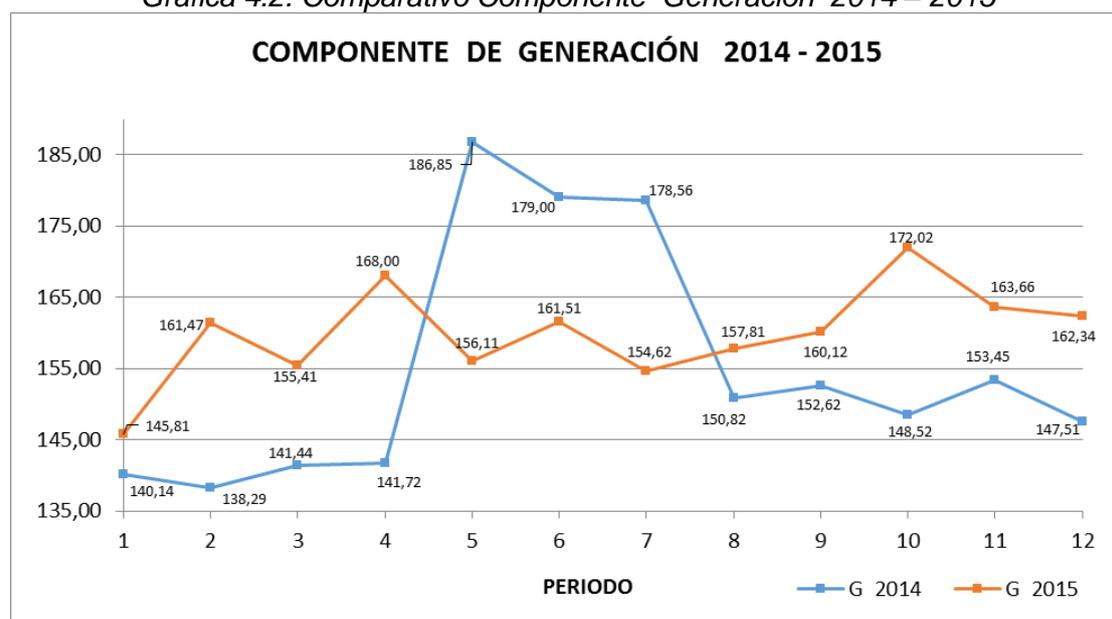
Para el 2015, las variaciones más fuertes se presentaron durante febrero, abril y octubre, se alcanzaron variaciones porcentuales del 10.74%, 8.10% y 7.43% respectivamente.

Para los meses de agosto, septiembre y diciembre, las variaciones fueron menores y en promedio fueron estables.

El costo promedio anual del componente de compra de energía para los años 2014 y 2015 fueron 154.91 y 159.91 respectivamente, lo que representa una diferencia entre años del 3.23% entre costos promedios de compra de energía por parte del comercializador.

Cabe resaltar que este componente es uno de los que más influyen en el cálculo del Costo Unitario, para el 2015 ocupó un 35.80% de este.

Gráfica 4.2. Comparativo Componente Generación 2014 – 2015



AÑO	ENE	FEB	MARZ	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
2014	140,14	138,29	141,44	141,72	186,85	179,00	178,56	150,82	152,62	148,52	153,45	147,51
2015	145,81	161,47	155,41	168,00	156,11	161,51	154,62	157,81	160,12	172,02	163,66	162,34

Fuente: información publicada por la ESP

El componente de Generación, se encuentra directamente relacionado con la capacidad de gestión de las ESP's para cubrir su demanda a partir de la configuración de compras de energía a través de contratos o en bolsa. El supuesto básico establece que una mayor exposición en bolsa, aumenta el riesgo de suministro de energía debido a la variabilidad de precios.

En el caso de Enertolima, se puede evidenciar que las condiciones de compra de energía para el 2014 presentaron una mayor dependencia de los precios de la bolsa y un menor cubrimiento de compra de energía a partir de contratos bilaterales, lo contrario ocurrió para el 2015 ya que presentó una disminución en la exposición a bolsa.

El comportamiento comparado de la exposición a bolsa para los años 2014 y 2015 se presenta en el siguiente gráfico:

Tabla 4.3. Porcentaje de exposición en bolsa

EXPOSICIÓN BOLSA			
MES	2014	2015	VARIAC.
ENE	21,71%	22,45%	0,74%
FEB	25,25%	22,07%	-3,18%
MAR	21,89%	21,44%	-0,44%
ABR	31,56%	18,31%	-13,26%
MAY	16,16%	5,10%	-11,07%
JUN	12,50%	1,11%	-11,39%
JUL	12,73%	-6,03%	-18,76%
AGO	10,13%	4,59%	-5,53%
SEPT	13,16%	1,26%	-11,90%
OCT	9,20%	0,29%	-8,91%
NOV	19,58%	-5,26%	-24,84%
DIC	18,59%	2,30%	-16,30%

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

Tabla 4.4. Exposición en bolsa

MES	2014	2015	DIFERENCIAS	VARIACIÓN
ENERO	3.324.920.814,36	4.347.912.842,66	1.022.992.028,30	30,77%
FEBRERO	4.013.756.351,38	3.374.971.960,94	-638.784.390,44	-15,91%
MARZO	3.141.305.339,21	4.443.693.934,80	1.302.388.595,59	41,46%
ABRIL	11.086.524.239,99	2.966.555.909,46	-8.119.968.330,53	-73,24%
MAYO	5.948.020.124,07	1.895.727.033,05	-4.052.293.091,02	-68,13%
JUNIO	4.226.488.461,27	596.369.139,92	-3.630.119.321,35	-85,89%
JULIO	2.612.752.233,63	293.110.840,96	-2.319.641.392,67	-88,78%
AGOSTO	2.160.350.620,42	1.120.532.283,47	-1.039.818.336,95	-48,13%
SEPTIEMBRE	2.421.983.263,57	1.504.585.775,60	-917.397.487,97	-37,88%
OCTUBRE	2.152.450.703,55	1.128.843.913,17	-1.023.606.790,38	-47,56%
NOVIEMBRE	3.061.546.951,10	273.136.297,98	-2.788.410.653,12	-91,08%
DICIEMBRE	2.917.694.544,58	1.536.297.244,15	-1.381.397.300,43	-47,35%
TOTAL	47.067.793.647,13	23.481.737.176,16	-23.586.056.470,97	-531,72%

Fuente: XM S.A ESP

4.3.2.2. Componente de Transmisión

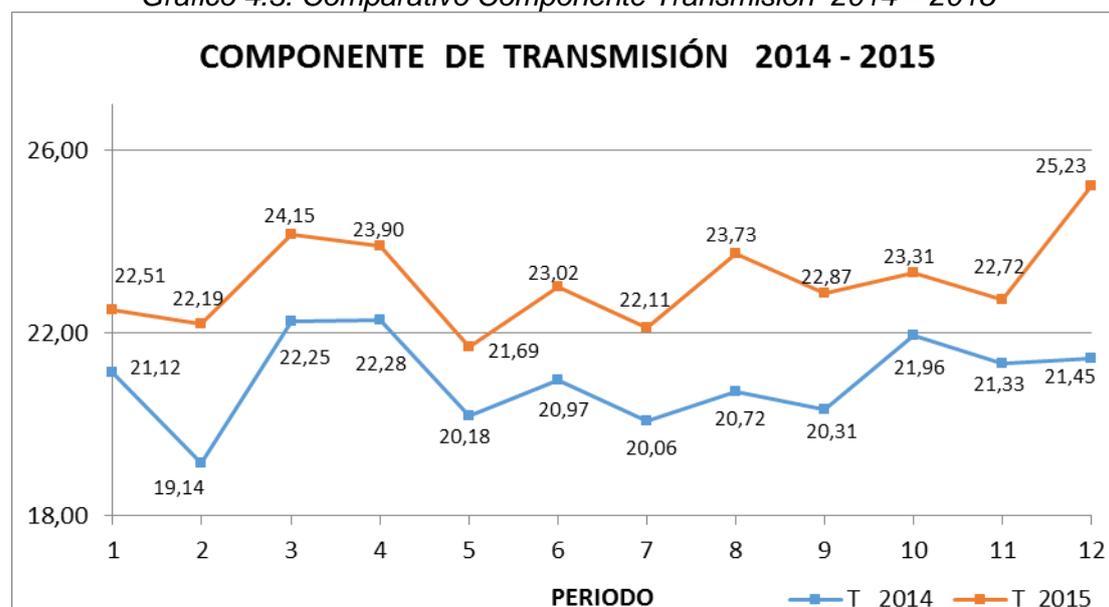
A partir de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 157 de 2011, en Julio de 2012, el LAC cambio la fecha de publicación de los cargos del STN Y STR donde el

insumo para el cálculo es la mejor información disponible, por lo que la información es publicada de manera actualizada, es decir, los cargos propios del mes m.

Para el 2014 la variación porcentual más alta en el componente de TRANSMISIÓN para Enertolima, se presentó durante el mes de marzo (16.22%), mientras tanto para 2015, el mes de diciembre fue el periodo con mayor variabilidad alcanzó un 11.04%.

La grafica a continuación presenta el comportamiento de la componente de Transmisión T:

Gráfico 4.3. Comparativo Componente Transmisión 2014 – 2015



AÑO	ENE	FEB	MARZ	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
2014	21,12	19,14	22,25	22,28	20,18	20,97	20,06	20,72	20,31	21,96	21,33	21,45
2015	22,51	22,19	24,15	23,90	21,69	23,02	22,11	23,73	22,87	23,31	22,72	25,23

Fuente: Información Publicada por la ESP

Al igual que el año 2014, durante el 2015 el prestador calculó su CU utilizando el T definido por XM, conforme lo definido por la normatividad regulatoria, presentando un comportamiento estable.

El componente de transmisión (T) se traslada de conformidad con la ubicación realizada por el operador del mercado. Teniendo en cuenta lo anterior, arroja un resultado promedio para el 2014 y 2015 de 20.98 \$/kWh y 23.12 \$/kWh respectivamente.

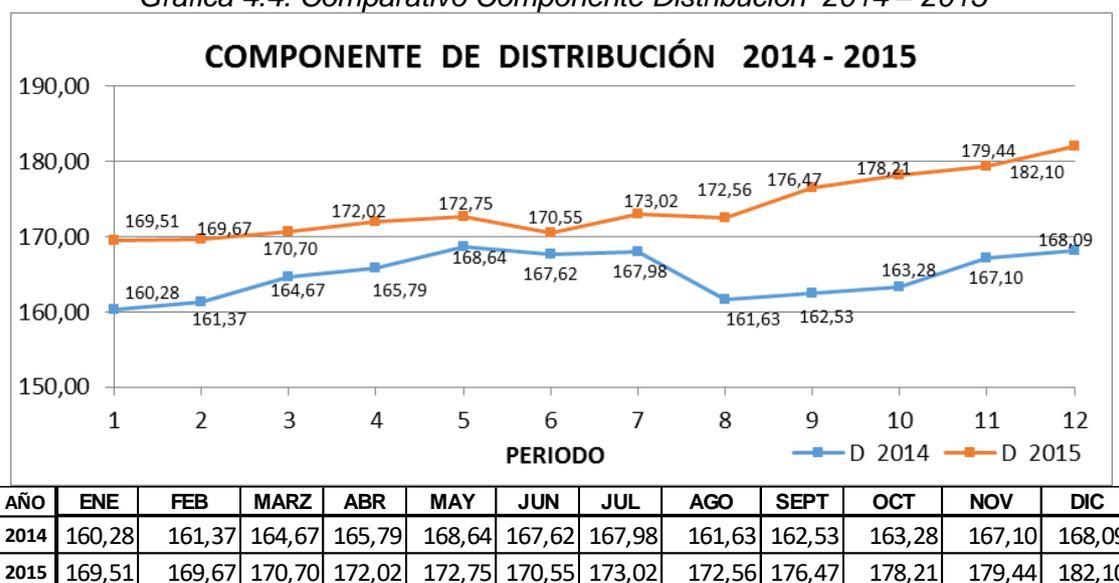
4.3.2.3. Componente de Distribución D

Cabe resaltar que este componente es uno de los que más influyen en el cálculo del Costo Unitario junto con la generación, para el 2015 ocupó un 38.94% de este.

El costo promedio anual del componente de DISTRIBUCIÓN para Enertolima, se ubicó en los \$164.92 por kWh en el año 2014 y \$173.92 por kWh para el 2015.

En la gráfica a continuación se muestra el comportamiento de este componente a lo largo del 2015 comparado con su comportamiento durante el 2014.

Gráfica 4.4. Comparativo Componente Distribución 2014 – 2015

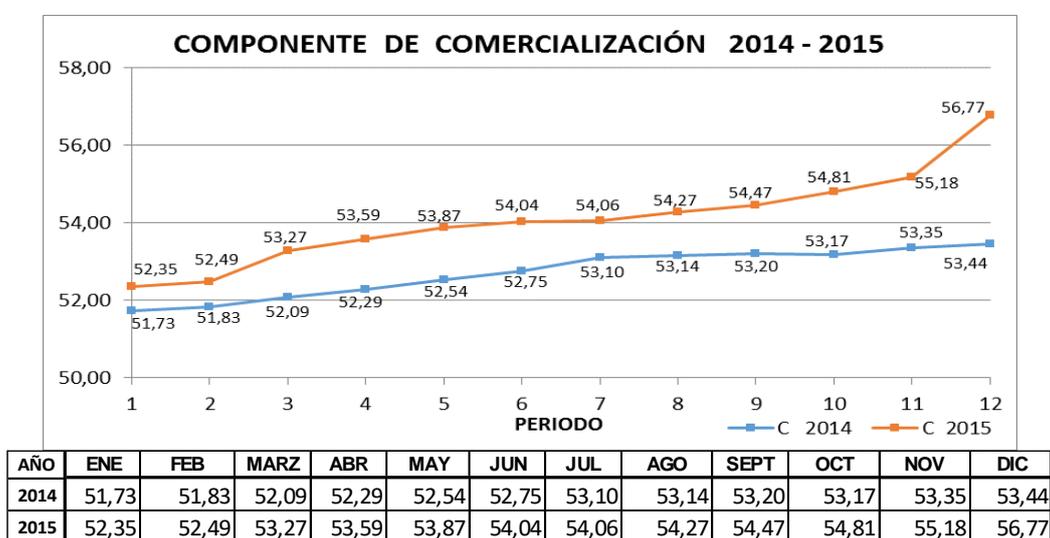


Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.2.4. Componente de Comercialización

Realizando un comparativo de 2014 y 2015, se puede observar que se mantiene la tendencia al alza de este componente. El promedio anual del componente de comercialización para Enertolima, para el año 2014 fue de \$52.72 por kWh mientras que para el 2015 fue de \$54.10 por kWh.

Gráfica 4.5. Comparativo Componente Comercialización 2014 – 2015

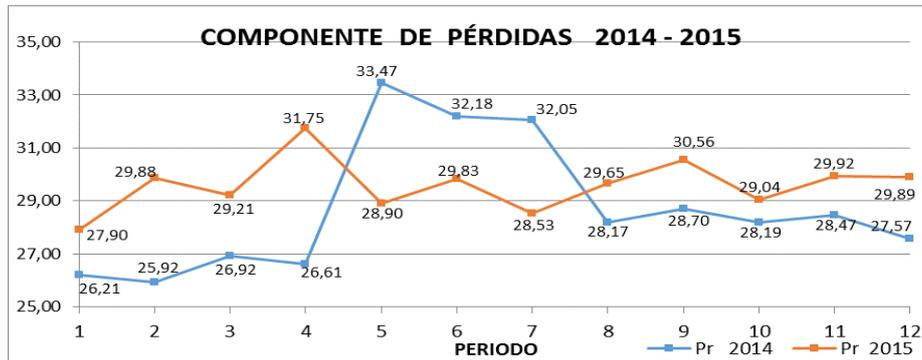


Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.2.5. Componente de Pérdidas

Se puede observar en la siguiente gráfica, que para los años en estudio se presentaron oscilaciones en este componente, sin embargo, el componente de pérdidas promedio en el 2014 fue de 28.71 cercano al del 2015 que fue de 29.59.

Gráfica 4.6. Comparativo Componente Pérdidas 2014 – 2015



AÑO	ENE	FEB	MARZ	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
2014	26,21	25,92	26,92	26,61	33,47	32,18	32,05	28,17	28,70	28,19	28,47	27,57
2015	27,90	29,88	29,21	31,75	28,90	29,83	28,53	29,65	30,56	29,04	29,92	29,89

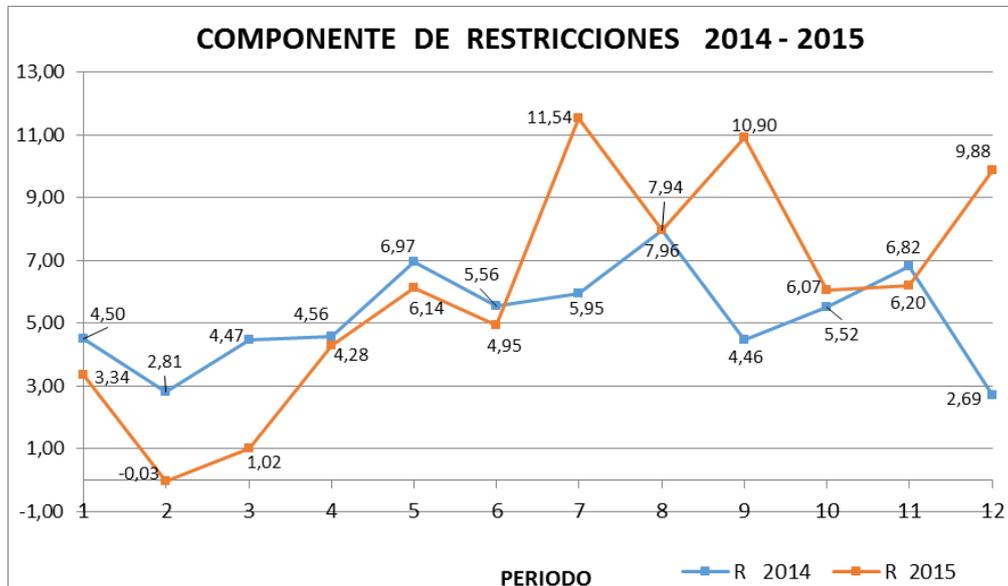
Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.2.6. Componente de Restricciones

En términos generales, la mayor participación en el CU la tienen las componentes de compra de energía y los cargos de distribución, sin embargo, dado que el componente de comercialización CV y las perdidas PR son relativamente estables, el comportamiento final del costo unitario de prestación del servicio lo definen el transporte TM, Distribución y las Restricciones RM.

En promedio se pagaron \$5.19 / kWh y \$6.02 / kWh durante el 2014 y 2015 respectivamente.

Gráfica 4.7. Comparativo Componente Restricciones 2014 – 2015



AÑO	ENE	FEB	MARZ	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
2014	4,50	2,81	4,47	4,56	6,97	5,56	5,95	7,96	4,46	5,52	6,82	2,69
2015	3,34	-0,03	1,02	4,28	6,14	4,95	11,54	7,94	10,90	6,07	6,20	9,88

Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.2.7. Porcentaje de participación por componente en el CU

En el cuadro a continuación se presenta la participación de cada uno de los componentes tarifarios en la definición del costo unitario de prestación del servicio.

Tablas 4.5. Participación por Componente 2014 – 2015

MES	GM		TM		PR		DT		CV		RM		CUV
1	145,81	34,60%	22,51	5,34%	27,90	6,62%	169,51	40,22%	52,35	12,42%	3,34	0,79%	421,40
2	161,47	37,06%	22,19	5,09%	29,88	6,86%	169,67	38,94%	52,49	12,05%	-0,03	-0,01%	435,66
3	155,41	35,83%	24,15	5,57%	29,21	6,73%	170,70	39,35%	53,27	12,28%	1,02	0,24%	433,75
4	168,00	37,04%	23,90	5,27%	31,75	7,00%	172,02	37,93%	53,59	11,81%	4,28	0,94%	453,54
5	156,11	35,52%	21,69	4,93%	28,90	6,58%	172,75	39,31%	53,87	12,26%	6,14	1,40%	439,46
6	161,51	36,39%	23,02	5,18%	29,83	6,72%	170,55	38,42%	54,04	12,17%	4,95	1,11%	443,89
7	154,62	34,83%	22,11	4,98%	28,53	6,43%	173,02	38,98%	54,06	12,18%	11,54	2,60%	443,87
8	157,81	35,39%	23,73	5,32%	29,65	6,65%	172,56	38,69%	54,27	12,17%	7,94	1,78%	445,97
9	160,12	35,16%	22,87	5,02%	30,56	6,71%	176,47	38,75%	54,47	11,96%	10,90	2,39%	455,38
10	172,02	37,12%	23,31	5,03%	29,04	6,27%	178,21	38,45%	54,81	11,83%	6,07	1,31%	463,47
11	163,66	35,80%	22,72	4,97%	29,92	6,54%	179,44	39,25%	55,18	12,07%	6,20	1,36%	457,12
12	162,34	34,82%	25,23	5,41%	29,89	6,41%	182,10	39,06%	56,77	12,18%	9,88	2,12%	466,21
PROM	159,91	35,80%	23,12	5,18%	29,59	6,62%	173,92	38,94%	54,10	12,11%	6,02	1,35%	446,64

Fuente: Publicaciones prestador - Cálculos DGTE

El 74.74% del CU, está determinado por los componentes de generación y distribución, sin embargo su comportamiento es relativamente estable a lo largo del año. Por otra parte, el componente de restricciones aunque representa un porcentaje más bajo en la definición del CU del 1.35%, presenta una mayor variación durante el año.

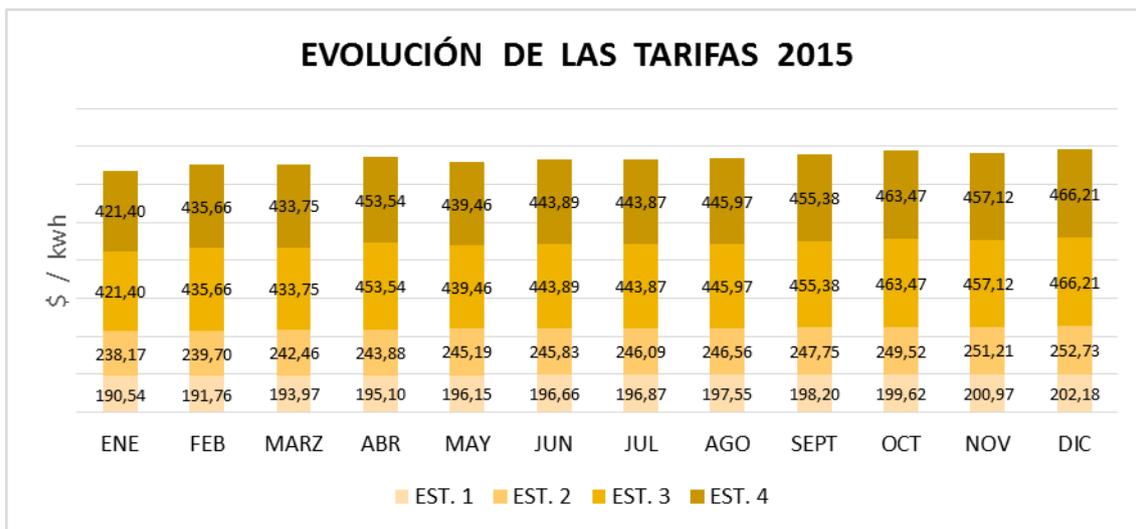
4.3.3. Evolución de las tarifas 2015

Las tarifas analizadas corresponden a las publicadas mensualmente por el prestador durante el 2014 y 2015, las cuales incluyen los cargos por uso de los sistemas de distribución local para redes aéreas del nivel de tensión I, con activos 100% propiedad de la empresa.

En la gráfica a continuación se observa la tarifa aplicada por Enertolima a cada estrato durante el año 2015; en el límite superior se reflejan las tarifas de estrato 4 y van descendiendo hasta el estrato 1 en el límite inferior.

Es así que para enero la tarifa aplicada fue de 421.40 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 190.54 \$/kWh.

Gráfica 4.8. Tarifas mensuales por estrato 2015



2015	ENE	FEB	MARZ	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
EST. 1	190,54	191,76	193,97	195,10	196,15	196,66	196,87	197,55	198,20	199,62	200,97	202,18
EST. 2	238,17	239,70	242,46	243,88	245,19	245,83	246,09	246,56	247,75	249,52	251,21	252,73
EST. 3	421,40	435,66	433,75	453,54	439,46	443,89	443,87	445,97	455,38	463,47	457,12	466,21
EST. 4	421,40	435,66	433,75	453,54	439,46	443,89	443,87	445,97	455,38	463,47	457,12	466,21

Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.4. Subsidios y Contribuciones durante el 2015

Los porcentajes de subsidios aplicados por el prestador no superaron los topes establecidos en la Ley, los estratos 1, 2 y 3 son subsidiados hasta con el 60%, 50% y 15% respectivamente.

En la siguiente tabla se presenta un comparativo entre los subsidios otorgados y contribuciones recaudadas para los años 2014 y 2015, de acuerdo con la información reportada al SUI por el prestador.

Tabla 4.6. Comparativo Subsidios y Contribuciones 2014 - 2015

EMPRESA	ACTIVIDAD	2014	2015	VARIACION	% VARIAC.	% PARTIC.
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P	Estrato 1	22.992.647.675 (\$)	24.523.448.066 (\$)	(\$)1.530.800.391	6,66%	38,60%
	Estrato 2	37.216.000.324 (\$)	38.954.686.998 (\$)	(\$)1.738.686.674	4,67%	61,31%
	Estrato 3	16.045.644 (\$)	56.445.644 (\$)	(\$)40.400.000	251,78%	0,09%
	TOTAL SUBSIDIOS	60.224.693.643 (\$)	63.534.580.708 (\$)	(\$)3.309.887.065	5,50%	100%
	Estrato 4	(\$)629.408	(\$)681.035	(\$)1.310.443	-208,20%	0,00%
	Estrato 5	(\$)826.187.929	(\$)900.954.120	(\$)74.766.191	9,05%	4,61%
	Estrato 6	(\$)236.818.592	(\$)247.809.946	(\$)10.991.354	4,64%	1,27%
	Industrial	(\$)992.207.993	(\$)960.829.503	(\$)-31.378.490	-3,16%	4,92%
	Comercial	(\$)15.061.804.466	(\$)16.734.791.108	(\$)1.672.986.642	11,11%	85,61%
	Oficial	(\$)665.270.313	(\$)746.865.752	(\$)81.595.439	12,27%	3,82%
	Provisional	(\$)25.077.761	(\$)25.683.585	(\$)605.824	2,42%	0,13%
	Alumbrado Publico	(\$)435.607	(\$)169.103	(\$)-266.504	-61,18%	0,00%
	Especial Asistencial	(\$)108.797.712	(\$)109.235.667	(\$)437.955	0,40%	0,56%
	Especial Educativo	(\$)100.380.604	(\$)99.917.692	(\$)-462.912	-0,46%	0,51%
	Areas Comunes	(\$)83.614.872	(\$)84.970.029	(\$)1.355.157	1,62%	0,43%
	Industrial Bombeo	(\$)69.930.755	(\$)77.426.681	(\$)7.495.926	10,72%	0,40%
	Distrito Riego	(\$)-287.669.052	(\$)-442.170.360	(\$)-154.501.308	53,71%	-2,26%
TOTAL CONTRIBUCIONES	(\$)17.882.228.144	(\$)19.547.163.861	(\$)1.664.935.717	9,31%	100%	
SUPERAVIT / DEFICIT	-42.342.465.499 (\$)	-43.987.416.847 (\$)	(\$)-1.644.951.348	3,88%	(\$)	

Fuente: SUI - Cálculos DTGE

Para el 2014 y 2015 el comportamiento del balance fue deficitario en los usuarios regulados, debido a que la mayoría de la población atendida por el prestador en este mercado pertenece a los estratos 1 y 2, los cuales tienen derecho a un subsidio máximo del 60% y 50% respectivamente, a pesar de que las contribuciones aumentaron para el 2015, el incremento que tuvieron los subsidios fue mucho mayor.

De acuerdo con la información reportada al SUI, el déficit del prestador en el 2014 fue \$42.342 millones y para el 2015 de \$43.987 millones.

La empresa otorgó durante el 2015 subsidios cercanos a los \$63.534 millones, de los cuales el 38.60% a los usuarios del estrato 1 (\$24.523 millones), el 61.31% a los del estrato 2 (\$38.954 millones) y por último casi el 1% (\$56 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 3, además facturó contribuciones por un valor aproximado de \$19.547 millones los cuales fueron en su mayoría (85.61%) del sector comercial (\$16.734 millones), el sector industrial representa el 4.92% de los aportes totales.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$43.987 millones de pesos, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$63.534 millones y recaudar un total de \$19.547 millones por concepto de contribución.

Se considera importante aclarar que el valor de \$56.445.644 mencionado como subsidios otorgados al estrato 3 corresponde a registros de ajustes a clientes que cambian del estrato 3 a estrato 1 o 2, se aclara que actualmente la compañía no otorga subsidios al estrato 3.

4.4 FACTURACIÓN

Tabla 4.7. Valor de facturación por estrato o uso COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A. ESP 2014 – 2015

Estrato/ Uso	Tipo	2014		2015		Variación %
		Facturación Anual	% Participación	Facturación Anual	% Participación	
Estrato 1	Residencial	45.731.731.654,0	12,6%	49.523.501.419	12,3%	8,3%
Estrato 2	Residencial	97.222.248.312,0	26,9%	104.187.829.486	25,8%	7,2%
Estrato 3	Residencial	37.634.463.927,0	10,4%	39.938.005.692	9,9%	6,1%
Estrato 4	Residencial	13.810.277.840,0	3,8%	14.818.540.463	3,7%	7,3%
Estrato 5	Residencial	4.131.836.119,0	1,1%	4.501.186.741	1,1%	8,9%
Estrato 6	Residencial	1.182.702.619,0	0,3%	1.238.972.955	0,3%	4,8%
Total Residencial		199.713.260.471,0	55,2%	214.208.036.756	53,1%	7,3%
Industrial	No Residencial	21.914.897.929,0	6,1%	30.675.916.959	7,6%	40,0%
Comercial	No Residencial	85.727.402.952,0	23,7%	92.418.194.734	22,9%	7,8%
Oficial	No Residencial	21.935.975.512,0	6,1%	24.497.355.082	6,1%	11,7%
Otros	No Residencial	32.638.549.707,0	9,0%	41.355.956.491	10,3%	26,7%
Total No Residencial		162.216.826.100,0	44,8%	188.947.423.266	46,9%	16,5%
TOTAL		361.930.086.571,0	100,0%	403.155.460.022,0	100,0%	11,4%

Fuente: SUI

Al final de 2015, el sector Residencial tiene una participación del 53,1% de la facturación, correspondiente a cerca de \$ 214.208 millones, mientras que el sector No Residencial participa con el 46,9% con cerca de \$ 188.947 millones.

El sector de más alta participación en la facturación total, corresponde al residencial estrato 2, con un 25,8%, seguido por el sector comercial, con un 22,9%.

En cuanto a la gestión de recaudo de la Empresa, según el informe de AEGR, se observa lo siguiente:

En el 2014 la Empresa obtuvo un porcentaje de recaudo del 98,7%, mientras que durante el 2015, obtuvo un porcentaje de recaudo del 98,6%. Para el anterior logro, de acuerdo con lo informado por el AEGR, se destaca que la empresa adelantó gestiones de recaudo ante clientes como la Gobernación del Tolima y el Ejército Nacional.

4.5. INFORMACIÓN EN LA FACTURA

Se verificó el contenido de una factura virtual de acuerdo a lo establecido en el artículo 42 de la Resolución CREG 108 de 1997 y se obtuvo lo siguiente:

Tabla 4.8. Verificación contenido de la factura con los requisitos mínimos de acuerdo a la Resolución CREG 108 de 1997

	REQUISITOS MÍNIMOS	EMCARTAGO S.A. ESP
a.	Nombre de la empresa responsable de la prestación del servicio.	Cumple
b.	Nombre del suscriptor y dirección del inmueble receptor del servicio.	Cumple
c.	Estrato socioeconómico y clase de uso del servicio.	Cumple
d.	Período por el cual se cobra el servicio, consumo correspondiente a ese período y valor.	Cumple
e.	Lectura anterior del medidor de consumo, si existiere.	Cumple
f.	Lectura actual del medidor de consumo, si existiere.	Cumple
g.	Causa de la falta de lectura, en los casos en que no haya sido posible realizarla.	Cumple
h.	Fechas máximas de pago oportuno, fecha de suspensión y/o corte del servicio y valor total de la factura.	Cumple
i.	Consumo en unidades físicas de los últimos seis (6) períodos, cuando se trate de facturaciones mensuales, y de los últimos tres (3) períodos, cuando se trate de facturaciones bimestrales; en defecto de lo anterior, deberá contener el promedio de consumo, en unidades correspondientes, al servicio de los seis (6) últimos meses.	Cumple
j.	Los cargos expresamente autorizados por la Comisión.	Cumple
k.	Valor de las deudas atrasadas.	Cumple
l.	Cuantía de los intereses moratorios, y señalamiento de la tasa aplicada.	Cumple
m.	Monto de los subsidios, y la base de su liquidación.	Cumple
n.	Cuantía de la contribución de solidaridad, así como el porcentaje aplicado para su liquidación.	Cumple
o.	Sanciones de carácter pecuniario.	Cumple
p.	Cargos por concepto de reconexión o reinstalación.	Cumple
q.	Otros cobros autorizados.	Cumple

Fuente: Verificación DTGE

Según revisión efectuada sobre una factura correspondiente a la prestación del servicio público de energía eléctrica (Radicado 20155290426512), se observa que de

manera general se cumple con lo dispuesto en el artículo 42, de la Resolución CREG 108 de 1997, “Requisitos mínimos de la factura” (ver resumen, tabla 4.4.)

No obstante, según el contenido de información en la mencionada factura de la Empresa, se observa que no se ha incluido información sobre el Operador de Red que atiende el servicio, ni los datos sobre calidad del servicio, conforme a lo dispuesto en el Inciso 5, Numeral 6.1., de la Resolución CREG 070 de 1998, así como Numeral 11.2.7.2., de la Resolución CREG 097 DE 2008, disposiciones en las cuales se determina lo siguiente:

- a) RESOLUCIÓN CREG 70 DE 1998, Numeral 6.1. Inciso 5
Todo Comercializador deberá discriminar en la factura por el servicio el nombre, dirección y teléfono del OR que atiende a sus respectivos Usuarios, con el fin de que el Usuario pueda efectuar las reclamaciones relacionadas con el servicio que presta el OR.
- b) RESOLUCIÓN CREG 097 DE 2008, Numeral 11.2.7.2.
En cada factura que emita el Comercializador a sus usuarios deberá presentar la siguiente información, con base en la información entregada por el OR:
- d) Valor a compensar cuando es un usuario “peor servido”. Complementariamente se deberá informar el valor de las variables CR y CMP utilizadas en el cálculo de la compensación.
- e) Nombre y Dirección del Operador de Red del sistema al que se conecta el Usuario y el número telefónico para comunicar al servicio de Atención Telefónica las interrupciones del servicio.

4.6. ATENCIÓN COMERCIAL

Enertolima cuenta con transformadores refrigerados en aceite vegetal que han sido instalados en las subestaciones de los municipios de Coello y Natagaima, por lo cual, incursiona en este tipo de transformadores inmersos en aceite vegetal, los cuales son 100% biodegradables, y permiten contribuir con la mejora en la continuidad del servicio de energía en estas zonas del departamento.

4.7. PETICIONES, QUEJAS Y RECLAMOS

La información que se muestra a continuación, corresponde a la reportada por la empresa en los años 2014 y 2015 a través de la plataforma SUI.

Tabla 4.10. Causales PQRs COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA 2014 - 2015

CAUSAL	AÑO 2014	AÑO 2015	DIFERENCIA 2015 - 2014
Aforo	34	19	-15
Alto consumo	15.567	12.515	-3052
Calidad del servicio	4.188	4.097	-91
Cambio de medidor o equipo de medida	57	26	-31
Cobro de otros bienes o servicios en la factura	23	24	1
cobro de otros cargos de la empresa	1.940	1.362	-578
cobro multiple	41	38	-3
Cobros inoportunos	17	29	12
Cobros por servicios no prestados	227	271	44
Condiciones de seguridad o riesgo	16.548	10.364	-6184
direccion incorrecta	95	61	-34
Entrega y oportunidad de la factura	1.896	1.184	-712
Error de lectura	917	783	-134
Estrato	1.185	1.282	97
Falla en la prestacion de servicio	67.872	72.949	5077
Inconformidad por conexion	1		-1
Medidor o cuenta cruzada	22	9	-13
Normalizacion del servicio	879	877	-2
Otras inconformidades	713	654	-59
Pago sin abono a cuenta	307	345	38
Por suspension, corte, reconexion y reinstalacion	35	116	81
Relacionada con cobros por promedio	2.640	1.698	-942
Revisiones a las instalaciones y medidor de usuario	662	503	-159
Solidaridad	31	43	12
subsídios y contribuciones	98	55	-43
Suspension por mutuo acuerdo	25	21	-4
tarifa cobrada	576	28	-548
tasas e impuestos	61	42	-19
Terminacion de contrato	3	2	-1
Total general	116.660	109.397	-7263

Fuente: SUI

Comparando los datos de 2015 con el año inmediatamente anterior, encontramos que hubo una disminución de PQRs, representado en 7263 quejas; adicionalmente, la diferencia más grande en número de quejas de un año a otro corresponde a la causal "Falla en la prestación del servicio" con un incremento de 5077 quejas.

4.8. CONTRATO DE CONDICIONES UNIFORMES

Se verificó el contenido del Contrato de Condiciones Uniformes de la Empresa Distribuidora de Energía del Pacífico S.A. ESP, publicado en la página web, de acuerdo a lo establecido en el artículo 7, 37 y 27 de la Resolución CREG 108 de 1997 y 5 de la Resolución CREG 225 de 1997, donde se obtuvo lo siguiente:

Tabla 4.11. Verificación contenido CCU

	Requerimientos	Disposición Regulatoria	ENERTOLIMA S.A. ESP
1	Identidad de la empresa oferente del contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
2	Determinación del servicio público que ofrece.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
3	Condiciones que debe reunir el solicitante de un servicio y el inmueble para poder obtener el derecho a recibir el servicio.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
4	Las obligaciones, deberes y derechos, que corresponden a cada una de las partes, los cuales deberán determinarse en forma expresa, clara y concreta.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
5	Exclusividad en la destinación del servicio.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
6	Área geográfica claramente determinada, en la cual la empresa ofrece prestar el servicio.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
7	Obligaciones del usuario en relación con la conexión y la propiedad de ésta.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
8	Niveles de calidad y continuidad con que prestará el servicio a sus suscriptores o usuarios.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
9	Transcripción del texto de las normas legales que establecen la responsabilidad de la empresa por falla en la prestación del servicio.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
10	Causas por la cuales la empresa o el suscriptor o usuario pueden dar por terminado el contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
11	Derechos de cada una de las partes en caso de incumplimiento	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple

	Requerimientos	Disposición Regulatoria	ENERTOLIMA S.A. ESP
	de las obligaciones contractuales por parte de la otra. Con tal fin el contrato deberá indicar qué hechos permiten a la empresa imponer sanciones a los usuarios.		
12	Casos y condiciones en los cuales procede la cesión del contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
13	Casos en los cuales se requiere el consentimiento de terceras personas a las cuales se preste el servicio en virtud del contrato, cuando este pretenda modificarse, suspenderse o terminarse.	Res CREG 108/97, art 7°	No cumple
14	Eventos en los cuales el incumplimiento del contrato da lugar a la suspensión del servicio, y el procedimiento para ello.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
15	Eventos en los cuales el incumplimiento del contrato da lugar a resolver el contrato y al corte del servicio, así como el procedimiento para ello.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
16	Forma, tiempo, sitio y modo en los que la empresa hará conocer la factura de los suscriptores o usuarios y contenido mínimo de estas.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
17	Medidas que faciliten razonablemente a la empresa y al suscriptor o usuario verificar la ejecución o el cumplimiento del contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	No cumple
18	Facultades y obligaciones relativas a la instalación, mantenimiento, reposición y control del funcionamiento de los medidores.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
19	Procedimiento para medir el consumo, cuando razonablemente no sea posible hacerlo con instrumentos.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
20	Bienes y servicios que está obligado a pagar el suscriptor o usuario en desarrollo del contrato.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
21	Trámite que se dará a los recursos que presente el suscriptor o usuario y funcionario (s) que debe resolverlos.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
22	Garantías que puede otorgar el suscriptor o usuario para respaldar el pago de las facturas, con sujeción a lo previsto en el inciso final del artículo 147 de la Ley 142 de 1994.	Res CREG 108/97, art 7°	Si cumple
23	Parámetros de desviaciones significativas	Res CREG 108/97, art 37°	Si Cumple
24	Otros cobros. Revisión de instalaciones, transformadores y otros conceptos	Res CREG 108/97, art 27°	Si Cumple
25	Costos de actividades de reconexión, reinstalación y como cuantificarlos	Res CREG 225/97, art 5°	No Cumple

Fuente: Verificación DTGE

Según revisión efectuada sobre el Contrato de Condiciones Uniformes de la Empresa, frente a lo establecido en la Resolución CREG 108 DE 1997, Artículo 7°, la Resolución CREG 225 De 1997, Artículo 5°, en su contenido no se encontró:

- Niveles de calidad y continuidad con que prestará el servicio a sus suscriptores o usuarios.
- Casos en los cuales se requiere el consentimiento de terceras personas a las cuales se preste el servicio en virtud del contrato, cuando este pretenda modificarse, suspenderse o terminarse.
- Costos de actividades de reconexión y forma de cuantificarlos.

4.9. CUMPLIMIENTO DE INFORMACIÓN PUBLICADA EN LA PÁGINA WEB

Tabla 4.12. Verificación cumplimiento información publicada en página web

	Requerimientos	ELECTROHUILA S.A. ESP
1	Resolución CREG 156 de 2011: Artículo 53. Información para los usuarios. Todos los agentes que desarrollen la actividad de Comercialización de energía eléctrica deberán incluir en su página web un enlace en el que únicamente se publique información actualizada sobre el proceso de cambio de comercializador	Cumple
1.1	Un enunciado claro y conciso que informe sobre el derecho que le asiste al Usuario a elegir libremente su comercializador, haciendo hincapié en la diferencia entre la figura del comercializador y la del operador de red	Cumple
1.2	El número de comercializadores que prestan el servicio en cada mercado de comercialización que atiende	Cumple
1.3	El costo unitario de prestación del servicio a Usuarios regulados que ha aplicado en cada mercado de comercialización durante el mes correspondiente y cada uno de los doce (12) meses anteriores.	Cumple
1.4	Información sobre las clases de contrato ofrecidos por la empresa a cada tipo de Usuario.	Cumple
1.5	Información detallada sobre los requisitos y el procedimiento para el cambio de comercializador	Cumple

Fuente: Verificación DTGE

Realizada la verificación, se evidencia que la empresa da cumplimiento a lo estipulado en el Artículo 53 de la Resolución 156 de 2011.

Adicionalmente, se destaca que la Empresa, a través de radicado SSPD 20165290018612, informó a la SSPD, sobre la publicación de la aprobación de las obras civiles, suspensión y reconexión del servicio en las zonas urbana y rural, tarifas por georeferenciación, entre otras.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

Tabla 5.1. Evaluación de la gestión

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2015	Resultado	Observación
Margen Operacional	13,38%	25%	Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	21,80	5	No Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	45,96	42	Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	24,93	67	No Cumple
Razón Corriente – Veces	1,36	1,00	No Cumple

Fuente: SUI

La empresa cumple con los referentes de margen operacional y de rotación de cuentas por cobrar, según la normativa establecida por la comisión de regulación para energía y gas combustible (CREG), en su resolución 072 de 2002, modificada por la resolución 034 de 2004, como se puede observar en el gráfico anterior.

La rotación de las cuentas por cobrar de Enertolima es de 42 días, cumple con el referente aunque desmejora con respecto al año 2014 en 2 días.

El cubrimiento de Gastos financieros según informe, cargado al SUI de los indicadores da como resultado 5,38%, no cumple con el referente a lo cual la empresa explica que: "(...) El resultado de este indicador para el año 2015 es dado por la disminución de los servicios de deuda intereses financieros - gracias a la disminución de tasas de interés en acuerdos logrados con algunas entidades financieras (...)"

En cuanto al Margen el concepto del AEGR dice: "El resultado del año 2015 refleja un indicador de 24.67% frente a 23.63% del año 2014.

Este indicador Si Cumple con el referente expuesto por la SSPD, y mejora respecto de los años anteriores.

La compañía generó un nivel de Ebitda mayor en \$22.131.317.033 respecto del año 2014, finalizando en \$130.030.686.051, lo que evidencia que la empresa mantuvo un favorable manejo de costos y gastos frente a los ingresos obtenidos durante el año auditado."

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

En esta sección se tendrá en cuenta dos puntos importantes que están relacionados con calidad y la oportunidad de la información, el primero corresponde a las reversiones solicitadas por el prestador Compañía Energética del Tolima S.A E.S.P, y el segundo corresponde a los formatos que se encuentran pendientes por cargar al Sistema Único de Información – SUI durante el último año.

En la siguiente tabla se presenta las solicitudes de reversiones del prestador durante el año 2014-2015. Las reversiones son solicitudes de cambio de la información previamente cargada y certificada por el prestador en el Sistema Único de Información - SUI. Cada solicitud de reversión indica que el prestador ha cometido un error en el reporte de información en algún formato, ya sea comercial, técnico o financiero y debe ser modificada para garantizar la calidad y oportunidad de la misma..

Tabla 6.1. Solicitudes de reversión

Id. Solicitud	Fecha de Creación	Estado
1562	10/06/2014	TRAMITADA
3213	09/12/2014	TRAMITADA
8631	01/09/2015	TRAMITADA

Fuente: DBSUI

Como se muestra en la tabla anterior, durante el año 2014 y 2015 se tramitaron y se aprobaron 3 reversiones. El estado en la que se encuentran es “tramitado”, es decir que fueron aprobadas las solicitudes presentadas por el prestador y actualmente se encuentra la nueva información cargada y certificada en el sistema SUI. En la siguiente tabla se detalla los formatos y las fechas de modificación de información.

Tabla 6.2. Formatos y fechas de modificación de información

Tipo Periodo	Estado	Formato	Año	Periodo	Estado
M	RADICADO	Formulario 10	2014	5	EJECUTADA
S	RADICADO	Formulario C - NIF: Avance de Ejecución del Plan de Implementación NIF Anual	2014	2	EJECUTADA
A	I	PLAN CONTABLE	2014	1	EJECUTADA

Fuente: DBSUI

Por otro lado, con respecto a la oportunidad de cargue este tema se evalúa teniendo en cuenta el número de formatos habilitados y el número de formatos certificados por el prestador en cada periodo de cargue de información. Estos indicadores se calculan dependiendo la periodicidad del reporte del formato y se representa de manera porcentual, dando como resultado el número de formatos pendientes y su porcentaje de cargue.

En la siguiente tabla se representa la oportunidad de cargue de información del prestador para cada uno de los tópicos y los formatos habilitados durante el 2015. El porcentaje se presenta de forma mensual, trimestral, semestral y anual dependiendo

del periodo de reporte de cada uno según lo establecido en las resoluciones de cargue de información al SUI.

Tabla 6.3. Oportunidad de cargue de información

Tópico	Formato/Formulario	MENSUAL	SEMESTRAL	ANUAL	TRIMESTRAL
COMERCIAL Y DE GESTIÓN	450-FORMATO 13	100	NaN	NaN	NaN
	1454-FORMATO 2 - 1014 ELECTROHUILA S.A. E.S.P.	100	NaN	NaN	NaN
	ENE-C-1004- Comercializadores dentro del Mercado	100	NaN	NaN	NaN
	1385-FORMATO 1 - 2020 DICEL S.A. E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	5017-FORMATO 12 - INFORMACIÓN AREAS RURALES DE MENOR DESARROLLO	100	NaN	NaN	NaN
	1496-FORMATO 3 - 2103 CODENSA S.A. ESP	100	NaN	NaN	NaN
	452-FORMATO 15	100	NaN	NaN	NaN
	1473-FORMATO 3 - 502 CHEC S.A. E.S.P.	100	NaN	NaN	NaN
	1392-FORMATO 1 - 2249 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	451-FORMATO 14	NaN	100	NaN	NaN
	458-FORMATO 21	91,66666667	NaN	NaN	NaN
	448-FORMATO 11	100	NaN	NaN	NaN
	1360-FORMATO 1 - 480 ISAGEN	100	NaN	NaN	NaN
	1416-FORMATO 1 - 20437 ENERTOTAL S.A. E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	457-FORMATO 20	NaN	NaN	NaN	100
	1415-FORMATO 1 - 20256 E2 ENERGIA EFICIENTE S.A. E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	1502-FORMATO 3 - 3332 ENERTOLIMA S.A E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	443-FORMATO 6	100	NaN	NaN	NaN
	1370-FORMATO 1 - 595 EEC-ESP	100	NaN	NaN	NaN
	1462-FORMATO 2 - 2103 CODENSA S.A. ESP	100	NaN	NaN	NaN
	453-FORMATO 16	NaN	NaN	NaN	100
	1506-FORMATO 1 - 25984 ITALENER S.A. ESP	100	NaN	NaN	NaN
	1488-FORMATO 3 - 1014 ELECTROHUILA S.A. E.S.P.	100	NaN	NaN	NaN
	1371-FORMATO 1 - 597 EMGESA S.A. E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
1367-FORMATO 1 - 536 EPSA E.S.P	100	NaN	NaN	NaN	
1393-FORMATO 1 - 2322 VATIA	100	NaN	NaN	NaN	

Tópico	Formato/Formulario	MENSUAL	SEMESTRAL	ANUAL	TRIMESTRAL
	1439-FORMATO 2 - 502 CHEC S.A. E.S.P.	100	NaN	NaN	NaN
	1503-FORMATO 3 - 3370 ENERCA SA ESP	100	NaN	NaN	NaN
	1468-FORMATO 2 - 3332 ENERTOLIMA S.A E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	1469-FORMATO 2 - 3370 ENERCA SA ESP	100	NaN	NaN	NaN
	1407-FORMATO 1 - 3332 ENERTOLIMA S.A E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	1378-FORMATO 1 - 1014 ELECTROHUILA S.A. E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	1368-FORMATO 1 - 564 EE.PP.M. E.S.P	100	NaN	NaN	NaN
	454-FORMATO 17	NaN	NaN	100	NaN
	6027-FORMATO 1 - 27572 CEMEX ENERGY SAS ESP	100	NaN	NaN	NaN
ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO	795-COSTOS Y GASTOS ENERGIA	NaN	100	100	NaN
	872-FLUJO DE CAJA PROYECTADO ENERGIA RES 2395	NaN	NaN	100	NaN
	873-CONCEPTOS FLUJO DE CAJA ENERGIA RES 2395	NaN	NaN	100	NaN
	870-CUENTAS POR COBRAR ENERGIA RES 2395	NaN	100	100	NaN
	871-CUENTAS POR PAGAR ENERGIA RES 2395	NaN	100	100	NaN
	875-CONCEPTOS ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO ENERGIA RES 2395	NaN	NaN	100	NaN
	874-ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO ENERGIA RES 2395	NaN	NaN	100	NaN
	876-BALANCE GENERAL PROYECTADO ENERGIA RES 2395	NaN	NaN	100	NaN
	877-CONCEPTOS BALANCE GENERAL PROYECTADO ENERGIA RES 2395	NaN	NaN	100	NaN
AUDITOR	AGR-A-0001-01. Datos Básicos Evaluación Sistema de Control Interno	NaN	NaN	100	NaN
	ENE-A-0017-17. Indicadores y Referentes de la Evaluación de Gestión	NaN	NaN	100	NaN
	ENE-A-0019-19. Concepto AEGR del indicador y referente de la evaluación de gestión	NaN	NaN	100	NaN
	AGR-A-0002-02. Encuesta Evaluación Sistema de Control Interno	NaN	NaN	100	NaN
	ENE-A-0012-12. Concepto Gral Evaluación y	NaN	NaN	100	NaN

Tópico	Formato/Formulario	MENSUAL	SEMESTRAL	ANUAL	TRIMESTRAL
	Resultados				
	761-MATRIZ DE RIESGO ENERGIA	NaN	NaN	100	NaN
	ENE-A-0020-20. Concepto del AEGR sobre el indicador de nivel de riesgo	NaN	NaN	100	NaN
	949-ORGANIGRAMA PDF ENERGIA	NaN	NaN	100	NaN
	1602-Informe de Auditoria Externa de Gestion y Resultados año 2015 -PDF Energia	NaN	NaN	100	NaN
	951-ANALISIS Y EVALUACION DE PUNTOS ESPECIFICOS PDF ENERGIA	NaN	NaN	100	NaN
	947-NOVEDADES PDF ENERGIA	NaN	NaN	100	NaN
	952-CONCEPTO ENCUESTA CONTROL INTERNO PDF ENERGIA	NaN	NaN	100	NaN
	ENE-A-0007-07. Concepto General Sobre el Nivel de Riesgo	NaN	NaN	100	NaN
	950-VIABILIDAD FINANCIERA PDF ENERGIA	NaN	NaN	100	NaN
	ENE-A-0021-21. Indicadores de Nivel de Riesgo	NaN	NaN	100	NaN
	TÉCNICO OPERATIVO	ENE-T-1003-Formulario 10	100	NaN	NaN
465-FORMATO 27 DESCUENTOS Y EXENCIONES CONTRIBUCIONES		NaN	NaN	NaN	100
456-FORMATO 19		NaN	NaN	NaN	100
441-FORMATO 4		100	NaN	NaN	NaN
442-FORMATO 5		100	NaN	NaN	NaN
ENE-T-1001-Formulario 7		NaN	NaN	NaN	100
460-FORMATO 23		NaN	NaN	100	NaN
ENE-T-1002-Formulario 9		NaN	NaN	NaN	100
463-FORMATO 25		NaN	100	NaN	NaN
455-FORMATO 18		NaN	NaN	100	NaN
445-FORMATO 8		NaN	NaN	NaN	100
461-FORMATO 24		NaN	NaN	100	NaN
459-FORMATO 22		NaN	NaN	100	NaN

Fuente: DBSUI

En promedio el prestador presenta un porcentaje de cargue del 100% es decir que para el periodo comprendido entre enero y diciembre de 2015, actualmente, no tiene pendiente formatos de información por cargar al sistema.

Sin embargo, la superintendencia realiza el seguimiento del cargue de información a través de varias herramientas de consulta y estadística para dar cumplimiento y

mejorar la oportunidad del cargue de información del prestador. Así mismo, realiza la evaluación de la información cargada por el prestador para identificar tanto la coherencia como la calidad de la misma con el fin de mejorar los procesos de vigilancia que se realizan a través del reporte de información del prestador.

7. ACCIONES DE LA SSPD

A continuación se muestra la información suministrada por la Dirección de Investigación de Energía y Gas Combustible:

Tabla 7.1. Acciones de la SSPD frente a la empresa

Nro Expediente	Número de Resolución	Nit. Empresa	Nombre de la Empresa	Tipo de Sanción	Valor Final	Motivos	Firmeza
2014240350600100E	20152400017645	8090114449	COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A E.S.P	MULTA	\$120.493.450	POR INCUMPLIMIENTO A OTRAS OBLIGACIONES DEL PRESTADOR	pendiente resolver Rep
2014240350600015E	20152400052365	8090114449	COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A E.S.P	MULTA	\$14.820.050	POR INCUMPLIMIENTO A OTRAS OBLIGACIONES DEL PRESTADOR	pendiente resolver Rep

Fuente: Dirección de Investigaciones de Energía y Gas Combustible

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Financieras

- Enertolima aumenta sus ingresos en 15,40%, y a pesar de que los costos y gastos operacionales también tuvieron un incremento significativo la empresa obtuvo utilidad operacional.
- ENERTOLIMA S.A. E.S.P. el año 2015 obtuvo un incremento del 92,26% en su utilidad neta, pasando de \$ 7.245 millones en el año 2014 a \$13.930 millones para el año 2015, explicado principalmente por el incremento en sus ingresos operacionales y de los otros ingresos extraordinarios, por valor de \$7.597 millones dentro de los cuales se incluyen las indemnizaciones y la venta de activos.
- PROVISIÓN Y FONDEO DEL PASIVO PENSIONAL. ENERTOLIMA .S.A EPS no contó durante el año 2015 con personal pensionado.
- La Opinión de viabilidad financiera por parte del AEGR - Gestión Futura Auditores dice que: "(...) Nuestra opinión se basa en los análisis solicitados por la Superintendencia y la información entregada por la Compañía, además de la cargada al SUI. De esta manera, podemos establecer que los resultados obtenidos por ENERTOLIMA S.A. E.S.P. para el período auditado son favorables frente a sus conceptos de liquidez, solvencia, endeudamiento y rentabilidad, por cuanto no encontramos situaciones que indiquen la existencia de riesgos que puedan afectar la viabilidad financiera de la Compañía. (...)"

Comerciales

- Se debe revisar el CCU e incluir la información que no se pudo identificar en la verificación realizada.
- Respecto a la revisión de la factura, se observa que no se ha incluido información sobre el Operador de Red que atiende el servicio, ni los datos sobre calidad del servicio, conforme a lo dispuesto en el Inciso 5, Numeral 6.1., de la Resolución CREG 070 de 1998, así como Numeral 11.2.7.2., de la Resolución CREG 097 DE 2008.

Tarifarias

- Durante el 2015, las tarifas presentaron un comportamiento con tendencia a la alza, el costo unitario de prestación promedio fue de \$446.64 /kWh.
- En términos generales, la mayor participación en el CU la tienen las componentes de compra de energía G y los cargos de distribución D, sin embargo, dado que el componente de comercialización CV y las perdidas PR son relativamente estables, el comportamiento final del costo unitario de prestación del servicio lo definen el transporte TM, Distribución y las Restricciones RM.
- Con respecto a los subsidios y contribuciones en el 2015 se presentó un déficit de \$43.987 millones.

Proyectó: Rocío del Pilar Hernández – Profesional DTGE
Rodrigo Arturo Marín – Profesional DTGE
Paola Peñaranda – Profesional DTGE
Fabio Alberto Aldana – Profesional Especializado DTGE
Héctor Leonardo Garzón – Profesional SDEGC

Revisó: Luis Carlos Rodríguez Bello – Director Técnico de Gestión de Energía
Laura Camacho Rosso – Contratista SDEGC
Francisco Toro Zea – Contratista SDEGC

Aprobó: José Fernando Plata Puyana – Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible.