

**EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO 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, Junio 2015**

EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P

ANÁLISIS AÑO 2014

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

Comercializadora y Distribuidora de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P. se constituyó en el año 1999 para desarrollar las actividades de comercialización, y distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional. La empresa tiene un capital autorizado \$8.000.000.000 dividido en 4.00.000 acciones con un valor nominal de \$20.000, cada una, y un capital suscrito y pagado de \$ 8.000.000.000. Tiene su sede principal en la ciudad de Puerto Asís, Putumayo y su última actualización en el RUPS fue aprobada el día 19 de mayo de 2015.

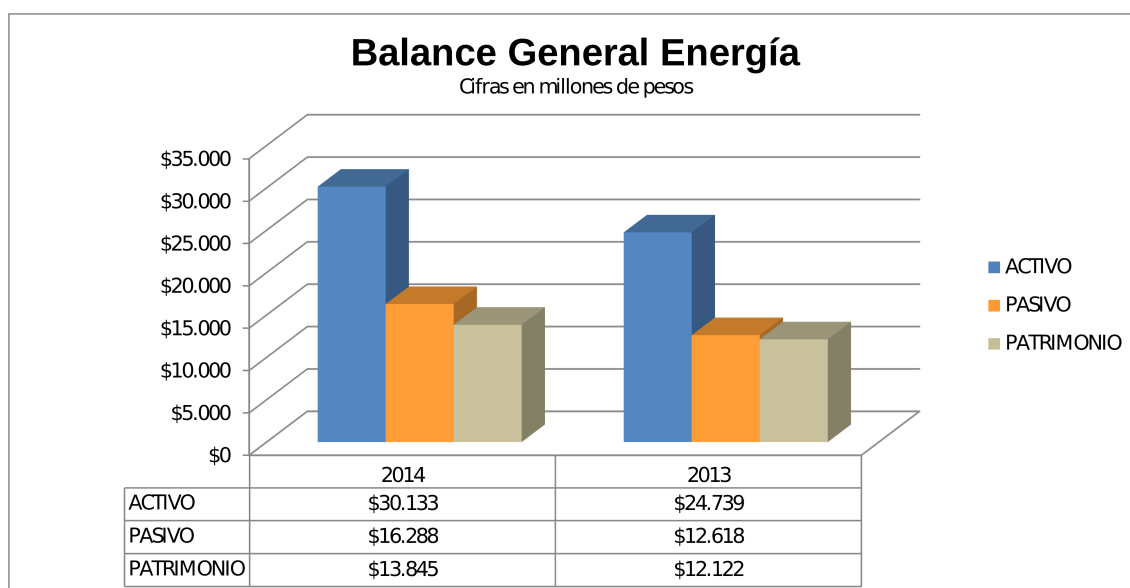
Tabla1.1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Privada
Razón social	Empresa De Energía Del Bajo Putumayo S.A. E.S.P
Sigla	E.E.B.P. S.A. E.S.P.
Nombre del gerente	Kelly Osman Prado Herrera
Actividad desarrollada	Comercialización y Distribución
Año de entrada en operación	1999
Mercado que atiende	Putumayo(Orito,Puerto Asis,Puerto Caicedo, San Miguel, Valle Del Guamuez)

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General



Fuente: SUI

Activos

Para el año 2014 los activos de la Empresa ascendieron a \$30.133 millones, presentando un incremento del 21,8% con respecto al año anterior. Dentro del activo se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas, tales como:

Inversiones: Pasaron de \$303 millones en el 2013 a \$237 millones en el 2014. De acuerdo a lo reflejado en el balance, el rubro otras inversiones de renta fija disminuyó en \$62 millones para 2014, el cual decreció 21,61% con respecto al año anterior.

Deudores: Esta cuenta, que representa el 17,58% del activo, pasó de \$3.499 millones en el 2013 a \$5.299 millones en el 2014, incrementándose un 51,43% con relación al mismo periodo de la vigencia anterior, como consecuencia del aumento de la cuenta “otros deudores”, que equivales al 23% de la cuenta general, y la cuenta “Servicios Públicos-Energía”, que corresponde al 48% de la misma.

De acuerdo con las notas a los estados financieros, los rubros que componen esta cuenta presentan las siguientes características:

“Otros deudores. En este rubro está representado por otros deudores su saldo \$1.347, está incluida la cuenta por cobrar al Fondo Nacional de Regalía por el proyecto ejecutado en el Municipio del Valle del Guamuez por \$638, alquileres de postes, maquinaria y equipo y vehículos, cuentas por cobrar a la ARL y seguridad social en salud para trabajadores con incapacidad por enfermedad general después de 2 días y por incapacidad por enfermedad laboral, entre otros.

Servicios públicos. Los deudores originados por la prestación de servicios de energía, asciende al valor de 2.848 de los cuales la deuda que tiene el Ministerios de Minas y Energía por concepto de subsidios a los estratos 1, 2 y 3 es por valor de \$283.992 (Consortio CUC- DTC) por valor de \$11.728 millones, que estaban registrados en el rubro de otros activos.”

Venta de bienes. Está compuesta por la deuda ocasionada por la financiación otorgada a los usuarios que adquieren materiales eléctricos en la unidad de negocio Energylut, a diciembre 31 de 2014 le adeudan a la empresa por este concepto el valor de \$42.278 miles de pesos.

Prestación de servicios. Corresponde a la administración, diseño, elaboración y ejecución de proyectos de electrificación que presta la empresa a particulares, el saldo a diciembre es \$189.828 miles de pesos.

Provisión para deudores. Esta se calcula aplicando el método individual del 33% sobre la cartera vencida superior a 361 días, para el año 2014 no se realizó esta provisión porque ya está provisionado el 100% de las cuentas por cobrar superiores a un año”.

Propiedad Planta y Equipos: Este rubro del activo que representa el 61,20% del mismo, alcanzó la suma de \$18.440 millones a diciembre de 2014, presentando un aumento del 46,92% en relación con el año inmediatamente anterior. De acuerdo con las notas a los Estados Financieros, dicho incremento tuvo origen en la llegada en noviembre de 2014 de “*la Subestación Móvil de alta y media tensión para 115, 34.5, y 13.5 kva con un transformador de potencia tridevanado por valor de \$5.914 millones*”, Según las notas a los Estados Financieros, “*las reparaciones y mantenimientos de estos activos afectan el resultado del ejercicio, mientras que las mejoras y adiciones se agregan a los costos de los mismos*”. Sobresalen con un aumento del 43,24%, y 1,97%, respectivamente, las cuentas “*Plantas, Ductos y Túneles*” y “*redes líneas y cables*”.

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTÓRICO	DEPRECIACIÓN	VALOR CUETNA 16, PROP, PLANTA Y EQUIPO	VALORIZACIONES	VALOR EN LIBROS
Terrenos	\$476	\$0	\$476	\$395	\$871
Construcciones en Curso	\$1	\$0	\$1	\$0	\$1
Maquinaria. Planta y Equipo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Edificaciones	\$772	-\$172	\$600	\$135	\$735
Plantas, Ductos y Túneles	\$13.030	-\$1.600	\$11.430	\$350	\$11.780
Redes, Líneas y Cables	\$5.906	-\$2.111	\$3.795	\$506	\$4.301
Maquinaria y Equipo	\$1.464	-\$706	\$758	\$0	\$758
Muebles, Enseres y Equipos de Oficina	\$669	-\$435	\$234	\$0	\$234
Equipos de Comunicación y Computación	\$831	-\$608	\$222	\$0	\$222
Equipo de Transporte, Tracción y Elevación	\$208	-\$200	\$8	\$0	\$8
Depreciación Diferida	\$0	-\$4	-\$4		-\$4
TOTALES	\$24.271	-\$ 5.836	\$18.435	\$1.386	\$19.821

Fuente: SUI cifras en Pesos

Otros Activos: Para el año 2014 esta cuenta, cuya partición en el activo es del 10,60%, aumentó en un 22,61% pasando de \$2.605 millones en el 2013 a \$3.194 millones en el 2014, como consecuencia del incremento de los gastos pagados por anticipado que pasaron de \$385 millones en 2013 a \$978 millones en 2014 y el aumento de los intangibles que de \$1.272 millones en el año 2013 pasaron a \$1.476 millones en el año 2014. Según la información suministrada en las notas a los estados financieros “...

los gastos pagados por anticipado su saldo corresponden a la adquisición de pólizas y seguros amortizables mensualmente y al pago anticipado de la compra de energía a ISAGEN por valor de \$632 millones.

“En los cargos diferidos se registraron los costos y gastos de proyectos que están en la etapa de construcción...”.

Pasivo

A 31 de diciembre de 2014 el Pasivo presentó un aumento del 29,09%, equivalente a \$3.670 millones, ubicándose en \$16.288 millones. Dentro de las cuentas que componen el pasivo, encontramos las siguientes: Cuentas por Pagar (\$6.264 millones), Pasivos estimados y provisiones (\$3.298 millones), Obligaciones Laborales (\$311) millones, y Otros Pasivos (\$275 millones).

El incremento del pasivo respecto del año anterior se debe al apalancamiento en que ha incurrido la empresa con el fin de cubrir algunos compromisos y de realizar nuevas inversiones, como al aumento del rubro de cuentas por pagar por diferentes contrataciones celebradas y ejecutadas, tales como la compra de energía para el año 2014 que un 50% se contrató con el comercializador RENOVATIO (modalidad prepago) y el otro 50% se adquirió en la Bolsa por falta de disponibilidad de oferentes. En otros acreedores está registrado el saldo adeudado a la empresa SIEMENS por concepto de la adquisición de una Subestación Móvil, según información suministrada en el informe AEGR y las notas a los estados financieros.

Patrimonio

A diciembre de 2014 el patrimonio presentó un incremento de \$1.723 millones con respecto a diciembre de 2013, posicionándose en \$12.122 millones. Dicho incremento se explica por el crecimiento de la cuenta “Reservas”, subcuenta “Reservas Estatutarias”, que pasó de \$81 millones en el 2013 a \$878 millones de pesos en el 2014, aumentando 973,67% frente al año 2013.

El Capital Suscrito y Pagado pasó de \$7.482 millones en el 2013 a \$8.000 millones en el 2014, lo que significó un un incremento de \$518 millones, que corresponde a la capitalización de utilidades (dividendos en acciones)” según lo expresado por la AEGR

En cuanto a la estructura financiera de la compañía, es pertinente destacar que en el 2014 el pasivo representa un 54,05% de los activos y el patrimonio un 45,95%, mientras que en el 2013 alcanzó el 51% y 49%, respectivamente.

2.2. Estado de Resultados



Fuente: SUI

ESTADO DE RESULTADOS	2014	2013	VAR
Ingresos Operacionales	\$24.539.545.821	\$21.711.361.684	13,03%
Costos Operacionales	\$19.058.605.689	\$15.014.388.393	26,94%
Gastos Operacionales	\$3.812.726.256	\$5.241.987.136	-27,27%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$1.668.213.876	\$1.454.986.155	14,65%
Otros Ingresos	\$160.717.909	\$333.473.579	-51,80%
Otros Gastos	\$843.767.056	\$520.127.614	62,22%
Gastos de Intereses	\$391.295.674	\$98.235.484	298,32%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$985.164.729	\$1.268.332.120	-22,33%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Los ingresos operacionales correspondientes a las actividades de Distribución y Comercialización fueron de \$24.540 millones a diciembre de 2014, presentando un aumento del 13,03% con respecto a diciembre de 2013, básicamente por el incremento del 19,02% en la comercialización respecto del año inmediatamente anterior debido al mayor número de contratos suscritos en el 2014, contrarrestando así una disminución en la Devolución, rebajas y descuentos en el servicio de energía del -85,03%. En efecto, según lo expresado en las notas a los estados financieros, en el año 2014 se pagaron \$86.880 millones por concepto de devoluciones, debido a las compensaciones que se liquidan y pagan por desconexiones del servicio de energía a los usuarios afectados.

Los costos operacionales, que representan el 78% de los Ingresos Operacionales, aumentaron 26,94% respecto al año anterior, pasando de \$15.015 millones en el 2013 a \$19.059 millones en el 2014. De estos costos operacionales es pertinente destacar el incremento que tuvieron los costos de ventas de servicios públicos en el 2014, equivalente a 26,94% respecto de la vigencia inmediatamente anterior. En el año 2014 el rubro que más cambios presentó fue la compra de energía cuyo valor ascendió a la

suma de \$10.661 millones por la negociación en bolsa del 50% de la energía adquirida por la Empresa, según lo expresado en las notas a los Estados Financieros.

Los gastos operacionales a diciembre de 2014 disminuyeron 27,27%, pasando de \$1.455 millones en el 2013 a \$1.668 millones en el 2014. Los rubros que componen esta cuenta y el porcentaje que representan son los siguientes: Gastos administrativos (85,2%) y Provisiones, depreciaciones y amortizaciones (14,8%). Los gastos de administración crecieron en \$186 millones, ubicándose en \$3.247 millones a diciembre de 2014, de los cuales \$1.130 millones corresponden a sueldos y salarios, \$1.146 millones a gastos generales y \$813 a impuestos contribuciones y tasas.

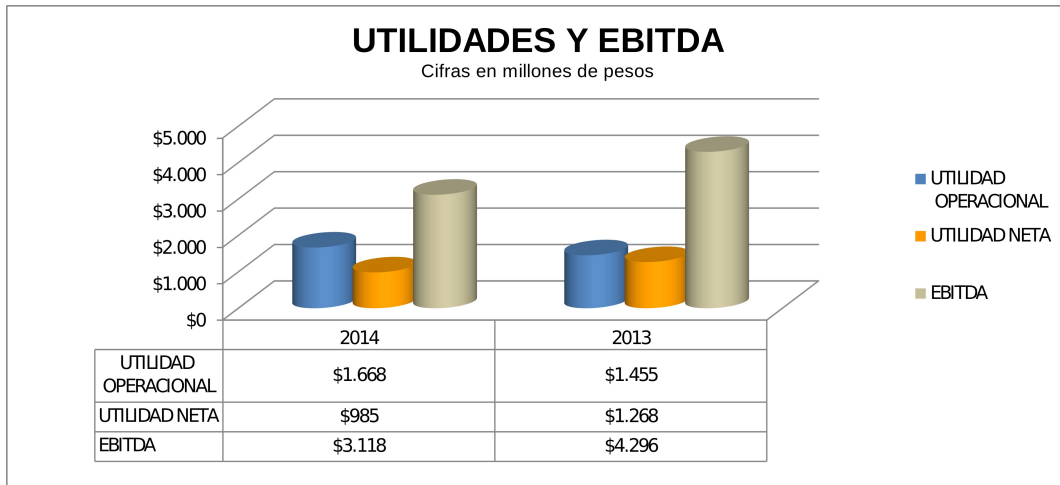
La cuenta de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento presentó una disminución de \$1.616 millones a diciembre de 2014, ubicándose en \$565 millones. Este rubro tuvo una variación significativa en las siguientes cuentas: Provisión para obligaciones fiscales pasó de \$1.758 millones a \$376 millones en 2014, y Amortización de intangibles \$148 millones a \$91 millones para 2014.

La cuenta de Otros ingresos para la vigencia 2014 suma \$161 millones y está compuesta de la siguiente manera: Financieros: \$133 millones, generados básicamente por los intereses de depósitos financieros por valor de \$53 millones y el recargo por mora que suma \$25 millones; Ajuste de ejercicios anteriores: \$24 millones, como consecuencia del ajuste en el rubro servicios de energía por \$24 millones; y Extraordinarios: \$2 millones, generados por el mayor valor consignado de \$2 millones.

Los Otros gastos no operacionales ascendieron a \$843 millones, siendo los más importantes los intereses con el 46%, los financieros con el 26%, los extraordinarios con el 18% y los ajustes de ejercicios anteriores con el 10%.

En el año 2014 los ingresos de la Empresa De Energía Del Bajo Putumayo S.A. E.S.P. aumentaron 12,05% frente al 2013. Su ingreso principal proviene de la comercialización con un 52% de participación, la cual presentó un aumento del 19,02% frente al año anterior, seguido de la distribución que representa el 47 % y de Otros ingresos con el 1%. Los costos de venta aumentaron en un 26,94% como consecuencia de la compra del 50% de la energía en Bolsa durante el año 2014.

2.3 Utilidad y Ebitda



Fuente: SUI cifras en Pesos

La Empresa De Energía Del Bajo Putumayo S.A. E.S.P presentó a diciembre de 2014 una utilidad neta de \$985 millones, esto es, \$283 millones menos que en 2013. El Ebitda de la compañía en 2014 alcanzó la suma de \$3.118 millones, disminuyendo en \$1.178 millones respecto al año anterior.

2.4 Indicadores

INDICADORES DE GESTIÓN	2014	2013
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón Corriente- Veces	1.05	1.35
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	42	33
Rotación de Cuentas por Pagar- Días	12	20
Activo Corriente Sobre Activo Total	28.20%	38.74%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de Endeudamiento	54.1%	51%
Patrimonio Sobre Activo	45.9%	49%
Pasivo Corriente Sobre Pasivo	50%	56%
Cobertura de Intereses- Veces	7.97	43.73
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	\$3.118.110.427	\$4.295.662.958
Margen Operacional	13%	20%
Rentabilidad de Activos	10%	17%
Rentabilidad de Patrimonio	19%	24%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Liquidez

La razón corriente a Diciembre de 2014 fue de 1,05 veces, esto es, 0,31 veces menos que en la vigencia anterior. Por otra parte, la rotación de cuentas por cobrar presentó un aumento de 9 días pasando de 33 días en 2013 a 42 días en 2014. La empresa tar-

da 12 días en realizar el pago de sus obligaciones, 8 días menos que en el 2013 año en el cual tardaba 20 días.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para diciembre de 2014 fue del 54,1%, lo que evidencia una disminución del 3,1% con respecto a 2013 donde su nivel de endeudamiento fue del 51%. El Pasivo corriente representa el 50% del total de los Pasivos, por lo que el 50% restante pertenece a Pasivos de largo plazo.

Rentabilidad

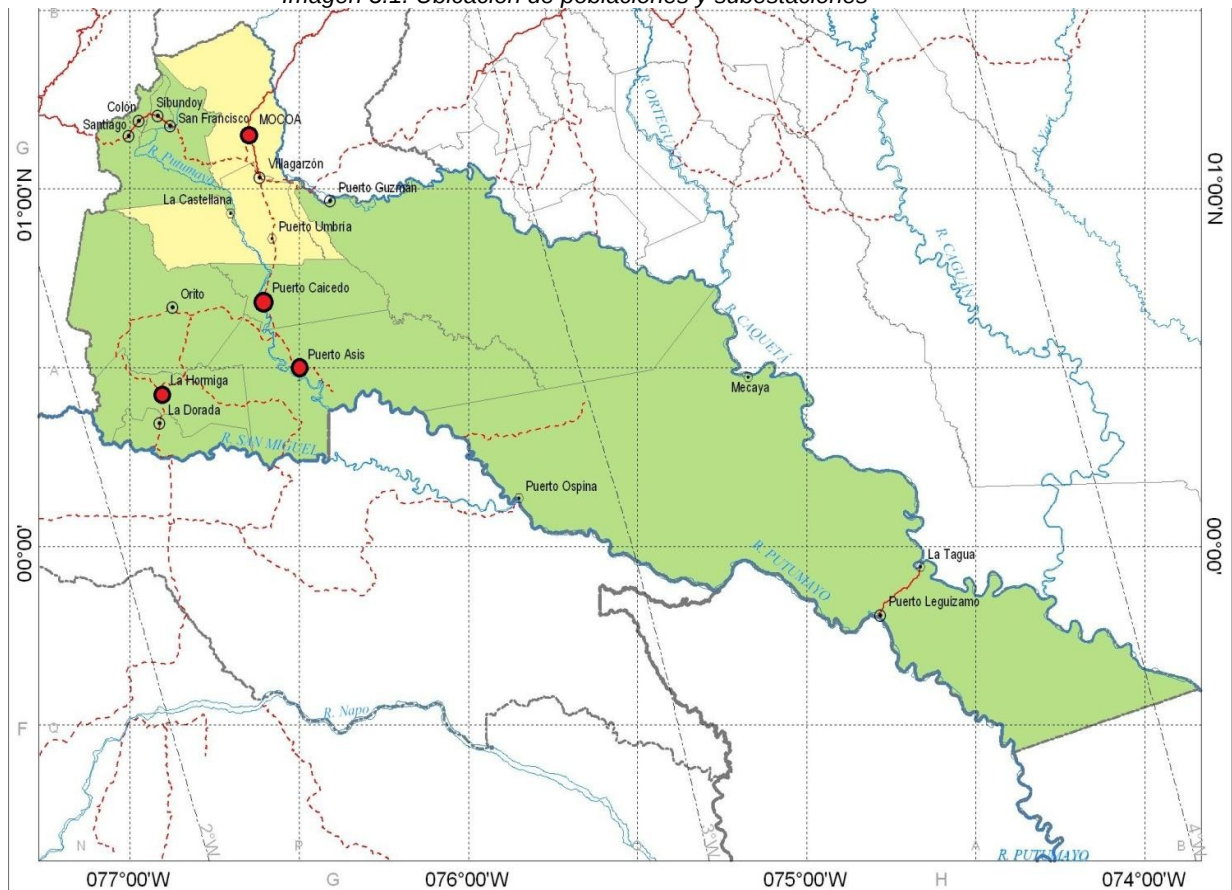
El margen operacional a 31 de diciembre de 2014 fue de 13%, disminuyendo en 7 puntos porcentuales al obtenido en la vigencia anterior. La rentabilidad de los activo se posiciono en 10%, presentando una reducción del 7% frente al valor calculado en 2013. La rentabilidad del patrimonio se acorto en un 5% respecto al mismo periodo de la vigencia anterior, donde fue del 24%.

3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

El sistema eléctrico de la empresa de energía del Bajo Putumayo, es un sistema radial, el cual se alimenta a 115 KV desde la subestación MOCOA, mediante un modulo de transformación 230/115/13,8 KV y 30/30/10 MVA, la línea de 115 KV llega hasta la subestación PUERTO CAICEDO y desde allí continua hasta la subestación YARUMO y desde estas dos subestaciones salen líneas de 34,5 KV hasta las subestaciones PUERTO ASIS y LA HORMIGA respectivamente, Esta radialidad deja expuesto el sistema a fallas que afectan una gran cantidad de usuarios aguas debajo de los puntos donde eventualmente se presentan los eventos.

Imagen 3.1. Ubicación de poblaciones y subestaciones

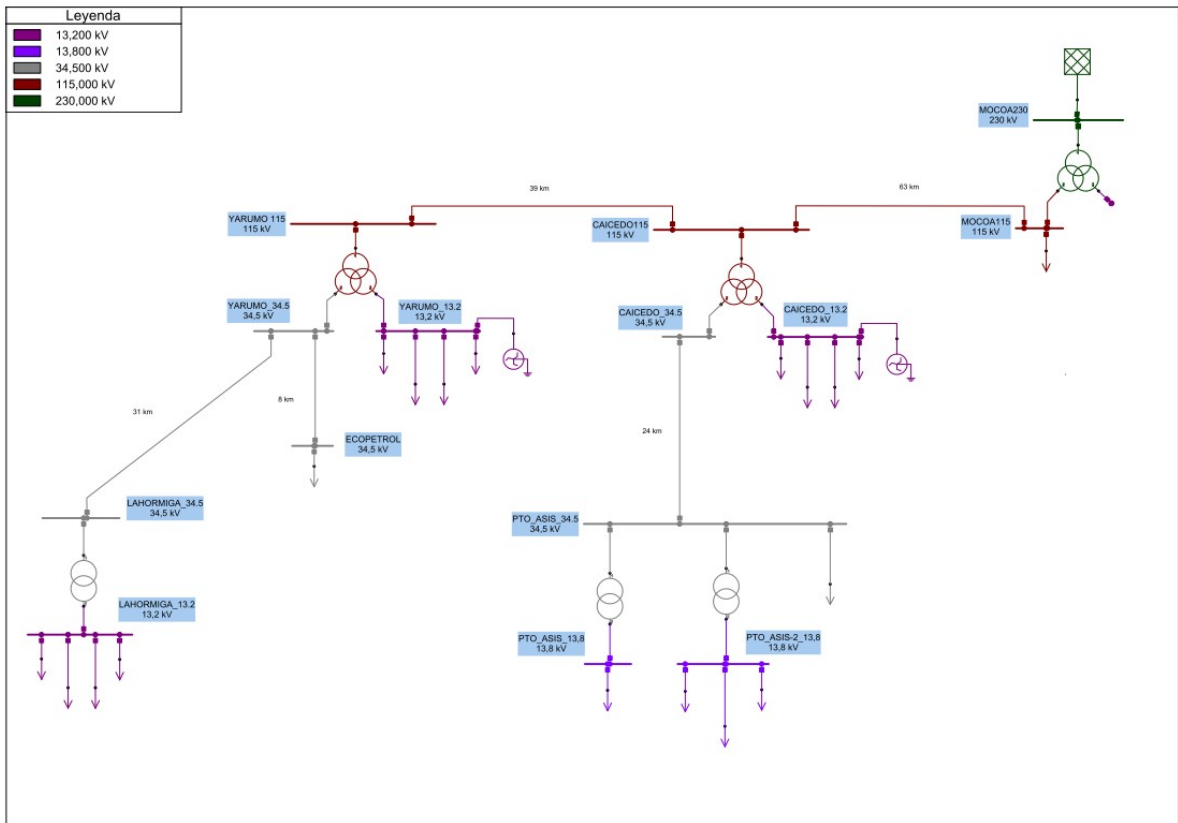


Fuente: AEGR

3.1 Descripción de la Infraestructura

El sistema de la Empresa de Energía del Bajo Putumayo inicia en la subestación Puerto Caicedo, la cual se alimenta desde la subestación Mocoa a nivel de 115 KV, a su vez desde ella se deriva una línea de 34,5 KV que alimenta la Subestación Puerto Asís y una Línea de 115 KV que alimenta la subestación Yarumo, desde la Subestación Yarumo se derivan dos líneas de 34,5 KV, la primera alimenta la Subestación La Hormiga y la segunda a Ecopetrol, tal como lo podemos observar en el siguiente diagrama unifilar.

3.1. Diagrama Unifilar



Fuente: EEBP S.A E.S.P

La infraestructura detallada consta de :

Líneas de 115 KV EEBP S.A. E.S.P

DESCRIPCIÓN	LONGITUD (Kilómetros)
Línea subestación Mocoa-Subestación Puerto Caicedo, 115 KV	63
Línea Subestación Puerto Caicedo – Subestación Yarumo, 115 KV	39

Líneas de 34,5 KV del sistema EEBP S.A. E.S.P

DESCRIPCIÓN	LONGITUD (Kilómetros)
Línea desde subestación puerto Caicedo a Subestación Puerto Asís, 34,5 KV	24
Línea subestación Yarumo a Subestación La Hormiga, 34,5 KV	31
Línea subestación Yarumo a Ecopetrol, 34,5 KV	8

Subestaciones del sistema EEBP S.A. E.S.P

DESCRIPCIÓN	VOLTAJE	MVA
Modulo subestación Mocoa	230/115 /13,8 KV	30/30/10
Subestación Puerto Caicedo	115/34,5/13,2 KV	12/08/04
Subestación Yarumo	115/34,5/13,2 KV	12/08/04
Subestación Puerto Asís	34,5/13,8 KV	5
Subestación Puerto Asís	34,5/13,8 KV	2
Subestación La Hormiga	34,5/13,8 KV	5

3.2. Inversiones

De acuerdo al informe del Auditor Externo de Gestión y Resultados, la EEBP S.A. E.S.P. evidencio limitaciones financieras en el ejercicio del año 2014, lo que a su vez también limito su inversión y muy a pesar de haber realizado inversiones durante el año 2014 también faltaron importantes inversiones por realizar, tal como a modernización y automatización de su infraestructura (retrofit) con la finalidad de dar cumplimiento a la resolución CREG 097/2008 y demás normas concordantes e ingresar al esquema de incentivos y compensaciones, dichas inversiones están previstas pero no se han realizado en los tiempos establecidos y la administración proyecta para su desarrollo apalancamiento financiero interno y externo. Es importante anotar que a la fecha de visita de la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible los días 24, 25 y 26 de junio del 2015, todavía no se habían iniciado las obras objeto de las inversiones antes mencionadas.

Tabla 3.2.1. Inversiones realizadas en el año 2014

ITEM	DESCRIPCIÓN
1	Adquisición de la subestación móvil: Transformador combinado con otros módulos para entrar en servicio ante contingencias en los niveles 115, 34,5 y 13,8 KV, de las 4 subestaciones que opera la empresa, dicho activo entro en servicio en noviembre del 2014 , en la subestación YARUNO
2	Obras civiles subestación el YARUMO para conexión de móvil
3	Obras civiles subestación PUERTO ASIS para conexión subestación móvil
4	Integración de las fronteras comerciales al SCADA de la EEBP proceso con XM
5	Implementación de relés de distancia de los circuitos PUERTO CAICEDO – MOCOA 115KV y EL YARUMO – PUERTO CAICEDO 115 KV cumpliendo con las acciones solicitadas por el CND según acuerdo CNO642
6	Adquisición de 3 TP´s y 3 TC´s 34,5 KV
7	Adquisición de 3 DPS de 115 KV, 3 DPS 34,5 KV, 3 DPS 13,8 KV Tipo subestación.
8	Implantación del GIS módulos SPARD con SCADA incluye Contac Center
9	Montaje de torres de emergencia afectadas por atentados terroristas y presencia de fallas geológicas
10	Adquisición de licencia del software DIGSI de protecciones

Fuente : AEGR

3.2.2. Inversiones faltantes por realizar

ITEM	DESCRIPCIÓN	INICIO PROGRAMADO
1	Reposición de equipos de corte , Modernización del sistema de control y protecciones, incluye la automatización de la subestación YARUMO	Septiembre del 2015
2	Reposición de equipos de corte , Modernización del sistema de control y protecciones, incluye la automatización de la subestación PUERTO ASIS	Septiembre del 2015
3	Reposición de equipos de corte , Modernización del sistema de control y protecciones, incluye la automatización de la subestación LA HORMIGA	Septiembre del 2015
4	Auditoría para certificación del sistema de gestión de la distribución	Enero del 2016

Fuente: EEBP S.A. E.S.P

3.3. Calidad del Servicio

De acuerdo al informe del AEGR, la EEBP S.A. E.S.P en cumplimiento de las resoluciones CREG 025/1995, CREG 080/1999 y CREG 024/2013, cuenta con el plan de expansión de la red STR-SDL 2014 – 2026, el cual según información suministrada por la empresa fue desarrollado en el año 2014.

El proyecto de Reposición de equipos de corte , modernización de los sistemas de control y protecciones y que incluye la automatización de las subestaciones YARUMO, PUERTO ASIS Y LA HORMIGA , presenta retrasos que no permiten cumplir con la resolución CREG 097/2008.

Los retrasos inciden directamente en lo requerido por los numerales 11.2.2, 11.2.3, 11.2.4 y lo que le aplique de los numerales 11.2.5, 11.2.6 y 11.2.7 de la resolución CREG 097/2008.

3.3.1 Esquema de Calidad:

Dado que la empresa aún no ha ingresado al nuevo esquema de Calidad expuesto en la resolución CREG 097 de 2008, a continuación se describen los avances según los requisitos que el OR debe cumplir para que se adhiera a dicho esquema:

- Vinculación de usuarios a transformadores y circuitos: Este requisito debe estar cumplido de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 070 de 1998 y solicitado en la circular conjunta SSPD-CREG No. 002 de 2003 o demás que la complementen, modifiquen o sustituyan:

Existe una base de datos con la información Usuario-Trafo-Circuito con el 95 % del sistema de distribución. Actualmente el OR informa que se encuentra en el desarrollo de actividades tendientes a completar el porcentaje faltante.

- Sistema de Gestión de la Distribución descrito en el numeral 11.2.5.1.:

Actualmente la empresa cuenta con los sistemas GIS, SCADA y de Atención Telefónica en servicio. En cuanto al sistema SCADA se encuentra pendiente la integración de las señales de las subestaciones el Yarumo, Puerto Asís y la Hormiga. Para lo cual el OR demuestra el inicio de obras de modernización en julio de 2015 y finalización esperada agosto de 2016.

- Telemedición en elementos de corte y maniobra instalados en la cabecera de circuito:

La empresa informa que actualmente cuenta un 33% de avance en este requisito. Aumentado a 50% con la Subestación móvil.

- Permiso al LAC para tener acceso directo a la Base de Datos de Interrupciones registradas en el sistema de Gestión de la Distribución de cada OR:

El prestador informa que eligió reportar la información diariamente al LAC.

- Sistema de Medición y Procedimientos de Registro y Reporte del OR certificados:

Una vez terminadas las actividades tendientes al cumplimiento de requisitos se procederá a tramitar el proceso de certificación.

Ahora bien, la Resolución CREG 097 de 2008 en su artículo 11 definió que mientras el OR comienza a aplicar el Esquema de Incentivos y/o Compensaciones deberá continuar sujeto a la regulación de calidad del servicio establecido en la Resolución CREG 070 de 1998 y demás resoluciones que la modifican, complementan o sustituyen. Teniendo en cuenta lo expuesto se procedió a realizar una verificación de la metodología usada por la empresa para la aplicación del esquema DES/FES, de acuerdo a lo dispuesto en la Resolución CREG 070 de 1998 y sus modificatorias o complementarias Resolución CREG 025 de 1999, 089 de 1999, 043 de 2000, 058 de 2000, 074 de 2000, 096 de 2000, 159 de 2001, 113 de 2003, 008 de 2004 y 103 de 2004.

3.3.2. Requisitos Factura DES/FES

De acuerdo como lo establece la resolución CREG 070 de 1998 y modificatorias, las Facturas expedidas a los usuarios finales deben poseer la siguiente información, relacionada con la aplicación del esquema DES/FES:

Los Indicadores de Calidad DES y FES calculados, o los Indicadores DES y FES por defecto.

El Valor Máximo Admisibles para los Indicadores de Calidad DES y FES.
Valor compensado al usuario por incumplimiento en los Indicadores de Calidad DES y/o FES, en el servicio que presta el distribuidor.

La información referente a la calidad señalada en los numerales 1 y 2 de este literal deberá incluirse con independencia de que le apliquen o no compensaciones al usuario.

Al respecto, se encontró en la factura anexa la presente acta, la exposición de la información estipulada en la normatividad.

3.3.3 Interrupciones

De acuerdo con lo expuesto por el prestador, hasta diciembre de 2014 la estimación de los indicadores DES/FES eran calculados a partir de las interrupciones registradas en campo por los técnicos de la empresa, a través de una planilla que posteriormente era transcrita en archivos de Excel.

A partir de enero de 2015, la información de interrupciones se origina a través del sistema GIS, el cual contiene la información de circuitos teledirigidos los cuales llegan al 30% y el Contact Center, registrándose así la totalidad de interrupciones del sistema.

De acuerdo al informe del AEGR, la EEBP S.A. E.S.P también fue reclasificada en los grupos 2 y 3 para los cuales la CREG establece que los valores máximos admisibles son de 11 interrupciones en cada uno de los primeros tres trimestre y 15 interrupciones en el cuarto trimestre.

El indicador de calidad FES mide la cantidad de interrupciones del servicio por circuitos, acumuladas por periodos trimestrales.

El indicador de calidad DES mide en horas la duración de las interrupciones acumuladas por trimestre .

Los valores máximos admisibles de interrupciones FES son:

GRUPO	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 4
2	11	11	11	15
3	11	11	11	15
4	14	14	14	16

Los valores máximos admisibles del indicador DES son:

GRUPO	MÁXIMO ADMISIBLES EN HORAS
2	4,75
3	7,25
4	9,75

Cuadro con Des y Fes trimestrales principales circuitos de EEBP S.A. E.S.P, como consecuencia de interrupciones programadas y no programadas no excluibles.

CIRCUITO	GRUPO	TRIMESTRE 1		Trimestre 2		Trimestre 3		Trimestre 4	
		FES	DES	FES	DES	FES	DES	FES	DES
C10	4	2	1,27	1	0,25	3	1,75	1	1,32
C13	3	1	0,2	0	0	0	0	0,67	0,16
C14	3	2	9,45	1	7,17	0	0	1	0,34
C15	4	2	0,35	0	0	1	0,58	1,67	0,93
C16	4	1	2,27	0	0	0	0	0,67	2
C3	4	0	0	4	0,28	2	0,15	0	0
C4	4	10	5,48	4	0,85	2	0,38	2,67	2,83
C6	2	3	0,27	0	0	3	0,48	3	0,82
C7	2	1	0,05	4	5,87	2	0,22	0,33	0,03
C8	3	1	0,22	0	0	0	0	0,67	0,13
C9	4	7	2,58	5	2,75	7	3,25	4	1,61
C5	4	0	0	4	1,57	1	0,08	1,67	0,13
C1	4	0	0	0	0	0	0	0,33	0,04
C2	4	2	4,32	0	0	0	0	0,33	0,04
C12	4	5	3,28	2	0,62	0	0	0	0

Fuente: informe AEGR

Podemos observar en el cuadro anterior que los circuitos C14 Y C7 presentaron valores DES superiores a los admisibles en los dos primeros trimestres del año.

3.3.4 Compensaciones

La empresa expone que a través del Software de Facturación "Nova" se realiza la comparación de los DES/FES calculados con los límites permisibles de acuerdo al grupo de calidad al que pertenece cada usuario, luego de lo cual aplica la compensación usando el consumo promedio.

Con relación a lo anterior, la normatividad aplicable definió las siguientes ecuaciones para la aplicación de los valores a compensar ante la superación de los límites:

$$VCDc = [DESc - VMDESc] \times CR \times DPc$$

$$VCFc = [FESc - VMFESc] \times [DESc/FESc] \times CR \times DPc$$

DPc: Demanda Promedio. Demanda Promedio (en kW) del Usuario durante los últimos seis (12) meses. Se entiende la Demanda Promedio del Usuario como el cociente entre la energía facturada (kWh) a éste durante los doce meses anteriores al momento de calcular la compensación y el número total de

horas del año. Si el Usuario no ha sido atendido por el Comercializador durante la totalidad del último año, la energía facturada durante el período atendido por el Comercializador se debe dividir entre las horas correspondientes a la fracción del año durante la cual fue atendido

Se efectuó una verificación en los recibos de varios usuarios y se encontró que la EEBP S.A. E.S.P aplica correctamente la fórmula para establecer la compensación a los usuarios.

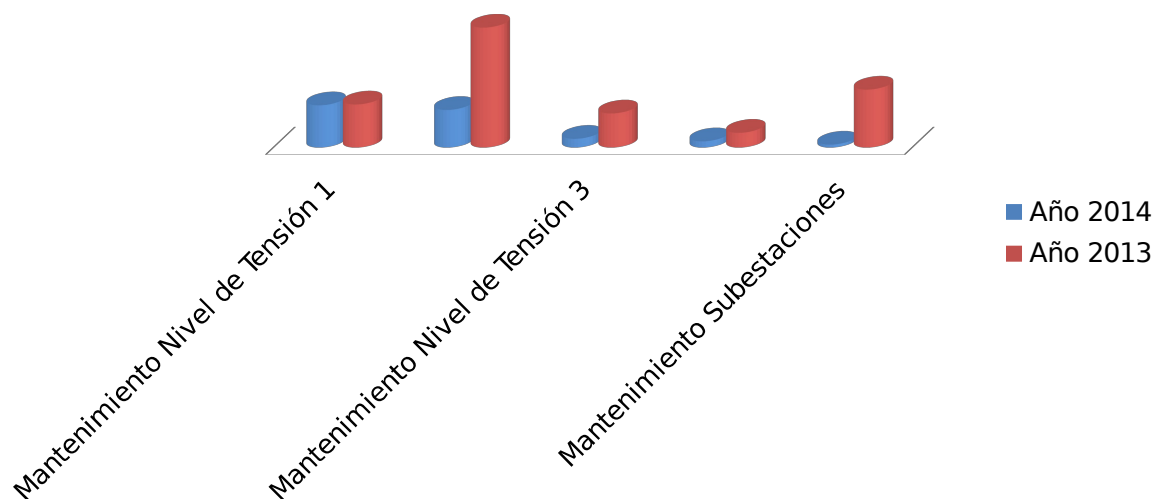
De acuerdo al informe del AEGR , las compensaciones causadas y pagadas durante el año 2014 por la EEBP S.A. E.S.P son:

MUNICIPIO	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 4	TOTAL
ORITO	\$132,83	\$203,05	\$1.427,44	\$303,77	\$2.067,09
PUERTO ASIS	\$296,24	\$1.247,16	\$2.617,23	\$1.332,55	\$5.493,18
PUERTO CAICEDO	\$102,64	\$461,36	\$509,72	\$383,91	\$1.457,63
SAN MIGUEL	\$2.875,79	\$372,16	\$0,81	\$1.583,57	\$4.832,33
VALLE DE GUAMUEZ	\$1.945,36	\$0,00	\$48,93	\$1.930,88	\$3.925,17
TOTAL	\$5.352,86	\$2.283,73	\$4.604,13	\$5.534,68	\$17.775,40

Fuente: AEGR

Podemos observar que los usuarios de Puerto Asís fueron los peores servidos siguiendo en su orden por los usuarios de San Miguel, Valle de Guamuez, Orito y por ultimo los usuarios de Puerto Caicedo.

Compensaciones causadas y pagadas por la EEBP S.A. E.S.P



3.4 Mantenimiento

De acuerdo al informe del Auditor Externo de Gestión y Resultados, las limitaciones financieras de la EEBP S.A. E.S.P. durante el año 2014 impactaron negativamente en los índices de mantenimientos a todos los niveles de tensión.

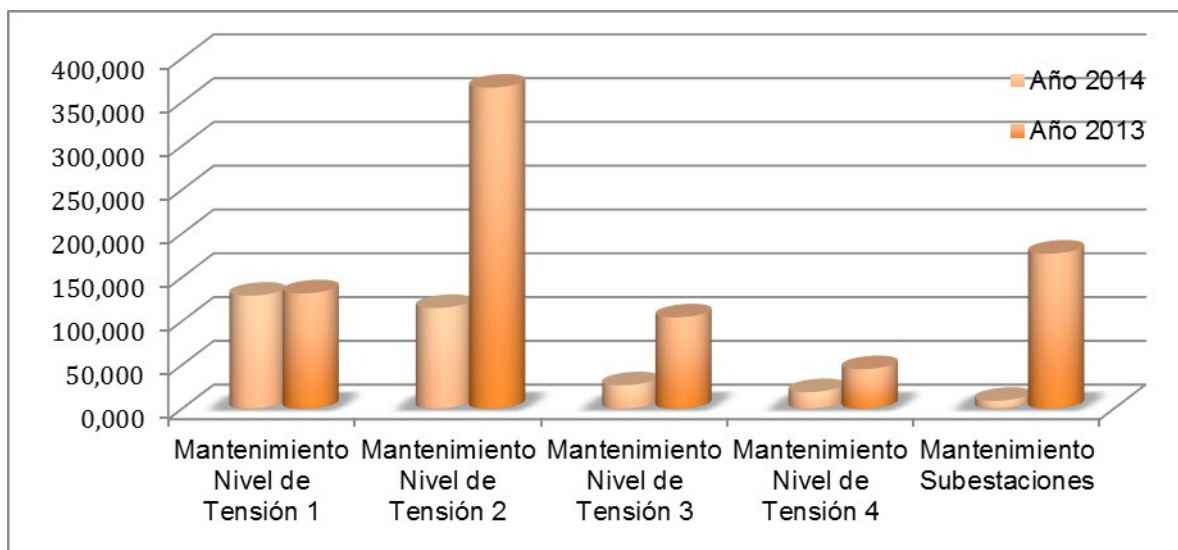
Mantenimientos de redes eléctricas y subestaciones

DESCRIPCIÓN	2013	2014	VARIACIÓN
Mantenimiento Nivel de Tensión 1	129,114	131,751	-2,00%
Mantenimiento Nivel de Tensión 2	115,006	366,659	-69,00%
Mantenimiento Nivel de Tensión 3	26,754	104,272	-74,00%
Mantenimiento Nivel de Tensión 4	18,966	45,174	-58,00%
Mantenimiento Subestaciones	8,987	177,073	-95,00%
TOTAL	298,826	824,929	-64,00%

Fuente: AEGR

Como podemos observar el ítem de mantenimiento en el nivel de tensión 1 fue el de menos disminución y donde se presentaron mayores disminuciones en mantenimiento, fue en el mantenimiento de subestaciones seguidos en su orden mantenimientos en los niveles de tensión 3, 2 y 4.

Gráfico comparativo inversiones año 2014 vs 2013



La reducción en la inversión en mantenimientos afectan el calculo del AOM (Administracion, Operación y Mantenimiento) para el 2014 e incide en disminución de los costos de reconocimientos

3.5 Inspección RETIE

3.5.1. Proyectos RETIE:

De los dos proyectos evaluados, uno de ellos (Metropolitano del Municipio de Puerto Asís Departamento el Putumayo), no posee disponibilidad del servicio o aval técnico.

3.5.2. Visitas de Inspección RETIE

Se efectuó la visita conjunta a dos subestaciones eléctricas ubicadas en el departamento de Putumayo, así:

Subestación Puerto Caicedo

Las celdas en la subestación no cuentan con demarcación de las zonas de seguridad en concordancia con lo exigido en el RETIE, evaluado según RETIE Art 13.4 , RETIE Tabla 13.7, RETIE Tabla 13.8, RETIE Figura 13.4, RETIE Art 23.3

Las celdas no cuentan con señalización de riesgo eléctrico de acuerdo a lo exigido por el RETIE, no cuentan con descripción de niveles de corriente nominal, ni de energía incidente (niveles de cortocircuito), en la parte frontal, evaluado según RETIE Art. 20.23.1.4, RETIE Art. 6.1.1, RETIE Tabla 6.2, RETIE Figura 6.1, RETIE Art. 6.2. Los tableros de control , protecciones y servicios auxiliares lo poseen en su parte interna.

Algunas celdas de SS.AA no tienen diagramas unifilares en su frente, evaluado según RETIE Art, RETIE Art.20.23.1.4 Literal i., RETIE Art. 21.1 (e)

Se pudo apreciar que en general las puertas metálicas de acceso a áreas donde se encuentran celdas de protección y control no se encuentran aterrizadas,

representando fallas en la equipotencialidad del sistema. RETIE Art 15, RETIE ART. 15.3.3, RETIE ART. 23.1 q, r , , NTC 2050 sección 250

En cada entrada de una subestación eléctrica debe fijarse una señal con el símbolo de riesgo eléctrico, así como en la parte exterior de la malla eslabonada, cuando sea accesible a personas. En este caso algunas de las instalaciones poseen símbolo de riesgo eléctrico este no cumple con las características exigidas por la norma, en los portones de la malla de cerramiento, malla de cerramiento, puertas de acceso a la subestación falta señalización, evaluado según RETIE Art 23.1 (d), RETIE art 6.1.1

Se encontró tubería PVC en cuarto de batería, para estos casos se requiere utilización de tubería metálica, hay iluminación que no cumple con la clasificación del área , Se encontró extractores fuera de servicio presentando peligro en caso de concentración de gases, , no esta definida área de confinación de líquidos, evaluado según RETIE Art. 20.6.1.2 (f), NTC 2050 Sec. 341-4, Evaluado según RETIE Art.28.3.8, NTC 2050. Sec. 668, NTC 2050 Secc. 500-504, NTC 2050 Art.668.11

Falta de cola de puesta a tierra estructura metálica soporte de los bancos de batería, evaluado según RETIE ART. 23.1 q,r, RETIE Art 15

La iluminación en las subestaciones debe ser uniforme, evitando en especial el deslumbramiento en las zonas de lectura de tableros, los valores de iluminancia deben cumplir los requisitos establecidos en el reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público **RETILAP**. No hay evidencia de homologación del alumbrado de la subestación al RETILAP, evaluado según RETIE Art 21.1 (r).

No se evidencia la existencia de caja de inspección sistema de puesta a tierra en patio subestación, evaluado según RETIE Art 15.1 (d),

Plazo de inscripción en el Inventario de PCB. Toda persona natural o jurídica, pública o privada, que se encuentre en el campo de aplicación de la presente resolución deberá inscribirse entre el 1o de julio y el 31 de diciembre de 2012. La empresa no evidencia haber inscrito en los plazos estipulados, Evaluado según **RESOLUCIÓN 222 DE 2011**, Art 12 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible

Plazos de diligenciamiento inicial y actualización del Inventario de PCB. Los propietarios están obligados a realizar el diligenciamiento inicial y la actualización anual del Inventario de PCB ante la autoridad ambiental respectiva, por empresa, entidad o razón social, según corresponda, en los siguientes plazos:

Tipo de propietario	Primer periodo de balance a declarar	Plazo máximo para diligenciamiento inicial	30 de Junio de cada año
Todos los propietarios ubicados en Zona Interconectada	Del 1o de Enero al 31 de diciembre de 2012	30 de junio de 2013	30 de Junio de cada año

La empresa no acredita el cumplimiento de esta obligación, Evaluado según **RESOLUCIÓN 222 DE 2011**, Art 16 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible

Portón de acceso a la subestación y malla de cerramiento sin señalización de riesgo eléctrico de acuerdo al RETIE y faltan colas de puesta a tierra en portón de entrada y algunas colas en partes de la malla de cerramiento evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), RETIE ART. 23.1 q, r

La altura de la malla de cerramiento es inferior a 2,5 metros, se encuentra deteriorada en algunas partes y en otras falta el alambre de púas en la parte superior, evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (e), RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.

Se requiere hacer mantenimiento en los aisladores que conforman los barrajes de la subestación los cuales presentan contaminación así como también los aisladores de los diferentes equipos de patio de la subestación, evaluado según RETIE art 25.8, RETIE Art 27.5

Se requiere mejorar o reemplazar algunos puntos de grava en patio subestación, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

Se requiere colocar Grava en área pórticos equipos de protección circuitos de 13,8 KV, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

Se encontró tubería PVC expuesta en patio subestación , evaluado según RETIE Art. 20.6.1.2 (f), NTC 2050 Sec. 341-4

Se encontro que falta colocar grava en las regiillas del foso de aceite del transformador de potencia, evaluado según RETIE Art 23.1 (v)

Se encontro que el transformador de potencia no esta anclado a su base, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

Para evitar los peligros de propagación de un incendio ocasionado por derrame del aceite, se debe construir un foso o sumidero en el que se agregarán varias capas de gravilla que sirvan como filtro y absorbente para ahogar la combustión; se exceptúan las subestaciones tipo poste, las de tipo pedestal y las subestaciones con transformadores en aceite cuya capacidad total no supere 112,5 kVA., se encontró transformador Zig-zag con volumen de 530 litros de aceite ubicado sobre base en concreto sin foso de aceite , evaluado según RETIE Art 23.1 (v).

Se encontró deterioro de aislamiento en unión cable de potencia y terminación premoldeada conexión transformador Zig -Zag, evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.5

Se debe corregir bajante tubería metálica acometida media tensión transformador de servicios auxiliares, ya que de soltarse puede ocasionar daños en el cableado evaluado según RETIE art 25.8 , RETIE Art 27.

Los cable de potencia en su mayoría no cuentan con código de colores e identificación de fases, evaluado según RETIE Art.6.3, (Código de colores para conductores aislados)., RETIE Tabla 6.5 y 6.6

Subestación Puerto Asis

La subestación PUERTO ASIS, esta siendo atendida por dos unidades móviles, una de ellas con un transformador de potencia de 20 MVA , mientras se instala un transformador de potencia de mayor capacidad al existente y la otra móvil con celdas de 13,8 KV mientras le efectúan mantenimientos a las celdas de 13,8 KV propias de la subestación. Esta situación implica una gran cantidad de cables superficiales en el piso de la subestación para interconexión de equipos.

Las celdas en la subestación no cuentan con demarcación de las zonas de seguridad en concordancia con lo exigido en el RETIE, evaluado según RETIE Art 13.4 , RETIE Tabla 13.7, RETIE Tabla 13.8, RETIE Figura 13.4, RETIE Art 23.3

Las celdas de 13,8 KV de la subestación, no permiten colocar a tierra el sistema y por ende no existe la indicación visual del estado de conexión a tierra, evaluado según RETIE Art.23.1 (s, t), RETIE Art. 20.23.2 (f)

Las celdas no cuentan con rotulo con descripción de niveles de tensión, corriente nominal, ni de energía incidente (niveles de cortocircuito), evaluado según RETIE Art. 20.23.2, g, RETIE Art. 20.23.1.4,

Algunas celdas SS.AA. no tienen diagramas unifilares en su frente, evaluado según RETIE Art 20.23.2,g, RETIE Art.20.23.1.4 Literal i., RETIE Art. 21.1 (e)

Se pudo apreciar que en general las puertas metálicas de acceso a áreas donde se encuentran celdas de protección y control no se encuentran aterrizadas, representando fallas en la equipotencialidad del sistema. RETIE Art 15, RETIE ART. 15.3.3, RETIE ART. 23.1 q, r, RETIE Art. 15.1 (b) y (c), NTC 2050 sección 250

No se evidencia la existencia de caja de inspección sistema de puesta a tierra en patio subestación, evaluado según RETIE Art 15.1 (d),

Portón de acceso a la subestación y malla de cerramiento sin señalización de riesgo eléctrico de acuerdo al RETIE y faltan colas de puesta a tierra en portón de entrada y en la malla de cerramiento evaluado según RETIE ART 23. 1 (c), (d), (e), RETIE ART. 23.1 q, r

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

Se requiere instalación de señalización riesgo eléctrico puerta de acceso a caseta cuarto de control y protecciones ,evaluado según RETIE Art 23.1 (d), RETIE art 6.1.1

Falta reponer Grava en algunas áreas del patio de la subestación y cambiar en otras , evaluado según RETIE Art 25.8, RETIE Art 27.5

Los cable de potencia en su mayoría no cuentan con código de colores e identificación de fases, evaluado según RETIE Art.6.3, (Código de colores para conductores aislados)., RETIE Tabla 6.5 y 6.6

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

Se encontraron vencidos los extintores para prevención de incendio de la subestación evaluado según RETIE Art 25.8, RETIE Art 27.5

Se encontró almacenamiento de materiales algunos de ellos combustibles en cuarto de batería, situación peligrosa por la clasificación del área

Se encontró la utilización de conectores no certificados en derivaciones del sistema de puesta a tierra. Evaluado según RETIE Art 15

Se encontró conexiones al barraje de la subestación sin utilización de conectores certificados para tal fin RETIE ART. 20.12.1, RETIE Art. 25.7.1 (f)

Se encontró un polo del seccionador de alimentación al barraje de la subestación fuera de servicio y por tanto el cable se envía directamente al barraje, evaluado según RETIE Art 25.8, RETIE Art 27.5

Se encontró que los aisladores que conforman los barrajes de la subestación presentan contaminación así como también los aisladores de los diferentes equipos de patio de la subestación, evaluado según RETIE art 25.8, RETIE Art 27.5

4. ASPECTOS COMERCIALES

Del análisis preliminar de la información aportada por la empresa durante la visita integral efectuada los días 25 y 26 de Junio de 2015, y al ser confrontada con los resultados obtenidos el año inmediatamente anterior, podemos realizar las siguientes observaciones:

4.1. Número de Usuarios clasificados por tipo de uso

Tabla 4.1. Relación de suscriptores EEBP S.A. E.S.P 2013 -2014 Mayo 2015

ESTRATO O ACTIVIDAD	AÑO 2013		AÑO 2014		% INCREMENTO / DISMINUCIÓN
	No. DE SUSCRIPTORES	%	No. DE SUSCRIPTORES	%	
Estrato 1	12.946	57,98%	13.979	59,68%	7,98%
Estrato 2	6.122	27,42%	6.063	25,88%	-0,96%
Estrato 3	690	3,09%	676	2,89%	-2,03%
Estrato 4	ND	ND	ND	ND	ND
Estrato 5	ND	ND	ND	ND	ND
Estrato 6	ND	ND	ND	ND	ND
Total Residencial	19.758	88,49%	20.718	88,44%	4,86%
Industrial	107	0,48%	111	0,47%	3,74%
Comercial	2.051	9,19%	2.166	9,25%	5,61%
Oficial	299	1,34%	322	1,37%	7,69%
Otros	114	0,51%	108	0,46%	-5,26%
Total no Residencial	2.571	11,51%	2.707	11,56%	5,29%
Gran Total	22.329	100,00%	23.425	100,00%	4,91%

Fuente: Empresa

La mayor concentración de usuarios (suscriptores) se encuentra en los estratos 1 y 2, en el sector residencial con más del 85% del total de los usuarios y para el sector no residencial, los usuarios comerciales. Se observa un incremento porcentual en el estrato uno residencial y en el sector no residencial en el uso comercial, industrial y comercial.

El mayor incremento porcentual (7,98) se encuentra en el estrato uno pasando de 12.946 usuarios, en el año 2013, a 13,979, esto es un aumento de 1.033 usuarios

En general, la Empresa obtuvo un crecimiento en el número de clientes, correspondiente a un 4,91%, en relación con el 2013, pese a que en los estratos residenciales 2 y 3 (-096 y 2.03%, respectivamente) y no residencial en otros (-5.26%), presentaron disminución en los clientes atendidos.

4.1.2. Atención Comercial

Políticas de atención comercial:

Las políticas de atención comercial se encuentran plenamente definidas y las mismas tienden a brindar un servicio de energía eléctrica con calidad, eficiencia y sostenibilidad, generando bienestar social y desarrollo económico en el Putumayo.

Distribución de zonas de prestación del servicio y centros de atención:

La empresa de Energía Del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., presta sus servicios en el departamento del Putumayo, en los municipios de Orito, Puerto Caicedo, Puerto Asís, Valle de Guamuez y San Miguel.



Canales de Atención dispuestos por la Empresa para la atención de los Clientes:

Cuenta con usuarios residenciales clasificados en estratos del 1 al 3 y usuarios Comerciales, Industriales Y Oficiales y para su atención tiene dispuesta la siguiente red de atención:

Tabla 4.1.2. Relación de Oficinas de Atención - 2015

Sede Principal Puerto Asís	Sede La Hormiga	Sede San Miguel	Sede Puerto Caicedo
Carrera 26 No. 10-68,	Carrera 6 Calle 5	Calle 5 No. 4-57	Transversal 6 No. 3ª-48
Tel. 4227559, 4229155, Fax. Ext 25. Cel. 311 264 2117	Tel. 4282077. Cel. 311 229 3039	Tel. 4210525. Cel. 310 800 9175	Cel. 310 625 6754
Barrio: EL Carmen	Barrio: El Recreo	Barrio: San Felipe Frente al Parque Municipal	Barrio: Miraflores
LINEA DE ATENCION AL CLIENTE PARA REPORTAR DAÑOS O DESCONEXIONES DEL SERVICIO DE ENERGÍA. (24 Horas), Desde un fijo: 115- Desde un Móvil: 038 – 422 9347- 038 – 422 0577- 038 – 422 7540- Línea gratuita: 18000942415			

Fuente: Empresa 2015

De igual manera disponen los usuarios de líneas de atención las 24 horas del día, para el reporte de daños, solicitudes, quejas o presentar las reclamaciones que considere necesarias.



Análisis De Contenido De La Factura:

De la inspección visual al documento factura se valoraron los siguientes conceptos:

1. Nombre del suscriptor y dirección del inmueble receptor del servicio.
2. Estrato socioeconómico y clase de uso del servicio.
3. Período y valor facturado.
4. Lectura anterior y actual del medidor y consumo.
5. Causa de la falta de lectura.
6. Fechas de pago oportuno, suspensión y/o corte del servicio.
7. Valor total de la factura.
8. Consumo en unidades físicas de los últimos seis (6) períodos.
9. Cargos expresamente autorizados por la Comisión.
10. Valor de las deudas atrasadas.
11. Cuantía de los intereses moratorios, y señalamiento de la tasa aplicada.
12. Monto de los subsidios, y la base de su liquidación.
13. Mono de contribución y el porcentaje aplicado para su liquidación.
14. Cargos por concepto de reconexión o reinstalación.
15. Otros cobros autorizados.
16. Motivación uso racional de energía y beneficios ambientales.
17. Información de seguridad.
18. Página Web en la que se publica información sobre cambio de comercializador.
19. Estratificación Hogares de Bienestar Familiar.

E E B P		EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.		FACTURA DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	
NIT. 846.000.553-0		NUJIR: 2-86568000-7		No. DE SUSCRIPCIÓN A - 4448 -7	
				Factura No. 2032398365-60	
Nombre: MARGARITA MORENO		Período Consumo: 20-MAY-2015 - 18-JUN-2015 (29)		Factura del Mes: JUNIO -2015	
Dirección: KANACAS		División Geopolítica: PUERTO ASIS - KANAKAS		Zona: PUERTO ASIS	
Ciclo: PA1		Ruta: P103		Orden: 26	
Estrato: (2)		Tipo de Uso: RESIDENCIAL		Área: RURAL	
Nivel de Tensión: 1		Carga KW: 8		Tipo de Red: REREA	
Propiedad de Activos: EMPRESA		Dirección de entrega: 15416A			
Tarifa: 100		Nodo de Conexión: PUR114		Indicadores de Calidad del Servicio	
Residencial (AC)		Grupo: Meta DES		Real DES	
		Meta FES		Real FES	
		Dpc		CI	
		Vir. Compensar			
LIQUIDACIÓN DEL CONSUMO		ANÁLISIS GRÁFICO DE CONSUMOS			
Descripción		Consumo Kw/h		Costo Unit. kWh	
Costo Consumo		Subtotal		%	
Subtotal		%		Subtotal	
ACTIVA SENCILLA		84.9		487.49	
		31.198.36		14.623.14	
		44.573		16.580.22	
HISTÓRICO DE CONSUMOS Y LECTURAS		INFORMACIÓN DE LA MEDICIÓN			
Ciclo		Medición		Lectura en	
Lectura		Lectura por		Unidad	
Consumo		Costo No. Lectura			
Promedio					
DICI		ENE		FEB	
210		279		339	
58		50		80	
71		80		80	
81		82			
82					
CONCEPTOS		VALOR LIQUIDADO		SALDO ANTERIOR	
SALDO A FAVOR O ANTI-CIPADOS		TOTAL			
ACTIVA SENCILLA MONOMORFA		31.198.36		0	
SUBSIDIO		14.623.14		0	
AJUSTE A LA DECENA		3.79		0	
		16.580		16.580	
MENSAJES DE IMPORTANCIA		GERENTE			
COSTO UNITARIO DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO		Fecha de Expedición		Pago Oportuno Hasta	
27/06/2015		17/07/2015		Fecha de Suspensión	
18/07/2015		TOTAL A PAGAR		\$ 16,580	
INFORMACIÓN DE FINANCIACIÓN		Tipo Plan		Sec. Crédito	
Capital Crédito		Nro. Cuotas		Tipo Amortización	
Saldo Capital		Cuotas Pagadas		Cuotas por facturas	
1					
Ciclo		Ruta		Orden	
Factura del Mes		No. de Suscripción		Factura No.	
JUNIO -2015		PA-4448-7		2032398365-60	
Pago Oportuno Hasta		TOTAL A PAGAR			
17/07/2015		\$ 16,580			
CONCEPTOS PERTENECIENTES A OTRAS ENTIDADES		Suscripción		Ciclo	
Factura No.		Valor Factura			
Termino					
Concepto		Valor		Pago Oportuno	

De la verificación del contenido de la factura se pudo evidenciar que contiene la información mínima requerida.

La empresa realizó el aporte de los diferentes diseños de arte para la facturación de cada periodo del año 2014 en los temas de uso racional del servicio y temas de seguridad.

Que la empresa ha recibido por parte del Instituto de bienestar Familiar la certificación de dos listados donde relaciona los inmuebles en los cuales funcionan Hogares Comunitarios en los municipios de Valle del Gaumuez y San Miguel (32 suministros); de igual manera los hogares sustitutos en los municipios de Valle del Gaumuez y Orito, (17 suministros), procediendo a clasificar los mismos en estrato 1, de conformidad con el decreto 1766 de 2012.

En cuanto a las tarifas aplicadas para cada periodo, la compañía realizó la publicación para cada uno de los meses del año 2014 exhibiendo en la página Web.

4.1.3. Índice de pérdidas

El programa de control de pérdidas implementado por la empresa está encaminado a

lograr la reducción de las pérdidas no técnicas de energía, al verificar el procedimiento implementado para la actuación administrativa, encontramos que son muy pocos los procesos que se agotan, ya que en la primera etapa se logra la conciliación y pago de la energía a recuperar.

No obstante, dentro los procesos adelantados, no se logra evidenciar el cumplimiento del debido proceso en cada una de sus etapas, de igual manera, dentro del contrato de condiciones uniformes el procedimiento establecido no se encuentra ajustado a las normas vigentes.

Ahora bien, del análisis de las estadísticas reportadas encontramos el siguiente comportamiento del control de perdidas:

Tabla 4.1.3. Relación de Porcentaje de pérdidas año 2013 -2015

ÍNDICES DE PÉRDIDAS			
MES-AÑO	Kw-h COMPRADOS	Kw-h VENDIDOS(REPORTAD O SUI)	% DE PÉRDIDAS
2013	48.896.923	38.189.533	21.90%
2014	52.971.543	41.622.160	21.43%
2015	17.730.165	14.700.298	17.09%

Fuente: Empresa

Del cuadro anterior, se concluye que el porcentaje de perdidas ha disminuido, sin embargo la diferencia entre el año 2013 y 2014 es muy poca, lo que indica que es necesario fortalecer las estrategias establecidas para reducir las mismas.

4.2. P.Q.R.

En cuanto a las PQR, encontramos que las causales de reclamación de mayor impacto son Alto Consumo, y falla en la prestación del servicio, tal como se observa en el presente cuadro.

TIPO DE PQR	AÑO 2013	AÑO 2014	AÑO 2015	TOTAL
Conexión Nivel de Tensión 1	1195	1205	322	2722
Conexión Nivel de Tensión 2		1	1	2
Reconexión	3095	3910	900	7905
Reinstalación	27	23	3	53
Terminación de Contrato	20	21	6	47
Alto Consumo	966	1127	494	2587
Calidad del Servicio	6	50	44	100
Condiciones de Seguridad o Riesgo	2			2
Dirección Incorrecta		1		1
Error de Lectura	1		1	2
Estrato	236	176	65	477
Falla en la Prestación del Servicio	861	896	410	2167
Otras Inconformidades	113	94	23	230
Revisiones a las Instalaciones y Medidor del Usuario		7		7
Terminación de Contrato		2		2
TOTAL GENERAL	6523	7513	2268	16304

Fuente: Empresa

4.2.1. Estratificación:

Al respecto la empresa tiene sus usuarios residenciales clasificados en los estratos del 1 al 3. Que el Decreto adoptado en el municipio de Orito es el 0139 del año 1997.

Mediante Decreto No. 0107 del 27 de Agosto de 2012, se conformó el comité permanente de estratificación socioeconómica en el municipio de Orito, Departamento del Putumayo. Presenta además el acta donde quedo registrado el presupuesto aprobado por el comité para el año 2015.

De igual manera realiza el aporte del comprobante de pago de los aporte por concurso económico del municipio de Orito, para el cual ya se encuentra organizado el comité de estratificación.

4.2.2.Trabajo Comunitario:

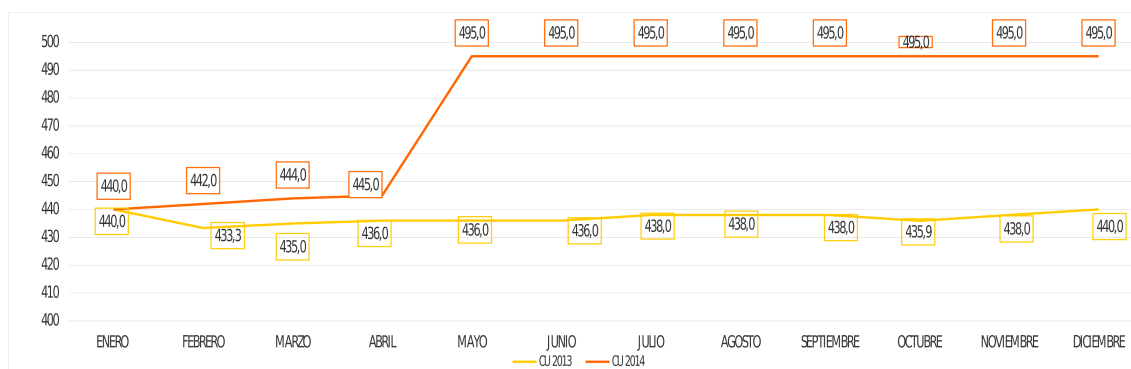
La empresa de energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., dentro de su estructura comercial cuenta con un grupo de trabajo comunitario, el cual viene adelantando en los diferentes municipios, barrios y veredas el programa URE (Uso Racional de Energía), así como diferentes campañas de control de energía, Contact Center, cartera, atención al usuario, Pagina Web, para lo cual realiza el aporte de las respectivas evidencia de su programación y realización.

4.3. Aspectos Tarifarios

4.3.1. Costo Unitario de Prestación de Servicios – CU

El Costo Unitario de Prestación de Servicios – CU para el 2013 y 2014 de la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., que hace parte del ADD Sur¹, se consolida en la gráfica 4.3.1.:

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



Fuente: Información Publicada por la ESP

Tal como se detalla en la gráfica anterior, el valor de Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) del 2014 es superior al CU del 2013 para todos los meses, estos valores fueron calculados mes a mes atendiendo lo dispuesto en la metodología definida en la Resolución CREG 119 de 2007, para los usuarios regulados.

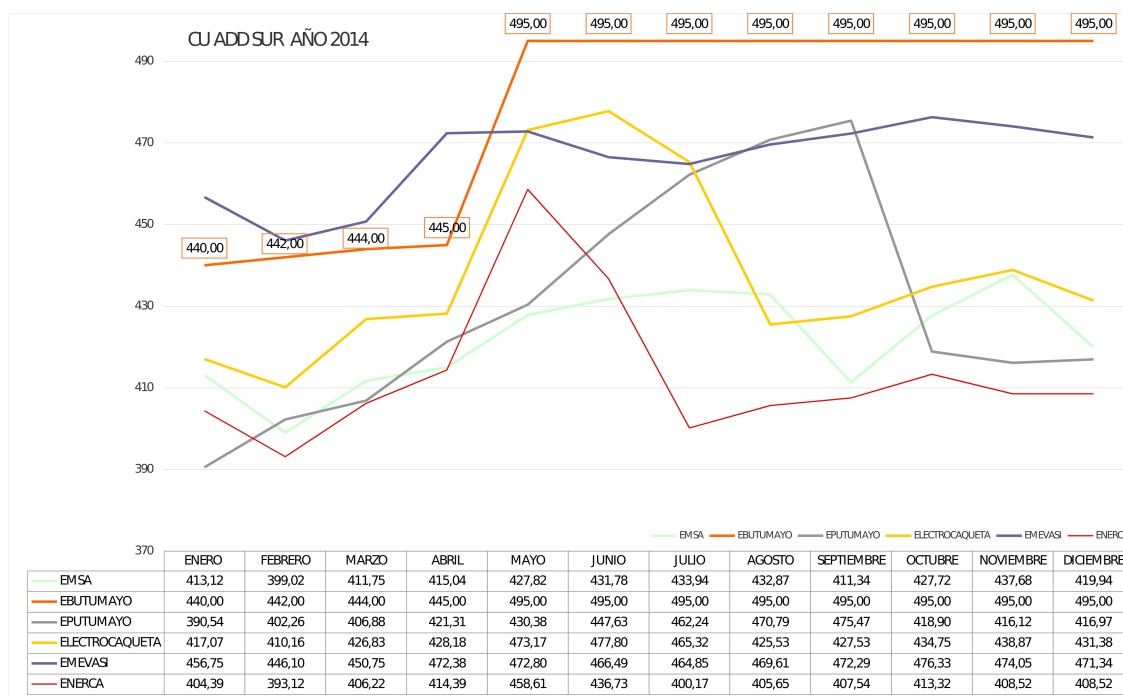
1 ADD Sur Resolución del MME 180696 del 04 de Mayo de 2011

El valor del CU aplicado entre los meses de mayo y diciembre de 2014, para los usuarios se situó en 495 \$/kWh, este valor constante llamo la atención de la Dirección Técnica de Gestión de Energía y por ello efectuó requerimiento al prestador con oficio SSPD No. 20142200738591 y la respuesta está radicada con oficio SSPD No. 2015220019802 en donde informan lo siguiente:

“(...) que la Administración de la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.S.P (sic), tomo la decisión de mantener el precio del kWh en \$495 a partir del mes de Mayo de 2014, debido al incremento del precio de bolsa (Pb), lo cual afecto directamente al flujo de efectivo de la Empresa; además es importante aclarar que el cálculo del CU para los meses de Mayo a Diciembre 2014, dio un valor por encima de \$506, lo cual en el momento de aplicarlo a la factura generaría un impacto a los usuarios, por conciencia y como medida preventiva, se acordó fijar un CU de \$495 que se mantendrá hasta tanto el cálculo del ajuste tarifario por compras de energía en bolsa sea igual a cero” .

4.3.2. Comportamiento del CU para el prestador con respecto a su ADD durante el 2014

Gráfica 4.3.2. Costo Unitario de Prestación de Servicios del ADD Sur, Año 2014



Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP de ADD Sur

Vale la pena mencionar que la Empresa de Energía del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P., no hace parte de esta ADD Sur, acorde con la Resolución MME 090290 del 2014 e informado por el prestador mediante oficio SSPD No. 20145290216372 del 30 de abril de 2014.

Con base en la metodología establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, el CU de esta empresa es el más alto entre las empresas que conforman esta ADD, a partir del mes de mayo de 2014.

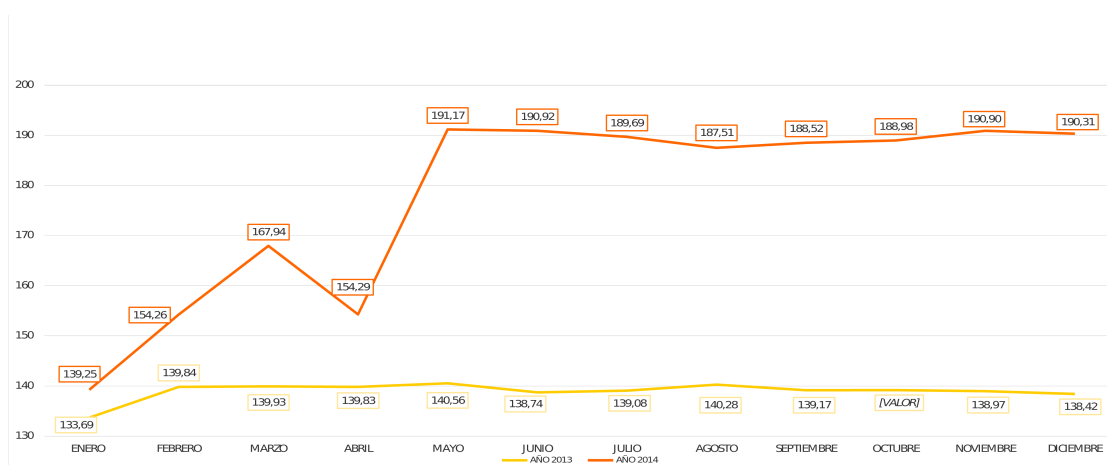
4.3.3. Análisis por componente del CU para los años 2013-2014

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

4.3.3.1. Componente Generación

Tal como se referenció en numerales anteriores, el CU a partir de mayo tomo un valor constante, esto con base en la decisión administrativa de la empresa. La tendencia del CU, es similar a la compra de energía, la cual se observa al superponer las gráfica 4.3.1. y 4.3.3.1.

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



Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP

El precio de generación, constituido por la compra en contratos y en bolsa muestra que la empresa se vio en la necesidad de salir a comprar en bolsa para atender la demanda no cubierta. Entre abril y mayo de 2014, se presentó un incremento en este componente que alcanzó los 36.88 \$/kWh, superando el valor del mes anterior en 23.90% .

Sobre el particular, llama la atención lo manifestado por el AEGR en relación con la exposición a bolsa en el informe de punto específicos² donde manifiesta “Por la modalidad de los contratos de compra de energía “pague lo demandado” que tiene la empresa con el mercado de energía mayorista, no se presentan exposiciones a bolsa”.

4.3.3.2. Componente Transmisión

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

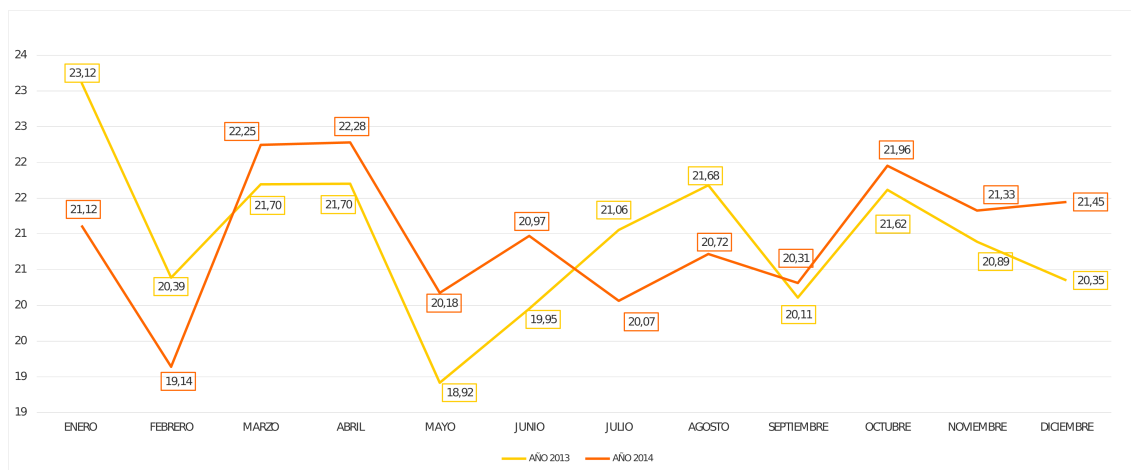
Mediante este cargo se reconoce el transporte de energía desde las plantas de generación hasta las redes de transmisión regional (STR).

² Puntos Específicos sui_ane_2014_1-7102959_1534848.pdf.

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

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

Gráfica 4.3.3.2. Comportamiento del Componente de Transmisión 2013 – 2014

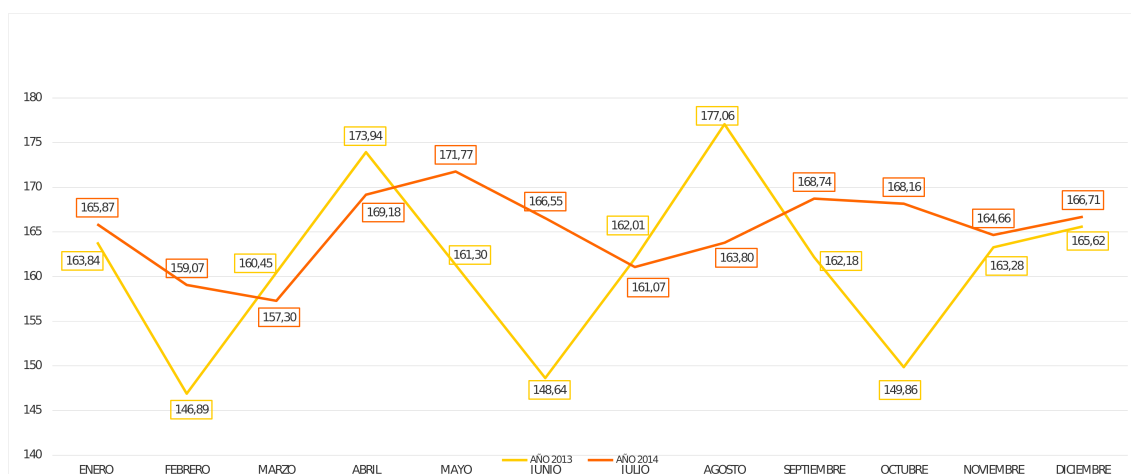


Fuente: Publicación de Tarifas de la ESP y XM S.A. E.S.P.

4.3.3.3. Componente Distribución D

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

Gráfica 4.3.3.3. Comportamiento del Componente de Distribución 2013 – 2014



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

La gráfica anterior, muestra el comportamiento de este componente y el valor del mismo presenta oscilaciones; durante la vigencia del 2014 se observa que el valor del

mismo tiene una tendencia a estabilizarse, si bien se presentan oscilaciones estas no son tan abruptos, situación que obedece a que el Regulador expidió la Resolución CREG 133 de 2013, mediante la cual ajusta el artículo 2 de la Resolución CREG 058 de 2008 (modifica la fórmula para el cálculo del D_{tun}) y adiciona al artículo 4 de la Resolución 058 de 2008, el cálculo de dos (2) índices el $R_{I_{a,n,m}}$ para cada ADD y el $R_{IOR_{j,a,n,m}}$ para cada OR.

Cabe mencionar que mediante correo electrónico del 30 de abril de 2014, mediante oficio SSPD No. 20145290219702, la empresa remitió el cálculo del Porcentaje de Administración Operación y Mantenimiento a reconocer (PAOMR), acorde con lo dispuesto en la Resolución 051 de 2010 y a la Circular 013 de 2012.

Sobre el componente de distribución, es necesario señalar que se encuentra en consulta la Resolución CREG 179 de 2014, por medio de la cual se establece la metodología para la remuneración en el servicio de energía eléctrica la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN.

4.3.3.4. Componente Comercialización C

La gráfica 4.3.3.4., muestra el componente de comercialización mes a mes del prestador de las vigencias 2013 y 2014:

Gráfica 4.3.3.4. Comportamiento del Componente de Comercialización 2013 – 2014



Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP

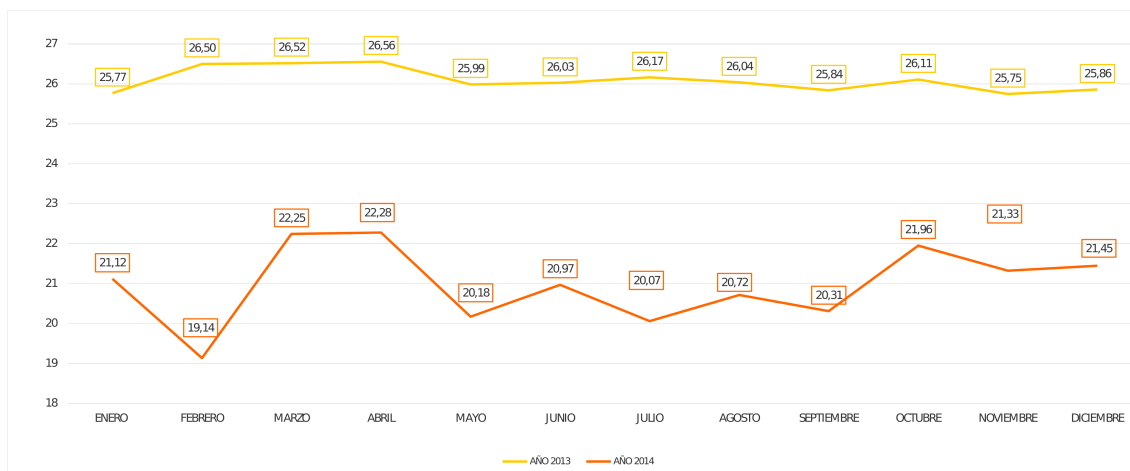
El valor del componente de comercialización presenta una disminución a lo largo del 2014, costo que en promedio corresponde a 75.73 \$/kWh, esto es un 10.60% menos que el valor promedio del 2013 que era del 84.71 \$/kWh.

Sobre este componente, la CREG expidió la Resolución CREG 180 de 2014, en la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional. La norma anterior ajusta la Resolución CREG 119 de 2007 a través de la Resolución CREG 191 de 2014.

4.3.3.5. Componente de Pérdidas

La gráfica 4.3.3.5., presenta el valor mes a mes del componente de pérdidas para las vigencias 2013 y 2014:

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



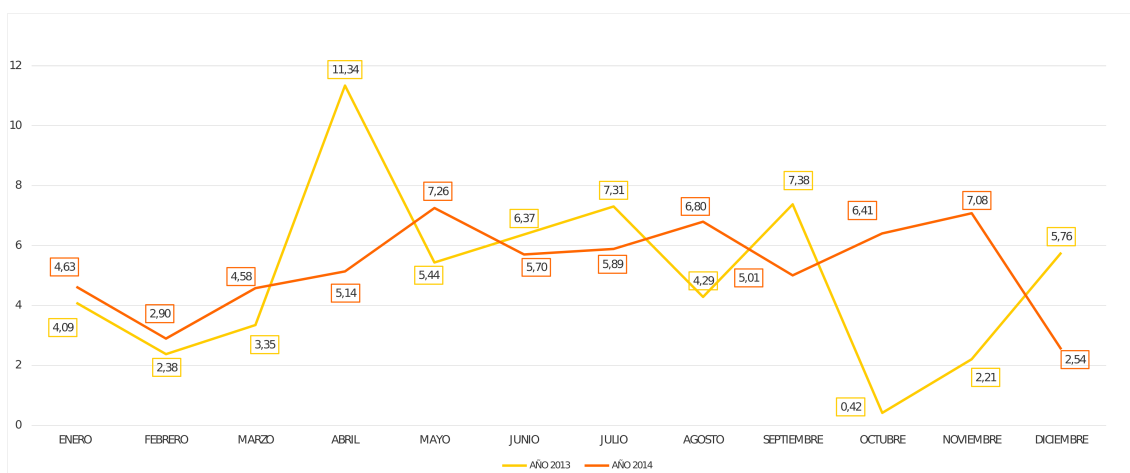
Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP

Las pérdidas del prestador durante el 2014, presenta una disminución del 19.60% con respecto a los valores calculados en 2013 que tenía un promedio de 26.10 \$/kWh y en el 2014 este promedio es de 20,98 \$/kWh, no obstante lo anterior, estos valores llaman la atención por la dependencia del componente de la compra de energía.

4.3.3.6. Componente Restricciones

Acorde con el comportamiento de las restricciones, los usuarios pagaron en promedio durante el 2014 un valor de 5,33 \$/kWh, costo superior en 0.30 \$/kWh con respecto a al vigencia del 2013; este valor muestra un comportamiento aleatorio durante el año 2014, objeto de análisis.

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



Fuente: Publicación de Tarifas de la ESP

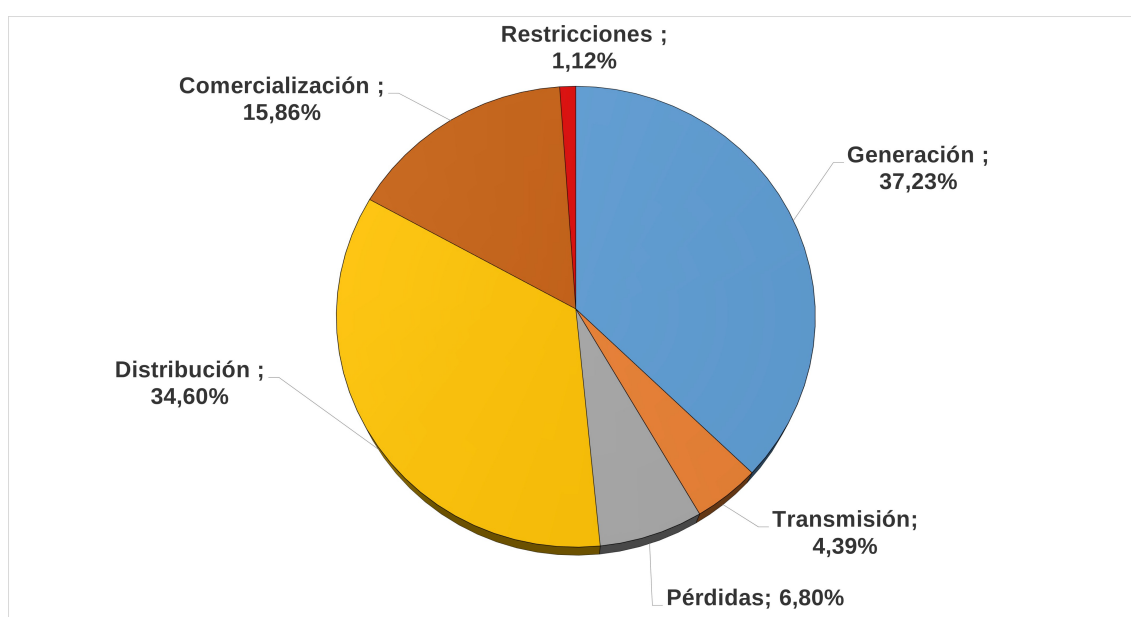
El valor total de las restricciones pagadas por el prestador alcanzó los \$226.886 millones en el 2014, mientras que en el 2013 el valor cancelado fue de \$200.044 millones, lo cual indica un incremento del 11.83%.

4.3.4 Porcentaje de participación por componente en el CU

Dentro del CU promedio del 2014, se observa que la compra de energía tiene una participación del 37.23%, este valor supera la participación de este componente en el 2013 que era del 31.80%. Con respecto al promedio del 2013, los componentes de distribución y generación de energía se invierten, sin embargo, su peso relativo superan los 68,70 y 71.83% para las vigencias 2013 y 2014 respectivamente.

La participación por componente en el CU se presenta, en la gráfica 4.3.4.

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

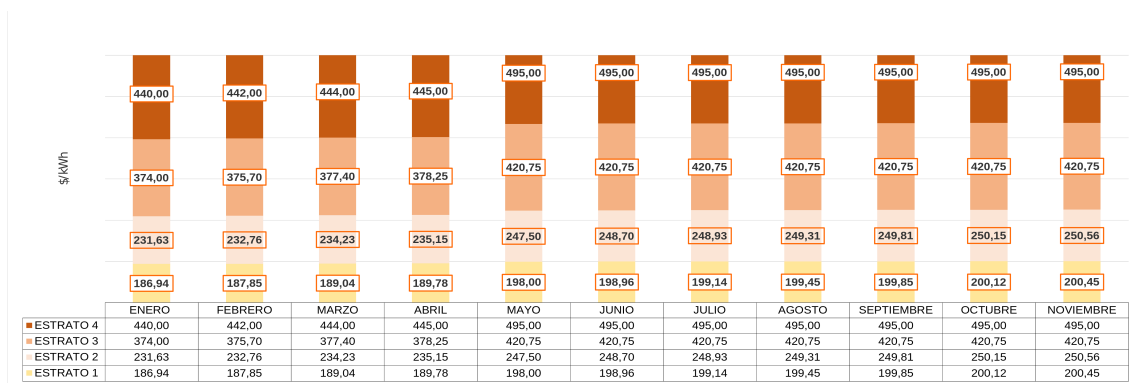


Fuente: Publicación de Tarifas de la E.S.P.

Evolución de las Tarifas del 2014

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

Gráfica 4.3.5. Tarifas por Estratos 2014



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

En términos generales, se observa un crecimiento de la tarifa del estrato 4 entre los meses de enero y diciembre de 12.50%.

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

De cualquier forma el subsidio no podrá superar el 60% en el estrato 1 y el 50% en el estrato 2. Por otra parte, y en consonancia con la Ley 142 de 1994, el subsidio del estrato 3, no debe sobrepasar el 15%.

4.6. Subsidios y contribuciones

El Ministerio de Minas y Energía, a través del oficio SSPD No. 20145290660002, valido en firme la información del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos, para el tercer trimestre de 2014, en la cual indica que la empresa acumula un déficit a 30 de septiembre de 2014 por \$247.757.472.

La tabla siguiente contiene el balance de subsidios y contribuciones, acorde con la información registrada y certificada por el prestador en los formatos de SUI.

ESTRATOS	AÑO 2013	AÑO 2014
Estrato 1	2.703.490.970	3.403.202.586
Estrato 2	1.533.856.868	1.714.967.356
Estrato 3	63.219.472	65.570.624
Total Subsidios	4.300.567.310	5.183.740.566
Industrial	123.306.501	142.839.490
Comercial	724.795.097	878.335.151
Otros	6.886.135	15.987.476
Total Contribuciones	854.987.733	1.037.162.117

Fuente: SUI

El balance anterior, muestra que la empresa otorgó subsidios por un valor cercano a los \$4.301 millones y de \$5.183 millones en las vigencias 2013 y 2014, mientras que recibió de los usuarios industriales, comerciales y otros un valor por concepto de contribuciones de \$855 millones y \$1.037 millones respectivamente.

El balance muestra que la empresa sigue presentando un déficit el cual alcanzó los \$4.147 millones, según lo reportado al SUI por el prestador.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

INDICADORES DE GESTIÓN	REFERENTE 2014	RESULTADO	OBSERVACION
Margen Operacional	21%	13%	No cumple
Cobertura de Intereses- Veces	20	8	No cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	56	42	Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar- Días	26	12	Cumple
Razón Corriente- Veces	1.50	1.05	No cumple

Comparada la gestión financiera de la compañía con los referentes calculados por la SSPD para el año 2014 de acuerdo con la Resolución CREG No. 072 de 2002, modificada por la Resolución No. 034 de 2004, se tiene que la empresa no cumple con 3 referentes: Margen Operacional, Cobertura de Intereses y Razón Corriente. De estos indicadores el más representativo por su bajo nivel es la cobertura de cuentas por cobrar - días, que se encuentra 12 puntos por debajo del referente establecido para el mercado.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

El reporte de la información al SUI, fue realizada el 06 de abril de 2015, cumpliendo con lo establecido en la Resolución SSPD 25985 De 2006 Cargue Plan Contable, las notas a los estados financieros fueron cargadas el día 05 de abril de 2015.

7. ACCIONES DE LA SSPD

Durante el desarrollo de la visita se solicitó y recolecto finalmente información correspondiente a las áreas técnicas, comercial, tarifaria y financiera; la misma será objeto de estudio por el grupo de profesionales de cada una de ellas y se adelantaran las actuaciones administrativas a que haya lugar.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Financieras

La E.E.B.P. tiene entre sus activos un rubro de inventarios que reporta a 31 de diciembre de 2014 un saldo de \$1.707 millones, lo que significa que los activos de la empresa y la cuenta de efectivo disminuyo significativamente en el 2014, pasando de \$3.194 millones en el 2013 a \$1.255 millones en el 2014. Al respecto, las notas a los estados financieros muestran que:

“Los Inventarios de materiales para la prestación del servicio presentan una disminución de \$1,300.72 millones que equivalen al 43,87% cuenta que registra los materiales eléctricos para la ejecución del proyecto FAER, el cuál esta por culminar

La disminución de los depósitos bancarios en \$2,248.23 millones obedece que los recursos se utilizaron para el funcionamiento de la empresa y por otra parte el Ministerio de Minas no cancelo los recursos correspondiente a los subsidios.”

De acuerdo con el informe de la AEGR, “la empresa no cuenta con pasivo pensional, debido a que el personal vinculado pertenece al régimen pensional de la Ley 100/1993, por lo que dicha obligación le corresponde a los fondos de pensiones”.

Técnicas

No obstante a que existen avances entorno al cumplimiento de los requisitos para Ingresar al esquema de Calidad expuesto en la Resolución CREG 097 de 2008, se evidencia que le prestador ha incumplido con los plazos establecidos en dicha Resolución.

La empresa deberá efectuar actividades tendientes a mejorar los puntos expuestos en el numeral Aspectos RETIE.

El prestador tendrá que realizar las modificaciones que correspondan con el fin de dar cumplimiento integral a los requisitos exigidos en la Resolución expuesta entorno al calculo de la compensación DES y FES.

Comerciales

Se adelantó la visita integral del área comercial de la empresa, realizando la presentación general de cada uno de los procesos que se adelantan, haciendo énfasis en la operativa desarrollada en cada una de ellas.

Gestionar la actualización del contenido del Contrato de Condiciones Uniformes, ya que algunos de los procedimientos descritos en el mismo no se encuentran ajustados a la normatividad vigente.

Realizar la revisión del contenido de la factura ya que no se encontró en la misma el logotipo del ente de vigilancia y control (SSPD), no se reporta la causal de no lectura y no se refleja el consumo de subsistencia.

Revisar el procedimiento establecido comercialmente para los casos de cambio de medidor y su posterior cobro.

En las oficinas de atención se debe publicar en cartelera la lista de precios y tarifas, así como información y material relacionado con uso racional del servicio y seguridad.

Realizar la actualización de la página Web de la ESP, incluyendo la información referente al cambio de comercializador, sugiriendo en este punto incluir en la página de inicio y de fácil visualización, en Documentos de interés.

Evaluar el procedimiento adelantado para cambio de medidores, consumos no registrados (CNR), de tal manera que se encuentre totalmente ajustado a la normatividad vigente.

Incluir en respaldo de la factura material relacionado con uso racional del servicio y seguridad.

Implementar jornada de capacitación en el área comercial, sobre temas normativos, Trámite de PQR's, actuación administrativa en procesos de control de pérdidas y los diferentes procesos comerciales que adelanta la empresa.

Tarifarias

La empresa se vio en la necesidad de comprar energía en bolsa, dado el presunto no cubrimiento de la demanda con los contratos suscritos para el 2014.

La administración de la Empresa de Energía de Putumayo, decidió no trasladar el valor total del Costo Unitario de Prestación del Servicio a los usuarios desde el mes de mayo a diciembre de 2014 y tomar un valor promedio el cual alcanzo los 495 \$/kWh, situación que obedeció estrictamente al comportamiento de los precios de bolsa en la compra de la energía.

Al igual que los años anteriores, la empresa en el 2014 presenta un comportamiento deficitario en su estructura de subsidios y contribuciones, que a 30 de septiembre de 2014, un déficit acumulado de \$247.757.472, según el reporte enviado por el Ministerio de Minas y Energía.

Proyectó: Felliny Salamanca Arias – Profesional Especializado DTGE

Proyectó: Luz Elena Marriaga Montero – Profesional Especializado SDEGC

Proyectó: Enrique Botero- Asesor – SDEGC

Proyectó: Jhon Alejandro Quintero- Profesional Especializado DTGE

Proyectó: Gloria Patricia Cisneros Porras – Profesional Especializado DTGE

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