

EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, Agosto 2015**

ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.

ANÁLISIS AÑO 2014

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. se constituyó en el año 1947 para desarrollar las actividades de generación, comercialización y distribución de Energía Eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$35.686 millones y tiene su sede principal en la ciudad de Neiva. Su última actualización en RUPS aprobada fue el día Abril 09 de 2015.

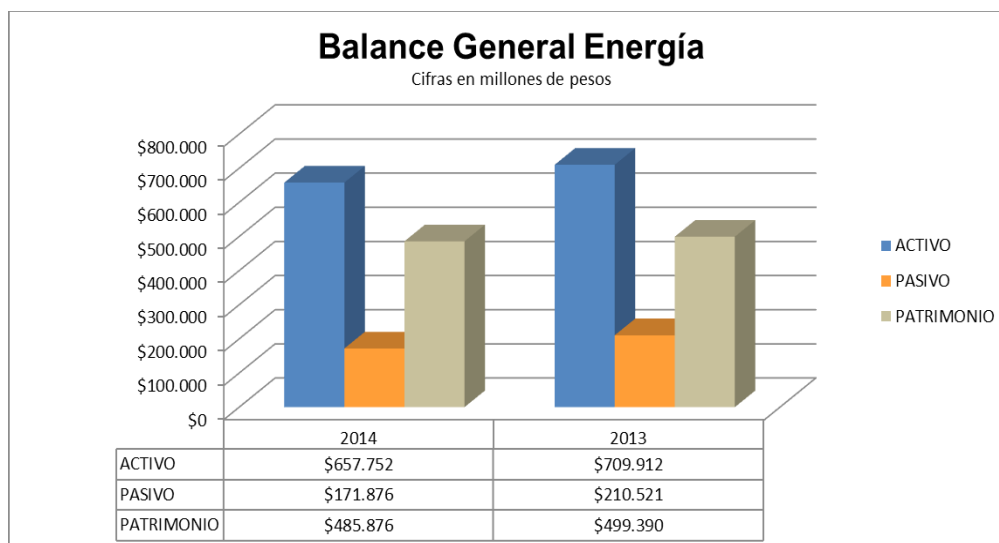
Tabla 1.1. Datos Generales

Tipo de sociedad	Sociedad por Acciones Simplificada
Razón social	Electrificadora del Huila S.A.S E.S.P
Sigla	ELECTROHUILA S.A.S. E.S.P
Nombre del gerente	Julio Alberto Gómez Martínez
Actividad desarrollada	Generación, Comercialización y Distribución
Año de entrada en operación	1947
Mercado que atiende	Pasto, Santa Rosa de Cabal, Ataco, Flandes, Ibagué, Guadalajara Buga, Bogotá, Florencia y San Vicente del Cagúan y Departamento del Huila

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1. Balance General



Fuente: SUI

BALANCE GENERAL	2014	2013	Var
Activo	\$657.751.593.720	\$709.911.596.333	-7,35%
Activo Corriente	\$105.212.575.576	\$181.584.151.073	-42,06%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$224.715.906.641	\$199.387.927.226	12,70%
Inversiones	\$5.749.742.637	\$5.521.119.236	4,14%
Pasivo	\$171.875.899.595	\$210.521.302.840	-18,36%
Pasivo Corriente	\$91.674.581.390	\$127.040.332.156	-27,84%
Obligaciones Financieras	\$49.024.552.443	\$28.291.844.134	73,28%
Patrimonio	\$485.875.694.125	\$499.390.293.493	-2,71%
Capital Suscrito y Pago	\$35.686.638.000	\$35.686.638.000	0,00%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Activo

En el año 2014 el activo de la Empresa se ubicó en \$657.752 millones, presentando un decrecimiento de 7,35% con respecto al año anterior. Dentro del activo se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas tales como:

Deudores: A diciembre de 2014 esta cuenta se posicionó en \$67.886 millones disminuyendo en \$10.573 millones en comparación con el mismo periodo de la vigencia anterior. De este rubro se destacan con el 49,7% las cuentas por cobrar de la prestación del servicio público de energía, ya descontada la provisión, y el 37% de anticipos o saldos a favor por impuestos y contribuciones.

Propiedad Planta y equipo: Con una participación en el activo del 34,16%, a diciembre de 2014 esta cuenta, cuya información se detalla en la tabla siguiente, alcanzó la suma de \$224.716 millones, presentando un incremento del 12,70% con relación al año anterior.

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTÓRICO	DEPRECIACIÓN	VALOR CUENTA 16 PROP, PLANTA Y EQUIPO A 2014	VALORIZACIONES 2014	VALOR EN LIBROS 2014	VALOR EN LIBROS 2013
Terrenos	\$ 5.048	\$ 0	\$ 4.911	\$ 14.404	\$ 19.315	\$ 15.888
Construcciones En Curso	\$ 12.424	\$ 0	\$ 12.424	\$ 0	\$ 12.424	\$ 38.129
Maquinaria, Planta Y Equipo En Montaje	\$ 3.776	\$ 0	\$ 3.776	\$ 0	\$ 3.776	\$ 4.025
Bienes Muebles En Bodega	\$ 1.372	\$ 0	\$ 1.372	\$ 0	\$ 1.372	\$ 1.405
Propiedades, Planta Y Equipo En Mantenimiento	\$ 774	\$ 0	\$ 774	\$ 0	\$ 774	\$ 630
Propiedades, Planta Y Equipo No Explotados	\$ 10.345	-\$ 1.627	\$ 8.499	\$ 5.508	\$ 14.007	\$ 14.209
Plantas, Ductos Y Túneles	\$ 109.447	-\$ 32.623	\$ 68.535	\$ 49.352	\$ 117.887	\$ 95.639
Redes, Líneas Y Cables	\$ 191.081	-\$ 73.686	\$ 116.951	\$ 247.794	\$ 364.746	\$ 340.904
Maquinaria Y Equipo	\$ 11.619	-\$ 6.779	\$ 3.998	\$ 43	\$ 4.041	\$ 2.318
Muebles, Enseres Y Equipos De Oficina	\$ 2.538	-\$ 1.239	\$ 1.298	\$ 36	\$ 1.334	\$ 1.217
Equipos De Comunicación Y Computación	\$ 3.448	-\$ 2.223	\$ 1.225	\$ 60	\$ 1.285	\$ 1.129
Equipo De Transporte, Tracción Y Elevación	\$ 2.030	-\$ 1.054	\$ 950	\$ 517	\$ 1.466	\$ 1.605
TOTALES	\$ 353.906	-\$ 119.232	\$ 224.716	\$ 317.713	\$ 542.429	\$ 517.101

Fuente: SUI cifras en Pesos

Otros activos: corresponde al rubro más representativo del activo con una participación del 49,45%, y está compuesto por: gastos pagados por anticipado \$1.023 millones; cargos diferidos \$5.327 millones; Intangibles \$1.231 millones; valorizaciones \$317.713 millones.

Pasivo

A diciembre 31 de 2014 el pasivo de la compañía alcanzó la suma de \$171.876 millones, presentando un descenso de 18,36% equivalente a \$38.645 millones con relación al mismo periodo del año anterior. La composición del pasivo se encuentra de la siguiente manera: obligaciones financieras \$49.025 millones; cuentas por pagar \$62.568 millones; obligaciones laborales \$5.483 millones; pasivos estimados y provisiones \$46.932 millones; otros pasivos \$7.869 millones.

Del pasivo se destacan los valores por obligaciones financieras y cuentas por pagar, con participaciones porcentuales del 29% y 36%, respectivamente.

Dentro de las cuentas por pagar, la adquisición de bienes y servicios, los impuestos contribuciones y tasas por pagar y los avances y anticipos recibidos, son los rubros que presentan mayor participación con el 33%, 40% y 21%, respectivamente.

Patrimonio

A diciembre de 2014 el patrimonio presentó un descenso de \$13.515 millones con respecto a diciembre de 2013, posicionándose en \$485.876 millones, en buena medida como consecuencia de la reducción de reservas para la rehabilitación y reposición del sistema, según información extractada de las Notas a los Estados Financieros de la compañía. Por otra parte, en relación con la composición accionaria de la empresa, las notas a los estados financieros con corte a diciembre de 2014 revelan que:

“Capital Suscrito y pagado - El capital autorizado es de \$50.000 millones, El capital suscrito y pagado a 31 de diciembre de 2014 asciende a \$35.686.638 El valor nominal de la acción es de \$1.000 cada una y el valor intrínseco al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es de \$13.615,06 y \$14.035,19”

2.2 Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	DICIEMBRE 2014	DICIEMBRE 2013	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$370.912.723.187	\$343.409.968.310	8,01%
COSTOS OPERACIONALES	\$281.216.943.444	\$258.717.542.372	8,70%
GASTOS OPERACIONALES	\$52.492.093.644	\$46.971.662.862	11,75%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$37.203.686.099	\$37.720.763.076	-1,37%
OTROS INGRESOS	\$12.559.750.291	\$11.306.467.768	11,08%
OTROS GASTOS	\$2.647.443.022	\$2.072.073.906	27,77%
GASTO DE INTERESES	\$2.147.663.260	\$1.308.812.077	64,09%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$47.301.592.034	\$47.296.139.155	0,01%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Los ingresos operacionales de la Empresa corresponden a las actividades de generación, comercialización y distribución de Energía Eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, que para diciembre de 2014 fueron de \$370.913 millones, presentando un aumento del 8,01% con respecto a diciembre de 2013. El detalle de los ingresos por actividades se muestra en la siguiente gráfica.



Los Costos Operacionales, que a diciembre de 2014 representan el 75,8% de los Ingresos Operacionales, sufrieron un incremento del 8,70% con respecto al año 2013, pasando de \$258.718 millones en esa vigencia a \$281.217 millones en 2014. De los costos operacionales sobresalen con el 70,98% los costos de bienes y servicios con un valor de \$199.600 millones, de los cuales la compra de energía en bloque y/o a largo plazo y las compras en bolsa y/o corto plazo representan \$163.815 millones.

Así mismo, los Gastos Operacionales crecieron 12,43%, pasando de \$49.044 millones en el 2013 a \$55.140 millones en el 2014, siendo su composición la siguiente: Gastos administrativos 37%; Provisiones, depreciaciones y amortizaciones 58%; Otros gastos 5%. Los gastos de administración se vieron incrementados en \$1.295 millones, ubicándose en \$20.621, de los cuales \$8.250 millones corresponden a gastos de personal, \$6.709 millones gastos generales y \$5.662 millones a erogaciones por impuestos, contribuciones y tasas.

La cuenta de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento a diciembre de 2014 creció \$4.225 millones, y evidencia el siguiente comportamiento: provisiones para deudores \$1.491 millones; provisión para protección de inversiones \$648.575; provisión para obligaciones fiscales \$27.869 millones; depreciación, propiedad planta y equipo \$305 millones; amortización de bienes intangibles \$111 millones y provisión para contingencias \$2.095 millones.

Los otros ingresos para la vigencia 2014 suman \$12.745 millones, mejorando en \$1.253 millones la cifra de la vigencia anterior, y están compuestos principalmente por: financieros \$1588 millones; extraordinarios \$10.924 millones; ajuste de ejercicios anteriores \$48 millones y corrección monetaria \$186 millones. Dentro de los ingresos no operacionales se destacan \$7.203 millones de recuperaciones, \$3.387 millones de aportes para proyectos de inversión y \$1.121 millones de intereses sobre depósitos.

Los gastos no operacionales ascienden a \$2.647 millones, siendo los más importantes los intereses con el 81%, financieros 10% y extraordinarios 9%. Dentro de estas erogaciones, con \$2.120 millones, las Obligaciones financieras de créditos obtenidos son las que tienen mas peso.

2.3. Utilidades y Ebitda



La ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. presenta a diciembre de 2014 un Ebitda de \$77.947 millones, \$2.741 millones más que el año anterior. Así mismo, en el 2014 tuvo una utilidad neta de \$47.302 millones, superando el resultado obtenido en el 2013 en \$6 millones.

2.4. Indicadores

INDICADORES	2014	2013
LIQUIDEZ		
Razón Corriente – Veces	1,15	1,43
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	43	44
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	27	27
Activo Corriente Sobre Activo Total	16,00%	25,58%
UMILT		
Nivel de Endeudamiento	26%	30%
Patrimonio Sobre Activo	74%	70%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	53%	60%
Cobertura de Intereses – Veces	36,29	57,46
UTILIDAD		
Ebitda	\$77.947.452.602	\$75.206.668.024
Margen Operacional	21%	22%
Rentabilidad de Activos	12%	11%
Rentabilidad de Patrimonio	12%	12%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Liquidez

La razón corriente a Diciembre de 2014 es de 1,15 veces, indicador que presenta un decrecimiento de 0,28 veces con respecto al mismo periodo de la vigencia anterior, indicando que la empresa tiene 1,15 pesos en su activo corriente para cubrir cada peso de las deudas del pasivo corriente.

La rotación de cuentas por cobrar presentó una disminución de 1 día pasando de 44 días en 2013 a 43 días en 2014. Por otra parte, la empresa tarda 27 días en realizar el pago de sus obligaciones, manteniendo su indicador constante respecto al 2013.

Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para diciembre de 2014 es de 26%, evidenciando una disminución del 4% con respecto a 2013, cuyo porcentaje era del 30%. El Pasivo corriente representa el 53,3% del total de los Pasivos, por lo que el 46,7% restante pertenece principalmente a Pasivos por financiamiento con la banca comercial y pasivos estimados y provisiones.

Rentabilidad

El margen operacional a 31 de diciembre de 2014 fue de 21%, reduciendo en 1% con base al año anterior. La rentabilidades de los activos y patrimonio se posicionaron en 12% al final del ejercicio del año 2014.

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

3.1. Descripción de la Infraestructura

De acuerdo con la información reportada por la empresa Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. al SUI durante el año 2014, se procede a detallar la evolución del sistema eléctrico del mencionado Prestador durante el último año.

Tabla 3.1.1 Relación de subestaciones ELECTROHUILA S.A. E.S.P.

Año 2013	Año 2014
40	43

Fuente: SUI

En el transcurso del año 2014, ELECTROHUILA S.A. E.S.P. realizó una serie de inversiones a nivel de subestaciones, con el fin de mejorar la confiabilidad y calidad del servicio prestado a los usuarios de su mercado. Es así como entraron en funcionamiento tres nuevas subestaciones como son: Canaima, Tarqui y Guadalupe.

La Subestación Canaima, con una capacidad de 12,5 MW a un nivel de tensión 34,5/13,8 kV, se desarrolló en el área urbana de la ciudad de Neiva, y fue puesta en servicio para el mes de septiembre del año 2014, instalada estratégicamente en una de las zonas de mayor crecimiento en la mencionada ciudad.

En lo que respecta al interior del departamento, gracias al crecimiento agroindustrial de los municipios de Guadalupe y Tarqui, y con el fin de mejorar los perfiles de tensión que hacia estos municipios se tenían, se planteó la necesidad de realizar el montaje de dos nuevas subestaciones que llevan el mismo nombre de los mencionados municipios. Ambas subestaciones son de 2,5 MW de capacidad y a un nivel de tensión 34,5/13,8 kV, entrando en funcionamiento en el mes de junio de 2014.

Adicional a lo expuesto, es importante resaltar el esfuerzo que en materia de confiabilidad a mediano plazo continua efectuando el mencionado Prestador, reforzando los anillos a nivel de 115 kV entra varias de sus subestaciones e incrementando la capacidad de generación, como es el caso de la subestación Oriente. Tal como se evidenció en la visita de evaluación técnica realizada por esta Superintendencia.

Ahora bien, al aumentar el número de subestaciones de igual manera la cantidad de circuitos asociadas a las mismas, como son:

Tabla 3.1.2 Relación de nuevos circuitos SDL ELECTROHUILA S.A. E.S.P.

Nombre de la Subestación	Nivel de Tensión	Código del Circuito
Canaima	13,8 kV	CACP
		CASP
Guadalupe		GUCP
		GUGP
		GUHP
		GURP
Tarqui		TARP
		TATP

Fuente: SUI

Para un total de circuitos a diciembre de 2014 de:

Tabla 3.1.3 Relación circuitos SDL ELECTROHUILA S.A. E.S.P.

Nivel de tensión	Año 2013	Año 2014
24		
13,8 kV	135	143
	159	167

Fuente: SUI

Incremento, que representó un aumento en el 10% de los kilómetros de red construidos en este sistema, pasando de 5,751.8 km en el año 2013, a 6355 km en el 2014.

De igual forma, es importante resaltar la particularidad del sistema de ELECTROHUILA S.A E.S.P., en cuanto a la conexión con varias de las centrales generadoras clasificadas como grandes a nivel Colombia, entre las que se encuentran: Betania, Amoya y Prado.

A nivel de generación propia, la Empresa cuenta con tres pequeñas centrales hidroeléctricas: La Pita, Iquira I e Iquira II, por medio de las cuales genero durante el año 2014 un total de 17.310 MWh, lo cual represento una disminución del 32% con relación a lo generado durante el año 2013, debido a varios mantenimientos efectuadas en las mencionadas PCH.

3.2 Mantenimientos

Para efectos de un mejor manejo y monitoreo del sistema a través de todo el Departamento, la Empresa ha dividido su mercado en cuatro grupos o zonas geográficamente distribuidas, como son Norte (17 municipios), Centro (9 municipios), Occidente (9 municipios) y Sur (5 municipios), cada una con su correspondiente responsable o líder. Según lo evaluado a la empresa ELECTROHUILA S.A. ESP., se encontró que basa sus pilares de eficiencia y operatividad en la realización de actividades de mantenimiento predictivo y preventivo principalmente, y en una menor

proporción en mantenimiento correctivo. Todo basado en una completa retroalimentación (comunicación permanente) con sus áreas operativas y de mantenimientos programados, además de lo analizado a partir del centro de control.

El mantenimiento del STR y SDL, en su gran mayoría se encuentra dentro de una programación de mantenimiento con periodicidad anual, pero es evaluado constantemente y ajustado de acuerdo con los análisis efectuados en los comités periódicos que el área de mantenimiento efectúa y con base en las tendencias de las solicitudes por PQR de sus usuarios.

La gran mayoría de su personal operativo, está conformado por personal de planta con vinculación directa, y es quien ejecuta las tareas de mantenimiento preventivo y correctivo, distribuidos de la siguiente forma: zona norte: 32 personas, zona Centro: 24 personas, zona occidente: 16 personas y zona sur: 38 personas, personal entre ingenieros, técnicos auxiliares electricistas y revisores, adicional a estos 40 técnicos en contratación por bolsa de empleo. En lo que respecta a tareas demasiado especializadas de mantenimiento predictivo, se contrata con firmas especializadas en la materia.

Es así como para el año 2014, la empresa designó un total de \$15.496.400.355 pesos para la ejecución de labores de mantenimiento, lo cual represento una disminución cercana al 10% del monto de lo ejecutado durante el año inmediatamente anterior, destacándose el mantenimiento a transformadores como la única área donde se presentó un incremento en el presupuesto ejecutado por valor de \$1.068.085.844, situación contraria a lo sucedido en los mantenimientos de Líneas y Redes, Subestaciones, Plantas Hidráulicas, entre otras.

Tabla 3.2.2 Monto de presupuesto Mantenimiento 2013 – 2014
ELECTROHUILA S.A. E.S.P.

Mantenimiento	Año 2013	Año 2014	Variación
Subestaciones	\$2.650.639.529	\$748.527.314	(72%)
Transformadores	\$681.423.836	\$1.749.509.680	157,00%
Líneas y Redes	\$12.746.856.963	\$12.402.970.500	(3%)
Plantas Hidráulicas	\$779.069.109	\$533.607.152	(-32%)
Equipos de medición, control de pérdidas y normalización	\$75.535.224	\$31.785.708	(57%)
TOTAL	\$17.033.524.660	\$15.496.400.355	

Fuente: ELECTROHUILA S.A. E.S.P.

Ahora bien de acuerdo con lo evaluado en sede de la Empresa por esta Superintendencia, se hace necesario reforzar el mantenimiento enfocado a la reducción de los indicadores de calidad del servicio DES y FES, toda vez que se evidencian algunos circuitos con afectaciones considerables.

3.3 Calidad del Servicio

En cuanto a la calidad del servicio, es importante mencionar que ELECTROHUILA S.A. E.S.P. se encuentra en proceso de implementación del esquema de Incentivos y

Compensaciones definido por la resolución CREG 097 de 2008, la cual se encuentra en fase final de implementación, razón por la cual se rigen por lo establecido por la resolución CREG 070 de 1998 y los indicadores de calidad DES y FES.

Como fruto del incumplimiento a los mencionados indicadores definidos por la Regulación, durante el año 2014, ELECTROHUILA S.A. E.S.P. pagó a sus usuarios de los diferentes grupos de calidad:

Tabla 3.3.1 Valor compensado a los usuarios del mercado Huila de la empresa ELECTROHUILA S.A. ESP.

TRIMESTRE EVALUADO	VALOR COMPENSADO	OBSERVACIONES
T1 DES	169.710.502	
T1 FES	31.430.798	
	201.141.300	TOTAL COMPENSADO T1
T2 DES	319.901.247	
T2 FES	43.542.044	
	363.443.291	TOTAL COMPENSADO T2
T3 DES	307.435.932	
T3 FES	16.232.632	
	323.668.564	TOTAL COMPENSADO T3
T4 DES	199.814.954	
T4 FES	44.938.303	
	244.753.257	TOTAL COMPENSADO T4

Fuente: ELECTROHUILA S.A. E.S.P.

Aspectos sobre los cuales esta Superintendencia realizara un seguimiento especial, toda vez que como garantes de los derechos de los suscriptores y/o usuarios, es claro que como se menciona en el numeral relacionada con el mantenimiento, la Empresa tendrá que redirigir su inversión, esfuerzos y personal, con el fin de reducir el número de interrupciones totales año y la frecuencia con que las mismas se presentan, ya que bajo lo calculado para el año 2014, no se está dando cumplimiento a los indicadores definidos por la mencionada Resolución.

3.4 Proyectos de Inversión

A nivel de proyectos de inversión, empresa Electrificadora del Huila S.A. ESP, reportó al SUI para el año 2014, un total de 84 proyectos de inversión a ser ejecutados en las redes y subestaciones de su mercado, por un valor aproximado de \$74.825.523.288,00, de los cuales el 16 % se ejecutaron en la ciudad de Popayán por un valor de \$36.567.640.495,00, un 10 % en Garzón por un valor de \$2.187.711.321,00.

El detalle de los proyectos relacionados en el formato 18 por ELECTROHUILA S.A. ESP., se presenta a continuación:

Tabla 3.3.1 Relación de proyectos de inversión reportados por ELECTROHUILA S.A. E.S.P. al SUI

ITEM	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	VALOR REAL	AVANCE	BENEFICIOS	OBSERVACIONES
1	DISEÑO DETALLADO. FABRICACION. SUMINISTRO. TRANSPORTE AL SITIO. CONSTRUCCION. MONTAJE. ASESORIA. PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE LA LINEA 115 KV ENTRE LAS SUBESTACIONES BETANIA - SUR - ORIENTE Y CONSTRUCCION DE MODULOS ASOCIADOS Y AMPLIACION EN TRANSFORMACION DE LA SUBESTACION ORIENTE	\$ 28.321.052.123,00	100%	AUMENTO COBERTURA	MUNICIPIOS: CAMPOALEGRE-NEIVA-PALERMO-YAGUARA-
2	DISEÑO DETALLADO. FABRICACION. SUMINISTRO. TRANSPORTE AL SITIO. CONSTRUCCION. MONTAJE. ASESORIA. PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE MODULOS ASOCIADOS AMPLIACION EN TRANSFORMACION DE LA SUBESTACION HOBO Y SUS LINEAS ASOCIADAS	\$ 12.025.609.112,00	98%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
3	CONSTRUCCIONES Y ADECUACION DE INFRAESTRUCTURA ELECTRICA PARA NORMALIZAR LA PRESTACION DEL SERVICIO DE ENERGIA A LOS USUARIOS UBICADOS EN LOS BARRIOS LEON XIII. LOS PINOS. PORVENIR. LIBERTADOR DEL MUNICIPIO DE PITALITO CON SUMINISTRO DE MATERIALES	\$ 4.400.105.936,00	100%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
4	CONSTRUCCION SUBESTACION CANAIMA 10/12.5 MVA 34.5/13.8 KV Y MODULOS ASOCIADOS	\$ 4.275.241.391,00	100%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
5	CONSTRUCCION. INSTALACION. PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE LA LINEA 34.5 KV CIRCUITO RURAL 13.8 KV Y SUBESTACION GUADALUPE	\$ 2.739.063.481,00	100%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
6	CONSTRUCCION. INSTALACION. PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE LA LINEA 34.5 KV Y SUBESTACION TARQUI	\$ 2.720.777.044,00	100%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
7	ILUMINACION POLIDEPORTIVO VEREDA EL PESCADOR. SINAI. LAS AGUILAS. LOS MILAGROS. MARSELLA DEL MUNICIPIO DE LA ARGENTINA Y HECTOR TRUJILLO II ETAPA. EL PORVENIR. EL DAVE. VERGEL Y LAS CEIBAS DEL MUNICIPIO DE TESALIA	\$ 782.397.444,00	100%	MEJORA EN LA CALIDAD DEL SERVICIO	MEJORA EN LA CALIDAD DEL SERVICIO
8	CONSTRUCCION REDES VEREDA CONTADOR TRANSFORMADORE T05090 Y T05091. VEREDA VILLA FATIMA. BATALLON MADGALENA Y CONSTRUCCION RED DE MEDIA Y BAJA TENSION EN EL BARRIO RENACER DE LA INSPECCION DE GUACACALLO DEL MUNICIPIO DE PITALITO	\$ 706.211.408,00	70%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
9	CONSTRUCCIONES Y ADECUACION DE INFRAESTRUCTURA ELECTRICA PARA NORMALIZAR LA PRESTACION DEL SERVICIO DE ENERGIA A LOS USUARIOS UBICADOS EN LOS BARRIOS CHICALA PROGRESO DEL MUNICIPIO DE AIPE Y BAJO MIRADOR DEL MUNICIPIO DE NEIVA. CON SUMINISTRO DE MATERIALES	\$ 610.342.417,00	100%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
10	CONSTRUCCIÓN EN LA SUB-ESTACIÓN EL BOTE EL MÓDULO DOBLE CIRCUITO 34.5 KV DE LA LINEA ENTRE ENTRE LA SUB-ESTACIÓN EL BOTE Y EL CRUCE DEL JUNCAL	\$ 599.952.082,00	100%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
11	CONSTRUCCION EN MEDIA TENSION DEL CIRCUITO PRINCIPAL DESDE LA VEREDA LOS ANDES AL SECTOR URBANO DEL MUNICIPIO DE PALESTINA	\$ 563.851.683,00	100%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
12	AMPLIACIÓN LÍNEAS U REDES VEREDA LA HACIENDA CORREGIMIENTO BRUSELAS MUNICIPIO DE PITALITO	\$ 525.499.297,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
13	AMPLIACION REDES ELECTRICAS VEREDA EL AMPARO DEL MUNICIPIO DE COLOMBIA	\$ 488.655.018,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
14	AMPLIACION REDES ELECTRICAS EN LA VEREDA POTRERILLOS DEL MUNICIPIO DE GUADALUPE	\$ 486.403.074,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA

15	CONSTRUCCION REDES ELECTRICAS VEREDA LA AURORA. PARAISO PARTE ALTA DE PROVIDENCIA DEL MUNICIPIO DE GARZON	\$ 447.993.557,00	100%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
16	CONSTRUCCION REDES VEREDA LA UNION LOS MEDIOS DEL MUNICIPIO DE BARAYA Y VEREDA SANTA LIBRADA DEL MUNICIPIO DE SANTA MARIA. CONVENIO 209/2010 GOBERNACION	\$ 440.558.840,00	100%	AUMENTO DE COBERTURA	CONV 209-2012 GOBERNACION
17	CONSTRUCCION REDES ELECTRICAS VEREDA SOLEDAD DEL MUNICIPIO DE GARZON	\$ 409.994.132,00	100%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
18	CAMBIO DE POSTES EN BAJA TENSION EN LAS VEREDAS DEL MUNICIPIO DE SALADOBLANCO	\$ 408.563.532,00	100%	MEJORA DEL SERVICIO	MEJORA DEL SERVICIO
19	CONSTRUCCION Y ADECUACION DE INFRAESTRUCTURA ELECTRICA PARA NORMALIZAR PRESTACION DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA A LOS USUARIOS UBICADOS EN LOS BARRIOS SAN FRANCISCO AV. PASTRANA DEL MUNIPIO DE ACEVEDO Y LIBERTADOR. LAS BRISAS. PRIMAVERA Y LA CRUZ DEL MUNICIPIO DE TIMANA. CON SUMINISTRO DE MATERIALES	\$ 378.371.407,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
20	CONSTRUCCION DE REDES ELECTRICAS VEREDAS SAN CALIXTO. BRASIL BAJO. LA UNION. LA PALMA DEL MUNICIPIO DE SUAZA	\$ 377.999.767,00	100%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
21	RESPOSICION DE CONDUCTOR DESNUDO POR ECOLOGICO EN LOS SECTORES CRA 10 A 12 ENTRE CALLE 10 A 12 SUR ANDALUCIA. DESCENSO PARQUE LIMONAR Y CALLE 20A SUR CRA 38-CTO CANAIMA. AVENIDA 26 ENTRE TAMARINDOS Y TORRES DE VAREGAL CTO GRANJAS-INDUSTRIAL. CALLE 2 SUR ENTRE CRA 19 Y 22 B/SANTA ISABEL CTO SUR. CRA 19 ENTRE CALLE 8 Y 5 B/CALIXTO. B/ BONILLA CALLE 14. LA UNION CRA 1G Y CALLE 15 Y CRA 2 CALLE 23 A	\$ 372.890.030,00	90%	MEJORA DEL SERVICIO	MEJORA DEL SERVICIO
22	CONSTRUCCION REDES ELECTRICAS VEREDA AGUA BLANCA. CABALLERA. FATIMA Y MONSERRATE DEL MUNICIPIO DE GARZON	\$ 369.985.094,00	100%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
23	REPOSICIÓN DE CONDUCTOR DESNUDO POR ECOLÓGICO EN LOS SECTORES B/ TIMONCO 3 CLL 13 SUR ENTRE LA IGLESIA Y ARRAYANES. CIRCUITO CENTRO II CLL 6 ENTRE CRA 7 Y 4. MAYORGA-GUADUALES CRA 41 VERGEL CALLE 18. B/ MOLINOS Y CUMBULOS CL 28 CRA 8A-8F. CLL 33 CRA 7-8D Y CRA 8C CL 32 A 37. B/ GRANJAS CRA 7 CLL 28 A 39	\$ 365.804.638,00	10%	MEJORA DEL SERVICIO	MEJORA DEL SERVICIO
24	CONSTRUCCION REDES ELECTRICAS VEREDA ALTO CACHAYA. VEREDA BAJO COROZAL SECTOR LOS CAFETEROS. VEREDA ALTO COROZAL. VEREDA TRES ESQUINAS - PARCELAS SANTA RITA. VEREDA LA CHIQUITA DEL MUNICIPIO DE GIGANTE	\$ 360.552.908,00	100%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
25	CONSTRUCCIONES Y ADECUACION DE INFRAESTRUCTURA ELECTRICA PARA NORMALIZAR LA PRESTACION DEL SERVICIO DE ENERGIA A LOS USUARIOS UBICADOS EN LOS BARRIOS VILLA COLOMBIA DEL MUNICIPIO DE NEIVA. CON SUMINISTRO DE MATERIALES	\$ 357.532.872,00	100%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
26	AMPLIACION Y MEJORAMIENTO DE REDES ELECTRICAS CIRCUITO GALLEGO 2 RAMAL SAN JUAN Y LAS MERCEDES DEL MUNICIPIO DE LA PLATA	\$ 354.129.516,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
27	AMPLIACION REDES ELECTRICAS VEREDA MONSERRATE. LA MESA. SAN JUAN. EL JAZMIN. EL CARMEN. MARSELLA E INSTALACION DEL TERCER CONDUCTOR ENTRE LAS VEREDAS EL PENCIL Y ALTO PENCIL DEL MUNICIPIO DE LA PLATA	\$ 349.901.885,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA

28	AMPLIACION REDES ELECTRICAS EN MEDIA TENSION Y BAJA TENSION EN LA VEREDA VILLANEVA DEL MUNICIPIO DE ISNOS	\$ 348.429.839,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
29	CONSTRUCCIÓN Y ADECUACIÓN DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA PARA NORMALIZAR LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA A LOS USUARIOS UBICADOS EN LOS BARRIOS 20 DE JULIO. LARA BONILLA. LA ESPERANZA DEL MUNICIPIO DE PITALITO CON SUMINISTRO DE MATERIALES.	\$ 340.798.738,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
30	AMPLIACIÓN REDES ELÉCTRICAS EN LA VEREDA VERSALLES Y VEREDA LA ILUSIÓN TRANSFORMADORES T11706. T11707 Y T11708 DE LA INSPECCIÓN DE SAN ADOLFO DEL MUNICIPIO DE ACEVEDO.	\$ 330.817.924,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
31	CONSTRUCCION EN RED COMPACTA DOBLE CIRCUITO A 34.5 KV Y 13.8 KV ENTRE LA SUBESTACION EL BOTE Y EL CRUCE DEL JUNCAL EN EL MUNICIPIO DE PALERMO	\$ 326.430.015,00	100%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
32	INTERVENTORIA DEL DISEÑO. CONSTRUCCION. INSTALACION. PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE LAS SUBESTACIONES CANAIMA. GUADALUPE Y TARQUI Y DE SUS LINEAS ASOCIADAS	\$ 325.572.492,00	35%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
33	AMPLIACION DE LINEAS Y REDES ELECTRICAS DE LA VEREDA EL CARMEN DEL MUNICIPIO DE OPORAPA	\$ 314.869.272,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
34	AMPLIACION DE REDES ELECTRICAS EN MEDIA Y BAJA TENSION EN LA VEREDA LAS MERCEDES DEL MUNICIPIO DE OPORAPA	\$ 294.401.994,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
35	AMPLIACION REDES ELECTRICAS RAMALES DEL CIRCUITO DE PAICOL Y VEREDA LA MESA DEL MUNICIPIO DE PAICOL	\$ 290.085.586,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
36	AMPLIACION REDES ELECTRICAS ASOCIACION DE VIVIENDA PUERTAS DEL EDEN DEL MUNICIPIO DE NEIVA	\$ 287.585.338,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
37	CONSTRUCCION DE REDES ELECTRICAS URBANIZACION COLINA CAMPESTRE II DEL MUNICIPIO DE LA PLATA	\$ 277.752.947,00	100%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
38	AMPLIACION DE REDES ELECTRICAS EN LAS VEREDAS VILU. LA FLORESTA. LA PAZ Y JAGUAL DEL MUNICIPIO DE YAGUARA	\$ 268.927.699,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
39	CONSTRUCCION REDES ELECTRICAS URBANIZACION LOS ISRAELITAS Y VEREDA MAJO DEL MUNICIPIO DE GARZON	\$ 250.982.915,00	100%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
40	REPOSICION DE APOYOS ELECTRICOS DE LAS REDES DE BAJA TENSION EN EL SECTOR RURAL DEL MUNICIPIO DE ACEVEDO	\$ 250.429.064,00	0%	MEJORA DEL SERVICIO	MEJORA DEL SERVICIO
41	AMPLIACION REDES ELECTRICAS DE MEDIA TENSION Y BAJA TENSION EN LAS VEREDAS EL CAUCHAL. ALTO CORAL. LA FLORIDA DEL PITAL. EL VEGON. SECTOR AGUAS CLARAS Y EL SOCORRO	\$ 242.820.670,00	0%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
42	CONSTRUCCION REDES ELECTRICAS VEREDA LAS MERCEDES. EUREKA. RICABRISA DEL MUNICIPIO DE TARQUI	\$ 242.604.238,00	100%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
43	CONSTRUCCION Y ADECUACION DE LA INFRAESTRUCTURA ELECTRICA PARA NORMALIZAR PRESTACION DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA A LOS USUARIOS UBICADOS EN LOS BARRIOS COLISEO - LAS AMERICAS DEL MUNICIPIO DE ISNOS. ULLUMBE SECTOR OBRERO DEL MUNICIPIO DE SAN AGUSTIN Y CIUDAD JARDIN DEL MUNICIPIO DE SALADOBLANCO	\$ 239.423.744,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
44	AMPLIACION REDES ELECTRICAS VEREDAS SAN VICENTE Y LA RESACA DEL MUNICIPIO DE LA PLATA	\$ 238.998.603,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
45	RECONSTRUCCIÓN SUBESTACIÓN PLANTA DIESEL Y CONSTRUCCIÓN BANCO DE DUCTOS A 13.8 KV DE LA ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A E.S.P.	\$ 236.512.994,00	100%	ADECUACION Y SUBTERRANIZACION	ADECUACION Y SUBTERRANIZACION
46	AMPLIACION REDES ELECTRICAS EN MEDIA TENSION Y BAJA TENSION VEREDA PARAISO LA PALMA DEL MUNICIPIO DE PITALITO Y AMPLIACION DEL SERVICIO DE ENERGIA EN LA VEREDA VILLANUEVA PARTE BAJA DEL MUNICIPIO DE ACEVEDO	\$ 224.722.647,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA

47	AMPLIACION REDES ELECTRICAS BARRIO VILLA ALEJANDRIA DEL MUNICIPIO DE PALERMO	\$ 222.893.270,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
48	CONSTRUCCIÓN CIRCUITO RURAL SUBESTACION TARQUI.	\$ 220.750.658,00	20%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
49	CONSTRUCCION DE REDES VEREDA SANTA LUCIA DEL MUNICIPIO DE ALGECIRAS - CONVENIO 272 DE 2011 GOBERNACION	\$ 215.868.595,00	100%	AUMENTO COBERTURA	CONVENIO 272 DE 2011 GOBERNACION
50	CONSTRUCCION REDES VEREDA BUENA VISTA Y URBANIZACION NUEVA GENERACION DEL MUNICIPIO DE RIVERA. CONVENIO 209/2010 GOBERNACION	\$ 194.418.200,00	100%	AUMENTO DE COBERTURA	CONV 209-2012 GOBERNACION
51	AMPLIACION DE REDES ELECTRICAS BARRIO 7 DE AGOSTO. EL ALTICO. JOSE DARIO OVIES. VEREDA LA LINDOSA PARTE BAJA. BAJO RETIRO SECTOR CASA BLANCA Y EL TABLON SECTOR LA GRANJA - SENA DEL MUNICIPIO DE LA PLATA	\$ 189.916.154,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
52	AMPLIACION REDES VEREDA EL SALADO DEL MUNICIPIO DE ACEVEDO	\$ 188.876.795,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
53	CONSTRUCCION REDES ELECTRICAS VEREDAS CAGUANCITO. SAN GERARDO Y GUADALUALES DEL MUNICIPIO DE GARZON	\$ 181.106.602,00	100%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
54	INTERVENTORIA TECNICA A LOS CONTRATOS DE MANTENIMIENTO DE REDES DE MEDIA Y BAJA TENSION PARA LA SOLUCION DE PQRS EN EL DEPARTAMENTO DEL HUILA	\$ 180.500.000,00	30%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
55	AMPLIACIÓN Y MEJORAMIENTO DE REDES ELÉCTRICAS DE LAS VEREDAS LA CUMBRE Y SAN ISIDRO UBICADAS EN EL MUNICIPIO DE PAICOL	\$ 179.672.334,00	0%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
56	INTERVENTORIA TECNICA DE LA CONSTRUCCION DE REDES Y SOLUCION DE PQRS DE LA ZONA CENTRO	\$ 176.028.464,00	30%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
57	AMPLIACION DE REDES DE MEDIA Y BAJA TENSION EN LA VEREDA SAN JOSE DE LA FLORIDA DE GARZON	\$ 175.975.400,00	0%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
58	INTERVENTORIA DE LA CONSTRUCCION DE REDES DE MEDIA Y BAJA TENSION EN LA ZONA CENTRO. EN LOS MUNICIPIOS DE GARZON. GIGANTE. GUADALUPE. ALTAMIRA. TARQUI Y SUAZA	\$ 175.645.157,00	100%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
59	INTERVENTORIA AMBIENTAL PARA EL SEGUIMIENTO DEL DISEÑO DETALLADO. FABRICACION. SUMINISTRO. TRANSPORTE AL SITIO. CONSTRUCCION. MONTAJE. ASESORIA. PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE MODULOS ASOCIADOS Y AMPLIACION EN TRANSFORMACION DE LA SUBESTACION HOBO Y SUS LINEAS ASOCIADAS	\$ 172.492.000,00	20%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
60	AMPLIACION DE REDES DE MEDIA Y BAJA TENSION EN LA VEREDA LA FLORIDA DEL MUNICIPIO DE ACEVEDO	\$ 168.909.663,00	0%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
61	AMPLIACION REDES ELECTRICAS VEREDAS LA INDEPENDENCIA SECTOR LA ESCUELA. VEREDA LA INDEPENDENCIA SECTOR LOS PINOS. EL VEGON SECTOR CORAL DEL MUNICIPIO DEL PITAL	\$ 167.409.800,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
62	AMPLIACION DE LINEAS Y REDES VEREDA EL PALMO NARANJAL DEL MUNICIPIO DE TIMANA	\$ 164.993.678,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
63	AMPLIACION REDES ELECTRICAS DE MEDIA Y BAJA TENSION EN LAS VEREDAS SAN JOSE DE JUNTAS. LA AURORA. VILLA MERCEDES DE LA PLATA Y BAJO PESCADOR Y PESCADOR DE LA ARGENTINA	\$ 160.707.061,00	0%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
64	AMPLIACION REDES ELECTRICAS EN LA VEREDA SAN ANTONIO Y CENTRO POBLADO INSPECCION DE SAN ADOLFO DEL MUNICIPIO DE ACEVEDO	\$ 159.927.294,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
65	INTERVENTORIA DE LAS OBRAS Y SERVICIOS DE ACEVEDO. ELIAS. ISNOS. OPORAPA. PALESTINA. PITALITO. SALADOBLANCO Y SAN AGUSTIN	\$ 156.876.989,00	100%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA

66	CONSTRUCCION REDES VEREDA IBIRCO DEL MUNICIPIO DE IQUIRA. CONVENIO 209/2010 GOBERNACION	\$ 151.994.063,00	100%	AUMENTO DE COBERTURA	CONV 209-2012 GOBERNACION
67	AMPLIACION REDES ELECTRICAS PLAN DE VIVIENDA LA LIBERTAD. PLAN DE VIVIENDA RIO FRIO III ETAPA Y PLAN DE VIVIENDA LAS BRISAS DEL MUNICIPIO DE RIVERA	\$ 145.787.541,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
68	AMPLIACIÓN REDES ELÉCTRICAS EN MEDIA TENSIÓN Y BAJA TENSIÓN EN LA VEREDA JERUSALÉN DEL MUNICIPIO DE PALESTINA	\$ 133.199.088,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
69	AMPLIACIÓN REDES ELÉCTRICAS EN MEDIA TENSIÓN Y BAJA TENSIÓN EN LA VEREDA JERUSALÉN DEL MUNICIPIO DE PALESTINA	\$ 129.760.519,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
70	AMPLIACION DE LINEAS Y REDES VEREDA SANTA CLARA DEL MUNICIPIO DE SAN AGUSTIN	\$ 129.213.720,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
71	CONSTRUCCION VARIANTE CIRCUITOS HOBO - GIGANTE A 34.5 KV Y LAS VUELTAS A 13.8 KV SALIDA SUBESTACION HOBO	\$ 127.746.000,00	100%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
72	CONSTRUCCION REDES ELECTRICAS VEREDA EL TABLON. MUNICIPIO DE SAN AGUSTIN	\$ 121.999.302,00	0%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
73	CAMBIO DE RED TRENZADA BARRIO TORRECITAS. REPOTENCIACION DE REDES BARRIO AMAYA Y SAN ROQUE DEL MUNICIPIO DE TESALIA	\$ 119.436.888,00	100%	MEJORA EN LA CALIDAD DEL SERVICIO	MEJORA EN LA CALIDAD DEL SERVICIO
74	AMPLIACION REDES VEREDA PANTANOS DEL MUNICIPIO DE SUAZA	\$ 107.681.704,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
75	CONSTRUCCION VARIANTE CIRCUITO INDUSTRIAL A 34.5 KV Y RAMALA 13.8 CIRCUITO BAVARIA. DETRIÉS DE SUR ABASTOS	\$ 102.306.871,00	0%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
76	AMPLIACION Y MEJORAMIENTO DE REDES ELECTRICAS DE LA VEREDA LAS AGUILAS UBICADA EN EL MUNICIPIO DE LA ARGENTINA	\$ 98.602.244,00	0%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
77	AMPLIACIÓN REDES ELÉCTRICAS EN MEDIA TENSIÓN Y BAJA TENSIÓN BARRIO BOSQUES DE RIVERA DEL MUNICIPIO DE PITALITO	\$ 94.948.679,00	100%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
78	AMPLIACION REDES ELECTRICAS DE MEDIA Y BAJA TENSION VEREDA CARRASPOSO DEL MUNICIPIO DE COLOMBIA	\$ 89.570.357,00	0%	AMPLIACION DE COBERTURA	AMPLIACION DE COBERTURA
79	INTERVENTORIA DE CONTRATOS CONSTRUCCION DE REDES DE MEDIA Y BAJA TENSION EN LA ZONA OCCIDENTE	\$ 80.991.200,00	100%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
80	CONSTRUCCION DE LA LINEA DE MEDIA TENSION Y RED DE BAJA TENSION EN EL SECTOR VILLA DEL PRADO DE LA VEREDA EL CARMEN DEL MUNICIPIO DE ISNOS	\$ 54.926.543,00	100%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
81	CONSTRUCCION REDES DE MT PARA MEJORAMIENTO DEL SERVICIO EN VEREDA LA CEJA DEL PITAL	\$ 36.795.173,00	100%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
82	CONSTRUCCIÓN DE RED DE MEDIA TENSIÓN Y MONTAJE DE TRANSFORMADOR VEREDA EL ROSARIO SECTOR LA LADRILLERA DEL MUNICIPIO DE TESALIA. DE ACUERDO AL DETALLE DE	\$ 33.962.195,00	100%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
83	CONSTRUCCIÓN CUNETA PARA MANEJO DE AGUAS DE ESCORRENTÍA EN LA SUBESTACIÓN DEL MUNICIPIO DE GUADALUPE	\$ 29.126.680,00	100%	AUMENTO COBERTURA	AUMENTO COBERTURA
84	INTERVENTORIA TECNICA REDES ELECTRICAS VEREDA SANTA LUCIA DEL MUNICIPIO DE ALGECIRAS - CONVENIO GOBERNACION 272/2011	\$ 12.900.000,00	100%	AUMENTO COBERTURA	CONVENIO 272 DE 2011 GOBERNACION

Fuente: SUI

De donde se destaca que cerca del 90% de los proyectos se enfocaron a aumento de la cobertura en el departamento (además de los costos asociados con las tres (3) nuevas subestaciones del sistema), y solo un 7% para mejorar la calidad en el servicio. Situación sobre la cual el Prestador deberá prestar especial atención, ya que parece estar desconociendo la importancia de brindar un servicio con calidad a sus usuarios.

3.4 Cumplimiento RETIE

Dentro del cumplimiento de las funciones de vigilancia y control establecidas por la Ley 142 de 1994, se efectuó visita en sede a la empresa Compañía Energética de Occidente S.A.S. ESP durante la semana comprendida entre el 17 al 19 de junio de 2015, con el fin de realizar una evaluación integral a las actividades desarrolladas por el prestador en cuestión.

Dentro de los principales hallazgos, se encuentran:

No existe caja de inspección del sistema de puesta a tierra (Art. 15.1 d – No hay puntos de conexión y medición del SPT, verificables mediante caja de inspección de 30x30 cm, o 30 cm de diámetro y tapa removible).

Se requiere se efectúe la limpieza de los diferentes equipos de patio, se evidencian películas de sedimentos en los aislamientos de interruptores, cadenas de aisladores, CTs y PTs.

Para el caso de la subestación el Bote se deben ejercer las acciones a que haya lugar con el fin de garantizar que el FP en la entrada del transformador del 115/ 34,5 kV este por encima de 0,9 tal como lo establece la resolución CREG 024 de 2005 (Se encontró con un valor de 0,86 siendo las 03:03 pm).

En las subestaciones Sur y El Bote se evidenció fuga de aceite en los transformadores de 115/34,5 kV, se debe verificar y corregir posible.

En la subestación Planta Diesel Se hace necesario efectuar una limpieza general al patio de la subestación. Haciendo una revisión y mejora de varios elementos que demuestran deterioro (varios de los pórticos evidencian oxidación).

En la subestación Garzón se recomienda mejorar la unión de conductores en las entradas y salidas de varios circuitos (uso de conectores certificados), toda vez que sobre los mismos se pueden generar puntos calientes.

En la mayoría de las subestaciones se deberá mejorar la señalización perimetral de riesgo eléctrico.

En la subestación Gigante: falta mejorar la marcación de fases. Se recomienda la utilización o marcación por colores a las fases de los diferentes circuitos y que para futuros proyectos de utilice el código definido por el RETIE, se encontraron dos transformadores conectados en paralelo, con el fin de poder atender la demanda de energía del municipio de Gigante, de los mismos se pudo evidenciar que no cuentan con trampa de aceites, que los conductores de llegada a uno de ellos evidencian empalmes, que los mismos transformadores evidencian oxidación y fugas de aceite, y no cuentan con elementos de sujeción a la base.

En la caseta de control del patio de 230 kV de la subestación Altamira, se encontró reconector conectado de manera provisional, sin la debida barrera de aislamiento (existen elementos energizados con fácil acceso. Se requiere que por parte de la Empresa se adelanten las acciones a que haya lugar

Aspectos todos, sobre los cuales la Empresa remitió a esta Superintendencia un detallado informe en el que expone las acciones que adelantará con el fin de corregir y mejorar los puntos detectados.

3.5 Accidentes de Origen Eléctrico

En cumplimiento de lo establecido por el numeral 9.5, “Notificación de Accidentes” del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE, las empresas responsables de la prestación del servicio público de energía eléctrica, deberán reportar cada tres meses al SUI, todos los accidentes de origen eléctrico ocurridos dentro de sus redes, ya sea de personas vinculadas al Prestador o la de los diferentes usuarios que sufran algún tipo de accidente.

Para el caso de ELECTROHUILAS.A. ESP, durante el año 2014 reportó por medio del formato 19 – “Información de Accidentes de Origen Eléctrico” del SUI, un total de cinco (5) accidentes de origen eléctrico, de los cuales:

- El 100% corresponde a accidentes en personas del género masculino.
- El 100% del total de los accidentados se presentaron en personal ajeno al Prestador
- El 60 % de los accidentes presentados causaron la muerte de las personas que entraron en contacto con algún activo energizado.
- Con relación al año 2013 se presentó una reducción del número de accidentes relacionados con las redes del Prestado en cuestión, de un 29%.

Con relación al tema de accidentalidad, se evidencio que al interior al área de seguridad industrial y salud ocupacional, un fuerte trabajo por medio de vigías de seguridad en sitio, los cuales hacen inspecciones no anunciada a los diferentes grupos de trabajo.

4. ASPECTOS COMERCIALES

Se realizó visita a la Electrificadora del Huila S.A. E.S.P., los días 17, 18 y 19 de junio de 2015, con la finalidad de la realización de la Evaluación Integral de la empresa ELECTROHUILA S.A. E.S.P. en sus aspectos comerciales.

Se verificaron aspectos relacionados con el cumplimiento de la regulación respecto del contenido mínimo de las facturas en cada uno de los estratos residenciales, y en los sectores industrial, comercial y oficial.

Se revisaron aspectos relacionados con la calidad de la atención al cliente en los Centros de Atención Integral al Cliente de ELECTROHUILA en Neiva, Garzón y La Plata.

Se verificó el contenido del Contrato de Condiciones Uniformes CCU.

Se realizaron entrevistas al personal de la empresa y a los usuarios para verificar el estado de conocimiento, la atención y satisfacción al cliente.

Se verificaron los procedimientos relacionados con la Energía Consumida Dejada de Facturar, las Desviaciones Significativas y Acuerdos de Pago.

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

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

Se verificó el cumplimiento de la regulación con respecto al aviso a los usuarios sobre las interrupciones del servicio.

Se solicitaron los documentos necesarios para verificar el cumplimiento de las obligaciones de la ESP frente al MEM.

Se solicitaron documentos relacionados con la operación de red, registros de fronteras, y procedimientos frente al mercado regulado.

Se solicitaron estadísticas sobre las Áreas Especiales, discriminadas en Barrios Subnormales, Áreas Rurales de Menor Desarrollo y Zonas de Dificil Gestión.

Se solicitó documento sobre la cobertura del servicio de energía.

4.1. Estructura del Mercado

La empresa cuenta con 4 Oficinas de Servicio de Atención Integral, distribuidas regionalmente, teniendo como sedes de sus oficinas, en el Norte a Neiva, en el Centro a Garzón, en el Sur a Pitalito y en el Occidente a La Plata. Estas Oficinas tienen a su cargo 37 municipios de la siguiente manera:

Norte, con 15 municipios: Neiva, Colombia, Aipe, Villavieja, Baraya, Tello, Santa María, Palermo, Rivera, Iquira, Teruel, Campoalegre, Yaguará, Algeciras y Hobo.

Centro, con 8 municipios: Garzón, Gigante, Agrado, Pital, Tarqui, Altamira, Guadalupe y Suaza.

Sur, con 9 municipios: Pitalito, Timaná, Elías, Oporapa, Saladoblanco, Isnos, San Agustín, Palestina y Acevedo.

Occidente, con 5 municipios: La Plata, La Argentina, Paicol, Tesalia y Nátaga.

4.1.1. Cantidad de Suscriptores

Tabla 4.1.1.1. Número de suscriptores 2014

Sector	Número de suscriptores	Participación
Total Residencial	312.107	92.9%
Total No Residencial	23.858	7.1%
Total Suscriptores	335.965	100.0%

Fuente: Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.

En la Tabla anterior se observa que el número de suscriptores de la Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. para el año 2014 es de 335.965, de los cuales el 92.9% corresponde al sector residencial.

Tabla 4.1.1.2. Número de Usuarios Residenciales Por Estrato 2014

Estrato	Número de suscriptores	Participación
Estrato 1	119.808	38.4%
Estrato 2	155.150	49.7%
Estrato 3	26.770	8.6%
Estrato 4	8.462	2.7%
Estrato 5	1.716	0.5%
Estrato 6	201	0.1%

Fuente: Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.

De la Tabla 4.1.1.2, se concluye que el 49.7% de los usuarios pertenece al estrato 2, el 38.4% al estrato 1 y el 8.6% al estrato 3.

Tabla 4.1.1.3. Número de Usuarios No Residenciales Por Sector 2014

Sector	Número de usuarios	Participación
Industrial	811	3.4%
Comercial	18.661	78.2%
Oficial	3.905	16.4%
Otros	481	2.0%

Fuente: Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.

En la Tabla 4.1.1.3. se observa en cuanto a los usuarios no residenciales, el 78.2% corresponde al sector comercial, seguido del sector oficial con el 16.4%. El menor porcentaje corresponde a otros con el 2.0%.

4.1.2. Consumos

Tabla 4.1.2.1 Consumo de Kwh Por Sector

Sector	KwH	Participación
Total Residencial	377.151.897	55.2%
Total No Residencial	305.752.587	44.8%
Consumo Total	682.904.484	100.00%

Fuente: SUI

En la Tabla 4.1.2.1 se observa que el consumo de energía de los suscriptores de la Electrificadora del Huila para el año 2014 es de 682.904.484 Kwh, de los cuales el 55.2% corresponde al sector residencial, y el restante 44.8% corresponde al no residencial.

Tabla 4.1.2.2 Consumo de Kwh de Usuarios Residenciales Por Estrato

Estrato	KwH	Participación
Estrato 1	106.269.830	28.2%
Estrato 2	193.347.430	51.3%
Estrato 3	47.263.646	12.5%
Estrato 4	21.911.549	5.8%
Estrato 5	7.566.642	2.0%
Estrato 6	792.800	0.2%

Fuente: SUI

De la Tabla 4.1.2.2., se concluye que el 51.3% del consumo de energía corresponde a usuarios del estrato 2, el 28.2% a usuarios del estrato 1, y el 12.5% a usuarios del estrato 3.

Tabla 4.1.2.3. Consumo de Kwh de Usuarios No Residenciales

Sector	KwH	Participación
Industrial	55.280.045	18.1%
Comercial	139.836.758	45.7%
Oficial	44.321.227	14.5%
Otros	66.314.557	21.7%

Fuente: SUI

En la Tabla anterior se observa en cuanto al consumo de los usuarios no residenciales, el 45.7% corresponde al sector comercial, seguido del sector industrial con el 18.1%.

4.1.3. Usuarios Áreas Especiales

Tabla 4.1.3. Usuarios de Áreas Especiales

	Municipio	Usuarios Urbanos SIN	Usuarios Rurales SIN	Total Usuarios SIN	Usuar Subnor SIN	ARMD	%de ARMD sobre Usuar Rurales	ZDG	Total Áreas Especial	%usuar Áreas Especial
1	Neiva	102739	6685	109424	2179			1309	3488	3,2%
2	Acevedo	1574	5686	7260	164	5308	93,4%		5472	75,4%
3	Agrado	1660	1008	2668				416	416	15,6%
4	Aipe	3036	2335	5371	46			7	53	1,0%
5	Algeciras	2937	3170	6107		1048	33,1%		1048	17,2%
6	Altamira	885	384	1269					0	0,0%
7	Baraya	1095	1130	2225		354	31,3%		354	15,9%
8	Campoalegre	6964	2273	9237	2			13	15	0,2%
9	Colombia	777	1884	2661		736	39,1%		736	27,7%
10	Elias	395	710	1105	84				84	7,6%
11	Garzón	11885	8699	20584	4			14	18	0,1%
12	Gigante	3302	4071	7373				21	21	0,3%
13	Guadalupe	1575	3602	5177				1	1	0,0%
14	Hobo	1617	628	2245	3			3	6	0,3%
15	Iquira	1355	2023	3378				2	2	0,1%
16	Isnos	1865	4430	6295	252				252	4,0%
17	La Argentina	1632	1815	3447	57				57	1,7%
18	La Plata	8042	6694	14736					0	0,0%
19	Nataca	709	967	1676					0	0,0%
20	Oporapa	719	2184	2903	84				84	2,9%
21	Paicol	869	1119	1988					0	0,0%
22	Palermo	5173	3030	8203				33	33	0,4%
23	Palestina	496	2332	2828					0	0,0%
24	Pital	1683	2591	4274					0	0,0%
25	Pitalito	20179	12417	32596				2	2	0,0%
26	Rivera	3354	3132	6486	51			20	71	1,1%
27	Saladoblanco	587	2205	2792	43				43	1,5%
28	San Agustín	3237	5494	8731	413	1	0,0%	6	420	4,8%
29	Santa María	996	2037	3033				5	5	0,2%
30	Suaza	1120	3474	4594					0	0,0%
31	Tarqui	1406	3453	4859				1	1	0,0%
32	Tesalia	2649	975	3624	333			3	336	9,3%
33	Tello	1458	2276	3734		2192	96,3%		2192	58,7%
34	Teruel	1319	1197	2516				10	10	0,4%
35	Timana	2057	3838	5895					0	0,0%
36	Villavieja	822	1353	2175					0	0,0%
37	Yaguara	1963	727	2690	7				7	0,3%
	TOTAL	204131	112028	316159	3722	9639	8,6%	1866	15227	4,8%

Fuente: Elaborado con base en información de la Electrohuila S.A. E.S.P. y SUI

De la Tabla anterior se puede concluir lo siguiente:

La ciudad de Neiva posee el 34.6% del total de usuarios de la empresa.

Los municipios de Neiva, Pitalito, Garzón y La Plata constituyen el 56.1% del total de usuarios de la empresa.

En los municipios que atiende Electrohuila S.A. E.S.P., el 64.6% de los usuarios (204.131) están en la cabecera municipal, mientras que el 35.4% pertenecen a las áreas rurales. Sin embargo en varios municipios, más del 70% de los usuarios corresponden al sector rural, como Acevedo, Colombia, Isnos, Oporapa, Palestina, Saladoblanco Suaza y Tarqui.

De otra parte, el total de usuarios de la empresa que pertenecen a las Áreas especiales es de 15.227, de los cuales el 63.3% están en las Áreas Rurales de Menor Desarrollo, el 24.4% son usuarios de barrios subnormales, y el restante 12.3% son usuarios en Zonas de Difícil Gestión.

Cabe resaltar que del total de usuarios de Áreas Rurales de Menor Desarrollo, el municipio de Acevedo cuenta con el 55.1% del total de estas. Se destaca que en los municipios de Tello y Acevedo más del 93% de sus usuarios rurales están en Áreas Rurales de Menor Desarrollo, lo que muestra la alta situación de vulnerabilidad de estos municipios.

La ciudad de Neiva cuenta con el 70.2% del total de usuarios de Zonas de Difícil Gestión, y esta ciudad posee el 58.5% del total de los Usuarios Subnormales.

4.1.4. Cobertura del Servicio de Energía

Tabla 4.1.4. Cobertura del Servicio de Energía Área Urbana

	Municipio	Usuarios Urbanos SIN	Viviendas Urbanas	ICEE Urbana	Usuarios Rurales SIN	Viviendas Rurales	ICEE Rural	Total Usuarios	Total Viviendas	ICEE Total
1	Neiva	102739	102739	100,0%	6685	8913	75,0%	109424	111652	98,0%
2	Acevedo	1574	1574	100,0%	5686	6191	91,8%	7260	7765	93,5%
3	Agrado	1660	1660	100,0%	1008	1029	98,0%	2668	2689	99,2%
4	Aipe	3036	3036	100,0%	2335	2566	91,0%	5371	5602	95,9%
5	Alcedas	2937	2937	100,0%	3170	3235	98,0%	6107	6172	99,0%
6	Altamira	885	885	100,0%	384	439	87,5%	1269	1324	95,9%
7	Baraya	1095	1095	100,0%	1130	1153	98,0%	2225	2248	99,0%
8	Campoalegre	6964	6964	100,0%	2273	2319	98,0%	9237	9283	99,5%
9	Colombia	777	777	100,0%	1884	2880	65,4%	2661	3657	72,8%
10	Elias	395	395	100,0%	710	751	94,5%	1105	1146	96,4%
11	Garzón	11885	11885	100,0%	8699	10234	85,0%	20584	22119	93,1%
12	Gigante	3302	3302	100,0%	4071	4425	92,0%	7373	7727	95,4%
13	Guadalupe	1575	1575	100,0%	3602	4068	88,6%	5177	5643	91,7%
14	Hobo	1617	1617	100,0%	628	643	97,6%	2245	2260	99,3%
15	Iquira	1355	1355	100,0%	2023	2247	90,0%	3378	3602	93,8%
16	Isnos	1865	1865	100,0%	4430	4767	92,9%	6295	6632	94,9%
17	La Argentina	1632	1632	100,0%	1815	2566	70,7%	3447	4198	82,1%
18	La Plata	8042	8042	100,0%	6694	7875	85,0%	14736	15917	92,6%
19	Nataqa	709	709	100,0%	967	1147	84,3%	1676	1856	90,3%
20	Oporapa	719	719	100,0%	2184	2229	98,0%	2903	2948	98,5%
21	Pairol	869	869	100,0%	1119	1142	98,0%	1988	2011	98,9%
22	Palermo	5173	5173	100,0%	3030	3564	85,0%	8203	8737	93,9%
23	Palestina	496	496	100,0%	2332	2380	98,0%	2828	2876	98,3%
24	Pital	1683	1683	100,0%	2591	2644	98,0%	4274	4327	98,8%
25	Pitalito	20179	20179	100,0%	12417	13088	94,9%	32596	33267	98,0%
26	Rivera	3354	3354	100,0%	3132	3196	98,0%	6486	6550	99,0%
27	Saladoblanco	587	587	100,0%	2205	2250	98,0%	2792	2837	98,4%
28	San Agustín	3237	3237	100,0%	5494	5606	98,0%	8731	8843	98,7%
29	Santa María	996	996	100,0%	2037	2150	94,7%	3033	3146	96,4%
30	Suaza	1120	1120	100,0%	3474	3663	94,9%	4594	4783	96,1%
31	Tarqui	1406	1406	100,0%	3453	3523	98,0%	4859	4929	98,6%
32	Tesalia	2649	2649	100,0%	975	1147	85,0%	3624	3796	95,5%
33	Tello	1458	1458	100,0%	2276	2321	98,0%	3734	3779	98,8%
34	Teruel	1319	1319	100,0%	1197	1221	98,0%	2516	2540	99,0%
35	Timana	2057	2057	100,0%	3838	3916	98,0%	5895	5973	98,7%
36	Villavieja	822	822	100,0%	1353	1381	98,0%	2175	2203	98,7%
37	Yaguara	1963	1963	100,0%	727	858	84,7%	2690	2821	95,4%
	TOTAL	204131	204131	100,0%	112028	123725	90,5%	316159	327856	96,4%

Fuente: Elaborado con base en información de Electrohuila S.A.E.S.P. y DANE

En la Tabla 4.1.4. se establece el Índice de Cobertura de Energía Eléctrica ICEE para el área Urbana, para el Área Rural y para el Área Total, con base en la metodología establecida por la Unidad de Planeación Minero Energética UPME.

Puede verse que de acuerdo con la información, el área urbana cuenta en su totalidad con el servicio de energía eléctrica. Por su parte, aunque en general en el área rural, la cobertura de este servicio en la mayoría de los municipios es cercana al 100%, se observa que hay municipios como Colombia, con una cobertura del 65.4%, La Argentina con el 70.7%, y Neiva, con el 75.0%.

4.2. Nivel de Pérdidas

Se destaca la consultoría desarrollada con la empresa EPSA, que permite aprovechar la experiencia del consultor y establecer planes de acción de largo plazo, para reducción de pérdidas, que deben tener un impacto muy positivo en los ingresos.

En el año 2014 se realizaron actividades para la normalización de usuarios, la cual tuvo un impacto favorable en recuperación de energía.

Las acciones direccionadas a la reducción y el control de las pérdidas de energía, lograron recuperar durante el año un total de 4.1 GWh.

“El Plan de reducción de pérdidas de energía de ELECTROHUILA S.A E.S.P para el período 2014-2024, precisa las estrategias técnicas para reducir las pérdidas de energía y acciones sociales que apoyaran la sostenibilidad dentro de la comunidad, se establecieron los beneficios, se cuantificaron los costos y el análisis financiero y resultados esperados cada año durante la etapa de ejecución”.

El objetivo del plan es reducir el nivel de pérdidas de energía de ELECTROHUILA S.A. E.S.P. al nivel reconocido por la regulación, que para el mercado de la empresa se estima en 10.35%. El mayor impacto en la reducción se debe alcanzar en los próximos cinco (5) años.

Los proyectos a ejecutar deben de facilitar la reducción de las pérdidas técnicas, y no técnicas.

Concepto del Auditor Externo: Se evidencia disminución en las pérdidas, lo que permite concluir que hay gestión en esta materia. No obstante los resultados del año 2014, es necesario continuar investigando e identificando oportunidades para lograr reducciones adicionales, con lo cual se debe impactar positivamente en los ingresos de cada periodo. Por la magnitud actual de las pérdidas debe darse fuerte énfasis en el seguimiento riguroso del plan durante todo el tiempo.

4.2.1. Exposición en bolsa de Energía

La empresa realizó 9 convocatorias entre el año 2013 y 2014 para atender la demanda proyectada del mercado regulado para los años comprendidos entre 2013 y 2019, de las cuáles se obtuvo una oferta limitada de energía para el año 2014.

Durante el año 2014 el nivel promedio de exposición fue equivalente al 18.69%, debido a que en el mercado la oferta por parte de los generadores fue menor a la esperada.

Concepto del Auditor Externo: Se evidencia un aumento en la exposición en bolsa durante el año 2014, todo esto debido a situaciones atípicas que se presentaron en el año por las proyecciones climatológicas que se realizaron por el fenómeno del niño, en donde los generadores ofertaron energía a precios muy altos, provocando que las compras de energía de ELECTROHUILA S.A E.S.P se realizaran en bolsa, incrementando su exposición a ésta durante el año. Estos altos precios fueron para el mercado en general, en donde los principales afectados fueron los usuarios, quienes pagaron estos altos precios.

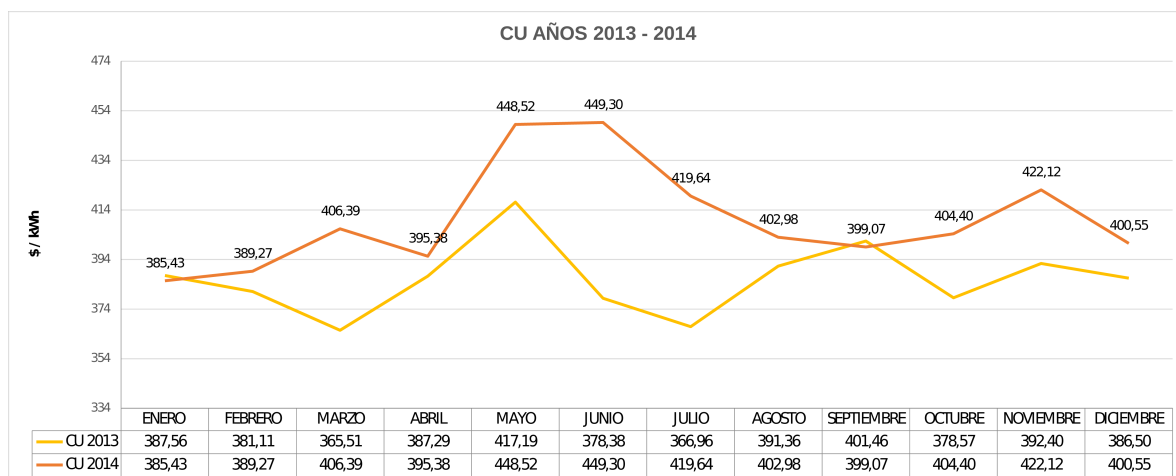
La administración por su parte logró gestionar la compra de energía con la empresa EMGESA, lo cual permitió que la exposición en bolsa no fuera mayor durante el 2014. Frente a los factores que influyeron para incrementar el nivel de exposición a bolsa, es conveniente continuar el análisis, la valoración y gestión para tomar acciones que idealmente permitan controlar la exposición en bolsa.

4.3. Análisis tarifario

4.3.1. Costo Unitario de Prestación del servicio 2013-2014

En la gráfica a continuación se presenta un comparativo para los años 2013 y 2014 del comportamiento mensual del Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía-CU.

Gráfica 4.3.1. Costo Unitario de Prestación de Servicio Año 2013 y 2014



Fuente: Información Publicada por la ESP

La definición del costo unitario de prestación del servicio CU, se realiza a partir de la aplicación de la metodología establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG, a través de la Resolución 119 de 2007, tal como se evidencia en las publicaciones remitidas periódicamente por el Prestador a la SSPD.

Según la gráfica anterior, la fluctuación más representativa se observó en mayo cuando el CU se incrementó en 13%, esto es \$53/KWh, situación que pudo obedecer a decisiones empresariales en materia de compra de energía ante los incrementos en bolsa por la sequía que se pudiera presentar por el Fenómeno del Niño.

De hecho, para este mes el componente de generación presenta un incremento de 30%, el más alto durante el 2014 y su participación en la definición del CU representa cerca del 42%.

4.3.2. Comportamiento del CU para el prestador respecto de su Área de Distribución - ADD durante el 2014

En el esquema de Áreas de Distribución por una parte se tienen los cargos por uso propios de cada Operador de Red – OR y por la otra, se tiene el cargo unificado del

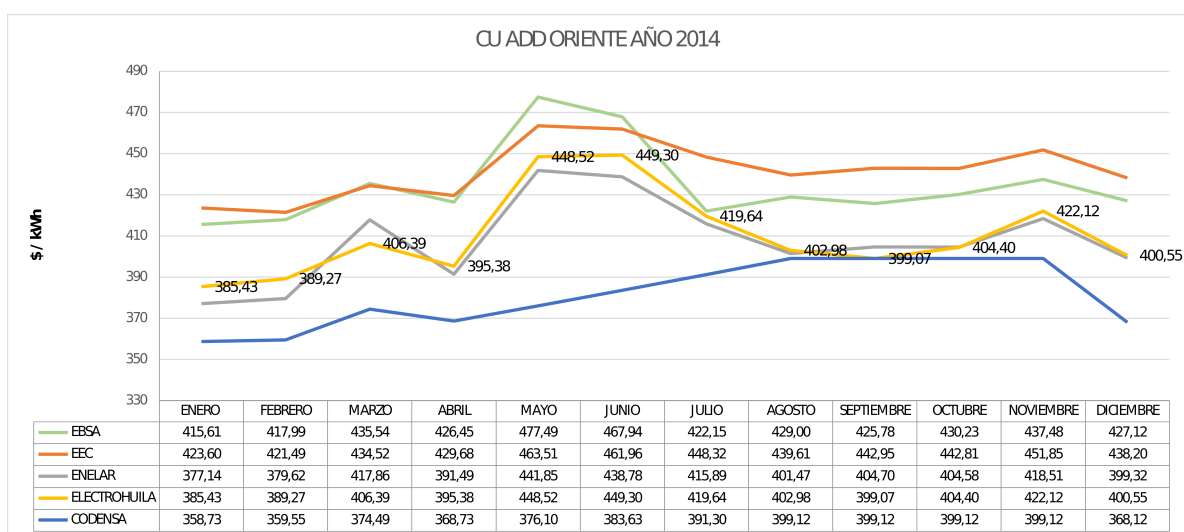
Área de Distribución. En ésta se observa que teniendo en cuenta el Dtun como referencia, dentro de un ADD, existirán agentes por encima o por debajo de la referencia, debido a que el cargo por uso de cada OR tiene una relación directamente proporcional con la cantidad de activos (infraestructura) que haya dispuesto para atender su demanda, a la inversión y al mantenimiento que se le realice a estos, la dispersión de su mercado y a la calidad del servicio prestado.

Para este esquema, aquellos agentes que se encuentran por debajo del Dtun se conocen como excedentarios ya que vía tarifa estos comercializadores deberán cobrar a sus usuarios el costo unitario de prestación del servicio CU calculado con el Dtun y no con su Dt, por lo tanto, al no aplicar su cargo, que es más bajo que el facturado, están recaudando excedentes conforme al consumo total facturado por cada nivel de tensión, los cuales deberán ser trasladados a los prestadores deficitarios.

La Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. hace parte de la ADD Oriente creada a través de la Resolución 182306 del 16 de diciembre de 2009 por el MME, de la cual forman parte: la Empresa de Energía de Boyacá S.A. ESP, Empresa de Energía de Cundinamarca S.A E.S.P., Codensa S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Arauca S.A ESP.

Para el año 2014 se observa que el CU de la Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. presentó un comportamiento similar al observado en las otras empresas que conforman ésta ADD, relativamente estable al comienzo de año, con tendencia creciente en los meses de mayo y junio.

Gráfica 4.3.2. Costo Unitario de Prestación de Servicio ADD Oriente 2014



Fuente: Publicación de tarifas de las ESP del ADD Oriente

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

En este aparte se realiza el análisis de cada uno de los componentes determinantes del CU en el 2014, comparado con su comportamiento durante el 2013.

En promedio durante el 2014 el CU fue de \$410/kWh, frente al promedio de 2013, represento un incremento cercano a 10%. El principal incremento del período se

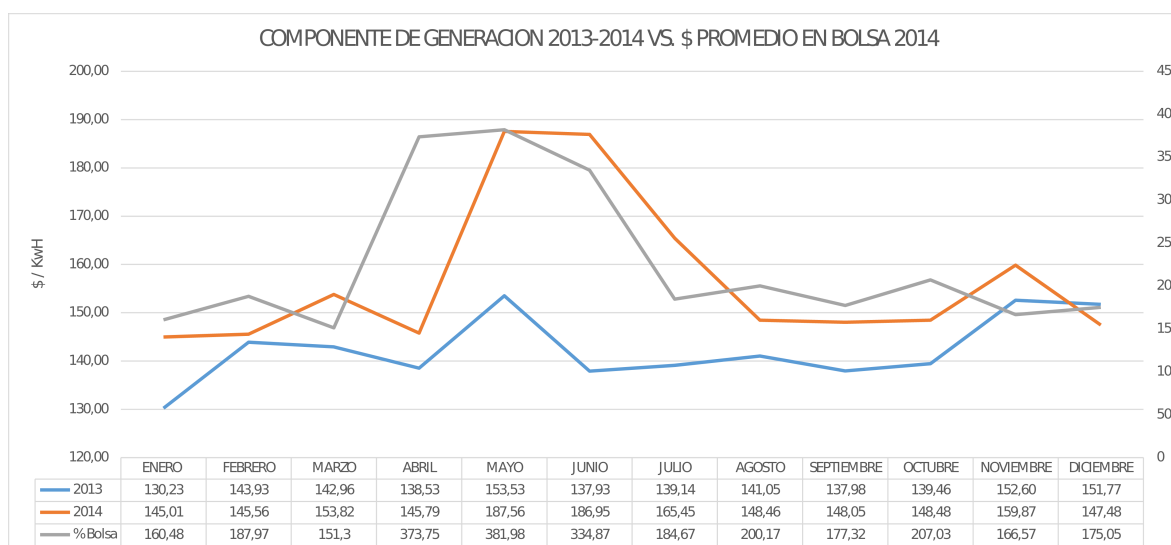
presentó en el mes de junio, asociado al mayor valor del kWh en bolsa, como resultado de las condiciones climáticas por el fenómeno del niño.

4.3.3.1. Componente Generación

El valor del componente de generación del año 2014 tiene tendencia creciente, está sujeto a los precios de la bolsa de energía, así como a los precios de los contratos bilaterales de suministro de largo plazo, por tanto, dependen de las condiciones hidrológicas y los precios de los combustibles utilizados en la generación.

En la gráfica a continuación se muestra el comportamiento de este componente para los años 2013 y 2014.

Gráfica 4.3.3.1.a Comparativo componente G 2013 – 2014

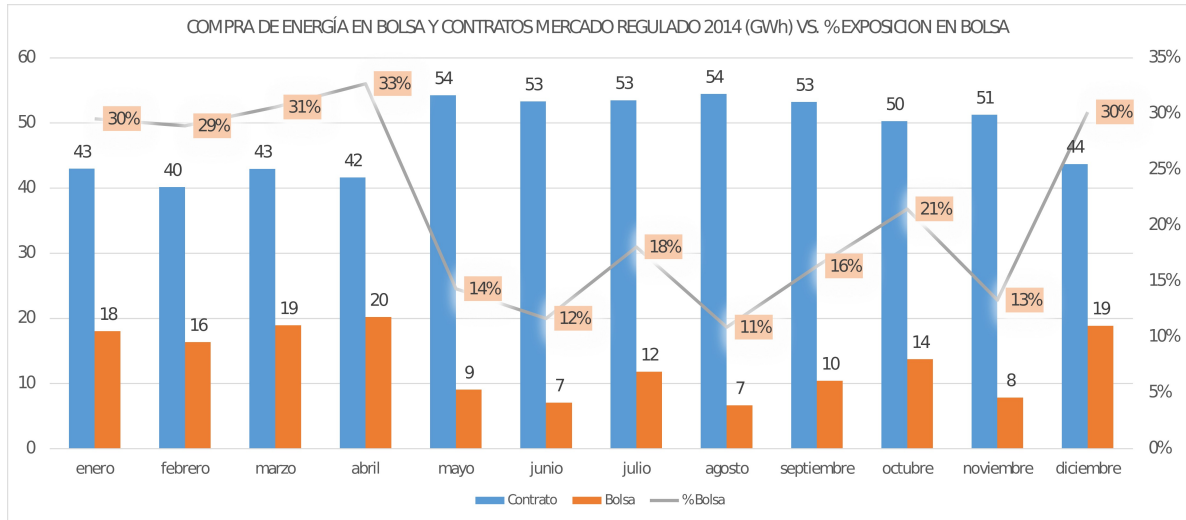


Fuente: Información Publicada por la ESP

El comportamiento de este componente es relativamente estable durante el 2014, sin embargo, en el período abril – junio se observa un incremento importante, lo anterior obedece a que, si bien el prestador efectúa sus compras de energía mayoritariamente a través de contratos bilaterales (cerca del 80%), el incremento en el precio de bolsa observado durante este período, cercano al 150%, impactó el costo de prestación del servicio por la alta participación del componente de generación en la definición del CU (42%).

En la gráfica a continuación, se presenta la estructura de compras del prestador, como se mencionó anteriormente, cerca del 80% de la energía se transa a través de contratos bilaterales, esto es aproximadamente 582 GWh.

Gráfico 4.3.3.1.b Compras de energía en bolsa y contratos mercado regulado 2014



Fuente: Información Publicada por la ESP

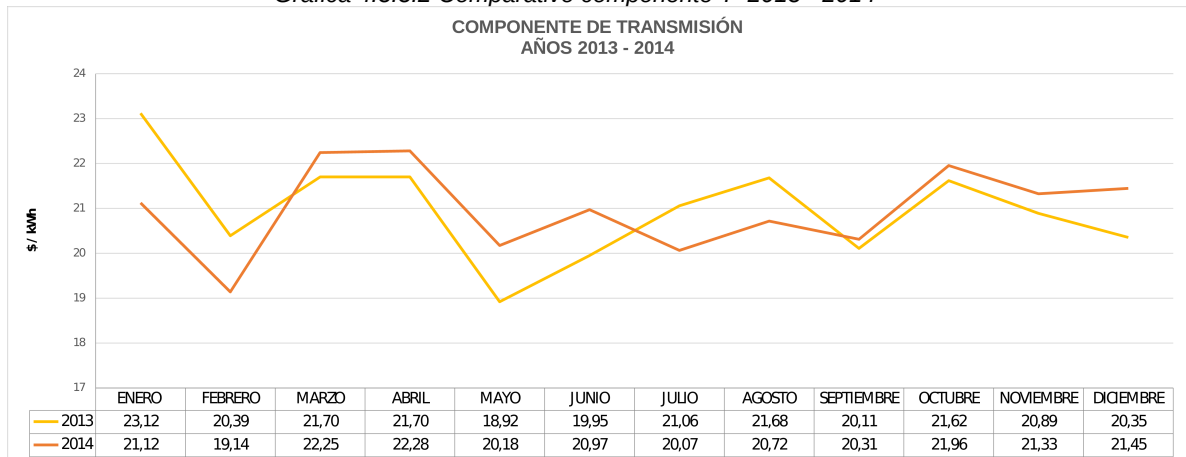
4.3.3.2. Componente de Transmisión

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

Este componente es calculado y publicado mensualmente por el LAC, XM ESP para que las empresas lo incluyan en el CU y su actualización obedece al comportamiento del Índice de Precios al Productor (IPP).

La Gráfica 4.3.3.2. Presenta el comportamiento de la componente de Transmisión T:

Gráfica 4.3.3.2 Comparativo componente T 2013 - 2014



Fuente: Información de la ESP – Publicada por XM

En promedio el valor del T se mantuvo constante entre el 2013 y 2014, presentando una variación positiva de 0.1%.

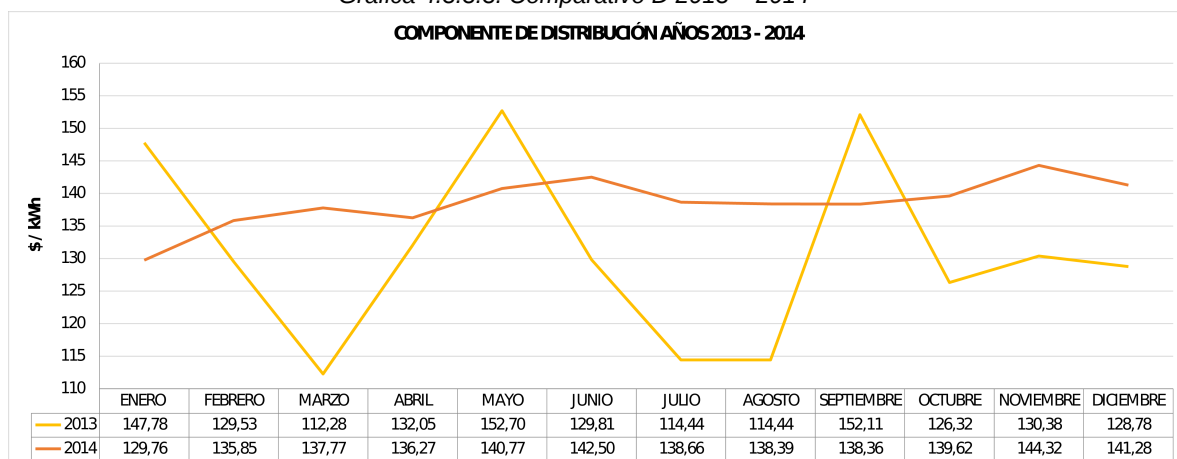
4.3.3.3. Componente de Distribución D:

El Ministerio de Minas y Energía -MME mediante la Resolución 18 2306 de diciembre de 2009, determinó el Área de Distribución Oriente, de la cual hace parte la Electrificadora del Huila S.A. E.S.P., buscando con ello la integración de varios prestadores con el fin de normalizar el componente de distribución -D de la tarifa regulada. El objetivo de las ADD es el de aproximar los cargos por uso entre regiones procurando mantener la adecuada distribución de recursos para cada OR.

Los otros prestadores que hacen parte de la ADD Oriente, son Empresa de Energía de Boyacá, Empresa de Energía de Cundinamarca, Codensa y Empresa de Energía de Arauca.

En la gráfica a continuación se muestra el comportamiento de este componente a lo largo del 2014 comparado con su comportamiento durante el 2013.

Gráfica 4.3.3.3. Comparativo D 2013 – 2014



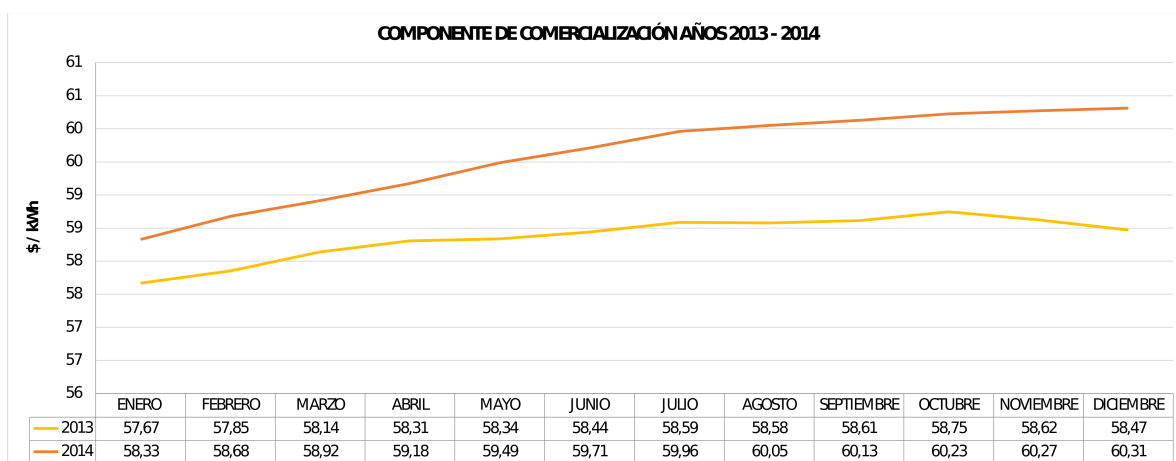
Fuente: Información Publicada por la ESP

A diferencia del 2013, en el año 2014 se estabiliza este componente como resultado de la implementación de la Resolución 133 de 2013 por la cual se buscó mitigar la volatilidad de este cargo unificado. La variación promedio de este componente fue de 4,2% entre 2013 y 2014.

4.3.3.4. Componente de Comercialización

Este componente es calculado mes a mes por el prestador y su actualización obedece al comportamiento del Índice de Precios al Consumidor (IPP). Por lo que su comportamiento es estable a lo largo del período.

Gráfica 4.3.3.4. Comparativo C 2013 – 2014



Fuente: Información Publicada por la ESP

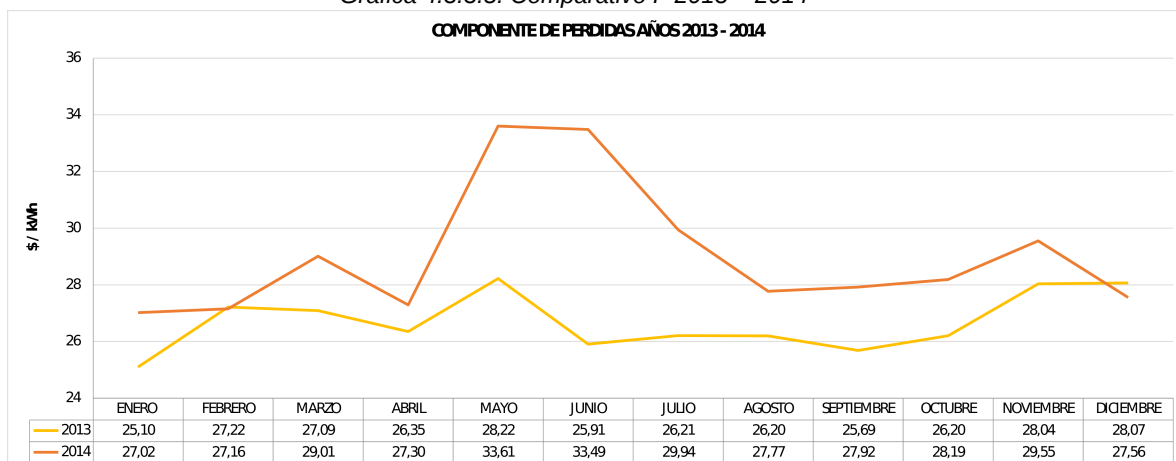
El costo promedio de comercialización entre el 2013 y 2014 presento una variación de 2.12%, pasando de \$58.36/kWh a \$59.60/kWh.

4.3.3.5. Componente de Pérdidas

En este componente se encuentra el reconocimiento de las pérdidas eficientes de energía, donde se adicionan tres factores, el costo de producir estas pérdidas, el costo de transmitirlos a nivel nacional y el costo de los planes de reducción de pérdidas (CPROG).

Dado que la componente de pérdidas es una función directa de las componentes de Generación y Transmisión, las variaciones parciales evidenciadas durante el año en estas variables, dan como resultado una variación promedio respecto del año inmediatamente anterior de 9%.

Gráfica 4.3.3.5. Comparativo P 2013 – 2014



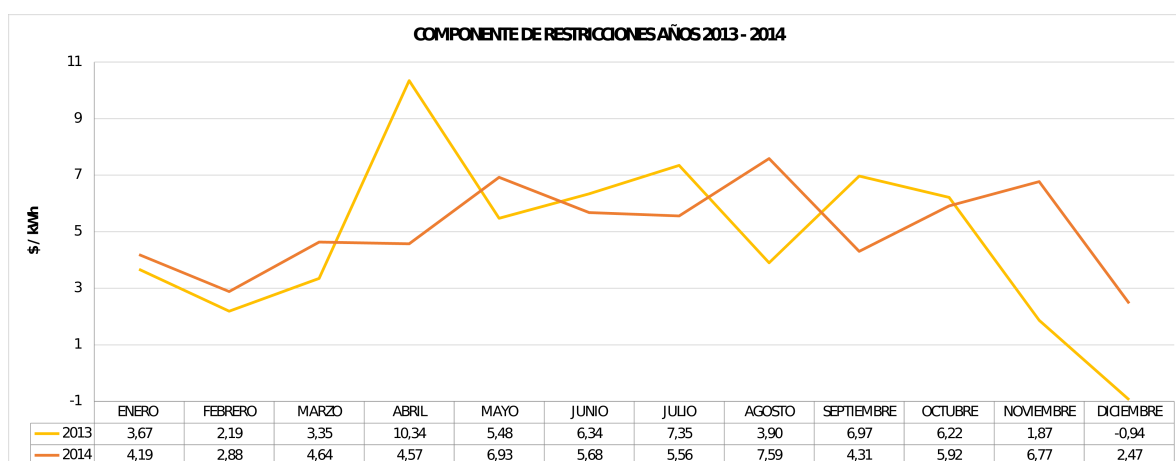
Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.3.6. Componente de Restricciones

La fórmula del componente de pérdidas, está sujeto a los valores asociados a la compra de energía y al valor del mercado del componente de transmisión.

El valor promedio de los años 2013 y 2014, fue de 4,73\$/kWh y 5,12 \$/kWh, respectivamente, como se observa se incrementó 8,4% en este último año. La gráfica 4.3.3.6., muestra mes a mes, el componente de pérdidas de los años 2013 y 2014.

Gráfica 4.3.3.6. Comparativo R 2013 – 2014



Fuente: Información Publicada por la ESP

4.3.3.7. Porcentaje de participación por componente en el CU

La mayor participación en el CU la tienen las componentes de compra de energía y los cargos de distribución, cerca del 72%. Aunado a lo anterior se tiene que la mayor volatilidad se presenta en estos componentes, mientras que el transporte, la comercialización, las pérdidas y restricciones se mantienen relativamente estables, por lo que las variaciones del CU se asocian básicamente a los cambios en la generación y distribución.

Tabla 4.3.3.7. Participación por componente

Mes	G		T		PR		D		C		R		CUV
	\$/kWh	%	\$/kWh	%	\$/kWh	%	\$/kWh	%	\$/kWh	%	\$/kWh	%	
Enero	145,01	38%	21,12	5%	27,02	7%	129,76	34%	58,33	15%	4,19	1%	385,43
Febrero	145,56	37%	19,14	5%	27,16	7%	135,85	35%	58,68	15%	2,88	1%	389,27
Marzo	153,82	38%	22,25	5%	29,01	7%	137,77	34%	58,92	14%	4,64	1%	406,39
Abril	145,79	37%	22,28	6%	27,30	7%	136,27	34%	59,18	15%	4,57	1%	395,38
Mayo	187,56	42%	20,18	4%	33,61	7%	140,77	31%	59,49	13%	6,93	2%	448,52
Junio	186,95	42%	20,97	5%	33,49	7%	142,50	32%	59,71	13%	5,68	1%	449,30
Julio	165,45	39%	20,07	5%	29,94	7%	138,66	33%	59,96	14%	5,56	1%	419,64
Agosto	148,46	37%	20,72	5%	27,77	7%	138,39	34%	60,05	15%	7,59	2%	402,98
Septiembre	148,05	37%	20,31	5%	27,92	7%	138,36	35%	60,13	15%	4,31	1%	399,07
Octubre	148,48	37%	21,96	5%	28,19	7%	139,62	35%	60,23	15%	5,92	1%	404,40
Noviembre	159,87	38%	21,33	5%	29,55	7%	144,32	34%	60,27	14%	6,77	2%	422,12
Diciembre	147,48	37%	21,45	5%	27,56	7%	141,28	35%	60,31	15%	2,47	1%	400,55

Fuente: Publicaciones prestador- Cálculos DTGE

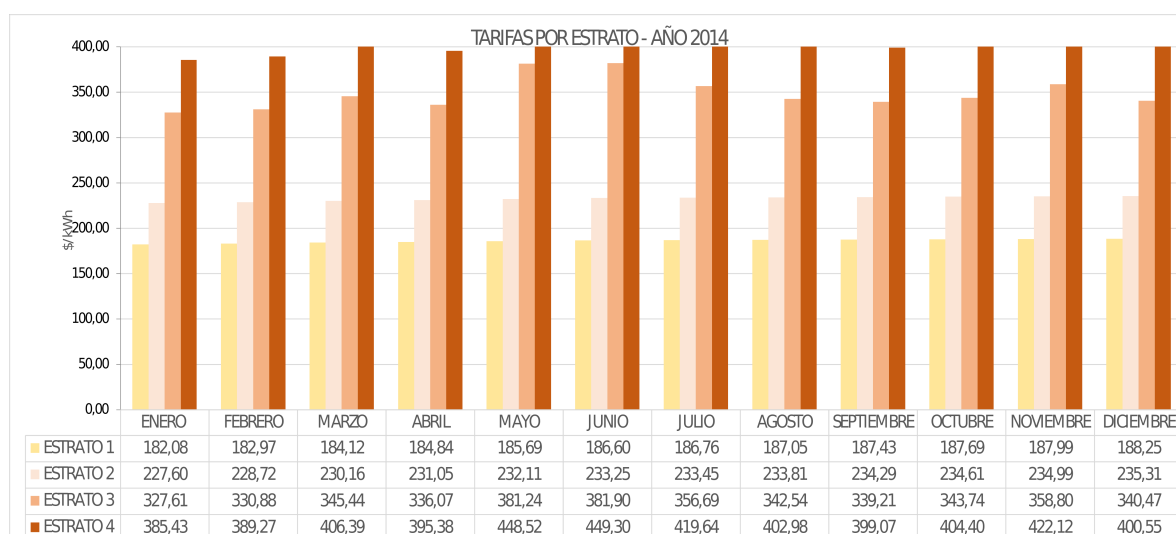
4.3.4. Evolución de las tarifas 2014

Las tarifas analizadas en este numeral corresponden a las publicadas mensualmente por el prestador durante el año 2014, 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 la Electrificadora del Huila a cada estrato durante el año 2014; 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 385.43 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 182.08 \$/kWh, asignado un subsidio del 52.76% para este periodo.

Gráfica 4.3.4 Evolución de las tarifas 2014 ELECTROHUILA S.A. E.S.P. 2014



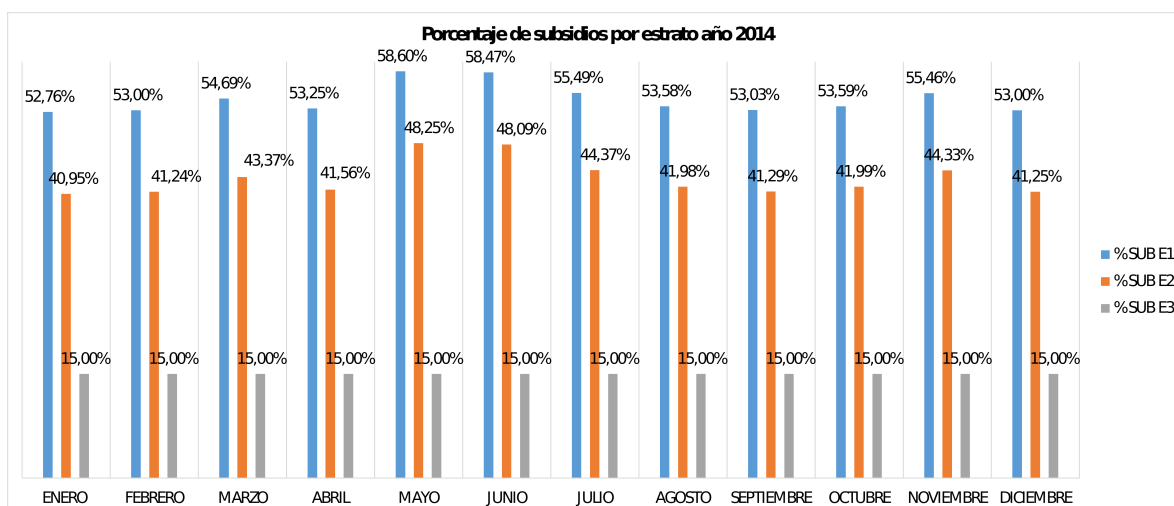
Fuente: Información Publicada por la ESP

De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que el resultado de las variaciones mensuales para los usuarios de los estratos subsidiables no supero el 3% en la tarifa aplicada entre los meses de enero y diciembre de 2014.

4.3.4.1. Subsidios aplicados durante el 2014

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

Gráfica 4.3.4.1 Subsidios aplicados 2014



Fuente: Información Publicada por la ESP

La Resolución CREG 186 de 2010, da cumplimiento a lo preceptuado en el artículo 1 de la Ley 1428 de 2010, la cual modificó el artículo 3 de la Ley 117 de 2006 en relación con la aplicación de los subsidios a los usuarios de los estratos 1 y 2 del servicio de energía eléctrica, donde se asignan a estos usuarios porcentajes que están no superan el 60% y 50% respectivamente.

Por otra parte, el subsidio del estrato 3 es del 15%, porcentaje que está vigente desde la expedición de la Ley 142 de 1994.

4.4. Subsidios y Contribuciones

ELECTROHUILA S.A. E.S.P asignó subsidios para los estratos 1, 2 y 3 por valor de \$54.432.571.045 creciendo un 14,7% con relación al 2013. Durante el 2014, Electrohuila recaudó contribuciones por valor de \$ 42.125.459.988; de la Nación recibió durante el año 2014 \$ 40.593.357.407, resultando un déficit acumulado a 31 de Diciembre de 2014 de \$ 693.522.451.

4.5. Recaudo y Cartera

La cartera comercial vencida mayor a 30 días de ELECTROHUILA S.A. E.S.P. con corte a 31 de Diciembre de 2014 suma \$ 10.467.017, con una pequeña variación a la baja de 0,6% frente al año 2013 (\$10.525.023). Se observa que la cartera vencida del rubro de distribución (SDL), creció (\$109.709) frente al año 2013, generada principalmente por la salida del mercado del comercializador ENERMON que se encuentra con gestión de cobro por parte de la oficina jurídica.

La cartera oficial con un incremento del 182,5%; obedece a la demora en el pago del servicio de energía por parte de Ejército Nacional. A la fecha de éste informe, esta cartera se encuentra al día. La cartera corriente para el año 2014, representa el 59% del total de la cartera y la cartera vencida > a 30 días representa al 41% del total de la cartera.

Durante el año 2014, la empresa ELECTROHUILA S.A. E.S.P realizó la depuración de las cuentas vencidas a 199 clientes siguiendo los protocolos y procesos establecidos para éste procedimiento depurando así \$292.910.

Además, la junta directiva en Sesión No 955 del 16 de Diciembre de 2014, aprobó el procedimiento de castigo de cartera PR-CCC-06, todo esto para atender el requerimiento de las NIIF (Normas Internacionales de Información Financiera), reducir costos administrativos y operativos, y mejora la calidad de la información contable y financiera que refleje la realidad económica de la empresa. Este procedimiento de depuración contable actualmente está en desarrollo de organización y análisis de cuentas. En cuanto al recaudo, a diciembre de 2014, el indicador acumulado de recaudo cerró en 101,20% superando la meta del año 2014 de 100,30%.

Las acciones claves para el cumplimiento de la meta para el año 2014 fueron:

- Visitas y envío de oficios a clientes morosos (persuasión).
- Ajuste cronograma de suspensión.
- Ampliación de horarios de pago.
- Persuasión a través de Contact Center.
- Campañas en medios de comunicación.
- Suspensiones en fines de semana y festivos.
- Disminución en los plazos de pago.

Comentarios del Auditor Externo: ELECTROHUILA S.A. E.S.P. cuenta con adecuadas políticas y procedimientos de cobro y recaudo de cartera que de acuerdo con las circunstancias se van ajustando para mejorar la gestión del recaudo. Para el año 2014 el resultado del indicador de gestión del recaudo superó la meta fijada para el respectivo año gracias a las acciones claves que permitieron este logro.

En el año 2014 se estableció el procedimiento contable para la depuración contable de la cartera en mora mayor a 360 días, que cumpla con las características del procedimiento. La AEGR recomienda realizar este procedimiento lo más pronto posible, porque actualmente tiene una cartera vencida mayor a 360 días, que por su antigüedad no es recuperable, y se debe tratar de tener en los estados financieros las cuentas por cobrar que realmente sean recuperables. Esto facilitará el trabajo de convergencia al marco contable actual al de NIIF.

En las revisiones mensuales realizadas por la AEGR a la cartera de difícil gestión se ha podido establecer una cantidad de usuarios a los cuales no es posible realizar las actividades de recaudo por diferentes razones como: doble cuenta a un mismo usuario, casas abandonadas, casas demolidas, lotes vacíos, o traslados de usuarios a otras regiones; por lo cual recomendamos realizar el procedimiento de depuración contable a estos usuarios identificados en el proceso de auditoría.

4.6. Facturación

Con relación de los ingresos por comercialización de energía, ELECTROHUILA S.A. E.S.P. obtuvo resultados un 11% superior a los del año 2013 registrando aumentos de ventas en cada mes del año.

La facturación del año 2014 fue de \$215.693.457, siendo los meses de Julio y Agosto los que registraron una mayor facturación durante el año 2014.

Los clientes aumentaron un 4% más con respecto al año 2013 llegando 337.601 clientes, generando un aumento de ventas de Gwh en un 5,8%. La facturación en el año 2014 se incrementó en un 11% producto del incremento en la demanda, y el incremento de las tarifas durante el año 2014.

Por su parte, el proceso de facturación en ELECTROHUILA S.A. E.S.P es un proceso sistematizado, con adecuados controles de elaboración y revisión.

4.7. Tiempo de atención en oficinas

ELECTROHUILA S.A. E.S.P. tiene en cada una de sus sedes ubicadas en el departamento del Huila en sus cuatro (4) zonas de operación (zona norte, zona sur, zona centro y zona occidentes) tiene personal idóneo y capacitado dispuesto a atender de manera oportuna y satisfactoria a los usuarios que se acerquen a las instalaciones con peticiones, quejas, reclamos, pagos, entre otras.

La empresa dispone además de diferentes mecanismos de comunicación, participación y diálogo dirigidos tanto a sus clientes, como a sus grupos de interés en general. Estos mecanismos le permiten atender oportunamente todas las solicitudes de información, comunicaciones escritas, peticiones, quejas y reclamaciones que se presenten.

Todas estas herramientas configuran mecanismos de comunicación y retroalimentación que le permiten a ELECTROHUILA S.A. E.S.P. autoevaluar su gestión e identificar oportunidades de mejoramiento. ELECTROHUILA S.A. E.S.P. cuenta con cuatro oficinas de atención personalizada al cliente. Además, cuenta con un moderno Contact Center para los usuarios urbanos y rurales puedan informar temas de fallas en la prestación del servicio, como también a consulta de factura, cartera, y reclamaciones de cualquier tipo. Para la atención de éste servicio cuentan con una línea directa para llamar de un teléfono fijo con el número 115, y a través del celular marcando el número 8604100.

Cuenta con una página web www.electrohuila.com.co, como un canal de información y contacto con el cliente, a través del correo electrónico, y por medio de chat interactivo dentro de la página web. También cuenta con una sección de PQR'S donde el cliente se registra, pero en el ejercicio de la auditoría este servicio no estaba disponible el registro, por lo que vemos una deficiencia en la plataforma web sin éste servicio.

ELECTROHUILA S.A. E.S.P. cuenta con un personal de planta de Peticiones, Quejas y Reclamos de 18 personas, además tiene un contrato con la empresa "CUARTIC LTDA" cuyo objeto es la operación y manejo del Contact Center para administrar, recibir, atender y tramitar las llamadas que realizan los usuarios de ELECTROHUILA S.A. E.S.P. por fallas en la prestación del servicio, reclamos, solicitudes y demás operaciones de la empresa.

4.8. Peticiones, Quejas y Reclamos

CAUSAL	NÚMERO	%
Dirección incorrecta	10	0,0%
Normalización del servicio	807	1,7%
Cambio de medidor o equipo de medida	36	0,1%
Tasas e impuestos	57	0,1%
Suspensión por mutuo acuerdo	105	0,2%
Cobros por servicios no prestados	10	0,0%
Cobros inoportunos	34	0,1%
Calidad del servicio	4911	10,1%
Relacionada con cobros por promedio	881	1,8%
Por suspensión, corte, reconexión y reinstalación	148	0,3%
Inconformidad por conexión	10	0,0%
Falla en la prestación de servicio	24790	50,9%
Otras inconformidades	180	0,4%
Tarifa cobrada	475	1,0%
Alto consumo	7201	14,8%
Medidor o cuenta cruzada	17	0,0%
Revisiones a las instalaciones y medidor de usuario	149	0,3%
Estrato	29	0,1%
Subsidios y contribuciones	67	0,1%
Solidaridad	9	0,0%
Pago sin abono a cuenta	711	1,5%
Aforo	28	0,1%
Error de lectura	529	1,1%
Entrega y oportunidad de la factura	150	0,3%
Condiciones de seguridad o riesgo	5715	11,7%
Cobro de otros cargos de la empresa	1500	3,1%
Cobro múltiple	77	0,2%
Cobro de otros bienes o servicios en la factura	35	0,1%
Terminación de contrato	30	0,1%
TOTAL	48701	100,0%

Fuente: SUI

Durante el año 2014 los usuarios presentaron 48.701 reclamaciones, en donde se destaca la falla en la prestación del servicio con 24.790 reclamaciones, seguida por el Alto consumo con 7.201 reclamaciones. Existe un crecimiento en las reclamaciones del 104% con respecto al año 2013.

Uno de los factores que impacta este comportamiento es la puesta en marcha del Contact Center, lo que ha permitido lograr un mayor acercamiento con los usuarios, facilitando la comunicación con ellos. Estos acceden de manera ágil y oportuna a información, realizar consultas y efectuar reclamos, incrementando la capacidad de recibir reclamaciones de usuarios durante el año 2014.

ELECTROHUILA S.A E.S.P proyecta mejorar sus canales de comunicación y de esta forma se espera recibir un número mayor de PQR'S.

En el año 2014 el resultado del Indicador de reclamos del negocio de comercialización fue en promedio 8 reclamos por cada 10.000 facturas expedidas, superando la meta anual de 10 reclamos. El resultado promedio anual obtenido para el año 2014 es el

mismo obtenido en el año 2013, en donde se evidencia la tendencia a disminuir el nivel de reclamación de los usuarios en el negocio de comercialización producto de los controles en el proceso de facturación, interacción entre procesos y la implementación de desarrollos como el programa “facturación en sitio” que impactan en la evolución de las causales de reclamación en el negocio de comercialización.

4.9. Tiempo de atención (en oficina y otros medios)

En el año 2014, el tiempo de respuesta a clientes por medio escrito fue de 9 días, personalizado un promedio de 3 días, y telefónico un promedio de 1 día.

4.10. Nivel de Satisfacción del Usuario

En el año 2014 la Empresa realizó la evaluación de satisfacción del cliente residencial urbano aplicando la metodología adoptada por la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), con el objetivo es conocer el grado de satisfacción de los clientes con la calidad del producto y de los servicios prestados.

El estudio mide la satisfacción a partir de la evaluación de atributos en cada una de las siguientes áreas de calidad: a) suministro de energía, b) información y comunicación, c) factura de energía, d) atención al cliente, e) imagen, f) precio, g) alumbrado público y h) responsabilidad social. Cada uno de estos parámetros se subdivide en diferentes temas complementarios, con el fin de recolectar y disponer de información integralmente confiable.

Para el año 2014 el resultado del Índice de satisfacción de la calidad percibida (ISCAL) es prácticamente igual al del año 2013, pues presentó una mínima disminución al pasar de 63% a 62.9%. Sin embargo, es muy inferior al resultado del 2012 de 68.3%. Éste resultado es inferior al promedio CIER, que se encuentra en 75,2% para el año 2014. 28 Informe de auditoría externa de Gestión y Resultados – ELECTROHUILA S.A. E.S.P. Grant Thornton Fast & Abs Auditores

Se observa que el indicador de precio es el más deteriorado con una variación negativa - 9,7% debido a que la percepción del cliente sobre el precio de la factura con respecto al suministro de energía, beneficios y atención al cliente ha disminuido bastante; por lo tanto no consideran justo el precio que pagan por el servicio de energía prestado. Aunque una de las razones para tan baja calificación sea el suministro de energía, este indicador en el año 2014 fue el que más creció con respecto al año 2013 en un 12,46%, y la razón principal de esta mejora según los clientes es la agilidad en la reanudación del servicio de energía luego de una falla.

Uno de los indicadores técnicos establecidos por la SSPD es el de numero de reclamos por 10.000 facturas expedidas, se obtuvo para el año 2014 un resultado de 8 reclamos superando la meta anual de 10 establecida por la empresa y el referente establecido por la SSPD que es de 73,97. El resultado obtenido para el año 2014 es igual al obtenido en el año 2013, evidencia un proceso comercial consolidado, esto como resultado de los controles en el proceso de facturación, interacción entre procesos y la implementación de desarrollos tecnológicos como el programa “facturación en sitio” que impactan en la evolución de las causales de reclamación en el negocio de comercialización.

Comentarios del Auditor Externo con respecto al nivel de satisfacción al usuario: La evaluación de la satisfacción de los clientes residenciales urbanos se realizó utilizando

una metodología reconocida y en comparación con empresas similares a nivel nacional e internacional. Los resultados permitieron identificar que hay una baja en la percepción del servicio de ELECTROHUILA S.A. E.S.P con sus clientes, por lo que la empresa trabaja en el plan de acción desarrollado para fortalecer y mejorar de forma integral el servicio que presta y así mejorar la satisfacción de sus usuarios.

Es necesario que se priorice la implementación de las acciones ya identificadas, desarrollando las estrategias tanto de mejoramiento como de sostenimiento para lograr mejorar el nivel de satisfacción de los clientes, sobre todo en los atributos donde se obtuvo las más bajas calificaciones, de manera que el trabajo se vea traducido en un mejor 29 Informe de auditoría externa de Gestión y Resultados – ELECTROHUILA S.A. E.S.P. Grant Thornton Fast & Abs Auditores posicionamiento en el medio y consecencialmente en el mejoramiento de la imagen institucional.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2014	Resultado	Observación
Margen Operacional	21%	21%	Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	20	36	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	56	43	Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	26	27	No Cumple
Razón Corriente – Veces	1,50	1,15	No Cumple

La empresa no cumple con dos de los referentes establecidos para el mercado, según la normativa establecida por la comisión de regulación para energía y gas combustible (CREG), en su resolución 072 de 2002, modificada por la resolución 034 de 2004, siendo la razón corriente la que presenta una mayor desviación con relación al cálculo del mercado, y respecto del cual la Auditoria de Gestión de Resultados manifiesta en su información cargado al SUI que:

“Razón corriente: El indicador presenta una disminución durante los últimos cuatro años debido al aumento de las inversiones en proyectos energéticos y de mantenimiento de infraestructura. Como también los accionistas han decretado distribución de dividendos. Con liberación de reservas generadas en anteriores periodos. Lo que ha llevado a disponer de menor efectivo. Electrohuila en 2014 acudió al crédito para financiar parte de su capital de trabajo”

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

A continuación se muestra en las tablas 1, 2 y 3 los formatos certificados, certificados como no aplica y pendientes del año 2014 por el prestador Electrificadora Del Huila S.A. E.S.P.

Tabla 3.1 Formatos certificados en el 2014

AÑO	EMPRESA	FORMATOS CERTIFICADOS
2014	ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	01. Datos Básicos Evaluación Sistema de Control Interno 02. Encuesta Evaluación Sistema de Control Interno 07. Concepto General Sobre el Nivel de Riesgo 12. Concepto Gral Evaluación y Resultados 17. Indicadores y Referentes de la Evaluación de Gestión 19. Concepto AEGR del indicador y referente de la evaluación de gestión 20. Concepto del AEGR sobre el indicador de nivel de riesgo 21. Indicadores de Nivel de Riesgo BALANCE GENERAL PROYECTADO ENERGIA RES 2395 Comercializadores dentro del Mercado COSTOS Y GASTOS ENERGIA CUENTAS POR COBRAR ENERGIA RES 2395 CUENTAS POR PAGAR ENERGIA RES 2395 ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO ENERGIA RES 2395 FLUJO DE CAJA PROYECTADO ENERGIA RES 2395 FORMATO 1 - 1014 ELECTROHUILA S.A. E.S.P. FORMATO 1 - 2020 DICEL S.A. E.S.P. FORMATO 1 - 20256 E2 ENERGIA EFICIENTE S.A. E.S.P. FORMATO 1 - 20469 ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P. FORMATO 1 - 22321 ENERMONT E.S.P. FORMATO 1 - 2249 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. FORMATO 1 - 2322 VATIA FORMATO 1 - 23442 COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP FORMATO 1 - 25982 GENERSA SAS ESP. FORMATO 1 - 25984 ITALENER S.A. ESP. FORMATO 1 - 3332 ENERTOLIMA S.A. E.S.P. FORMATO 1 - 480 ISAGEN FORMATO 1 - 564 EE.PP.M. E.S.P. FORMATO 1 - 597 EMGESA S.A. E.S.P. FORMATO 11 FORMATO 12 - INFORMACIÓN AREAS RURALES DE MENOR DESARROLLO FORMATO 13 FORMATO 14 FORMATO 15 FORMATO 16 FORMATO 17 FORMATO 18 FORMATO 19 FORMATO 2 - 1014 ELECTROHUILA S.A. E.S.P. FORMATO 20 FORMATO 21 FORMATO 23 FORMATO 24 FORMATO 27 DESCUENTOS Y EXENCIONES CONTRIBUCIONES FORMATO 3 - 1014 ELECTROHUILA S.A. E.S.P. FORMATO 3 - 1032 ELECTROCAQUETA S.A. ESP FORMATO 3 - 2103 CODENSA S.A. ESP FORMATO 3 - 3332 ENERTOLIMA S.A. E.S.P. FORMATO 3 - 502 CHEC S.A. E.S.P. FORMATO 3 - 520 CEDENAR S.A. E.S.P. FORMATO 3 - 536 EPSA E.S.P. FORMATO 3 - 600 EMSA E.S.P. FORMATO 4 FORMATO 5 FORMATO 6 INFORMACIÓN BASICA DE CIRCUITOS E INTERRUPCIONES - ALIMENTADORES INFORMACIÓN BASICA DE CIRCUITOS E INTERRUPCIONES - TRANSFORMADORES VARIOS MERCADOS MATRIZ DE RIESGO ENERGIA

Fuente: SUI

Tabla 3.2 Formatos Certificados Como No Aplica 2014

AÑO	EMPRESA	FORMATOS CERTIFICADOS NO APLICA
2014	ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	ANALISIS Y EVALUACION DE PUNTOS ESPECIFICOS PDF ENERGIA
		CONCEPTO ENCUESTA CONTROL INTERNO PDF ENERGIA
		CONCEPTOS BALANCE GENERAL PROYECTADO ENERGIA RES 2395
		CONCEPTOS ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO ENERGIA RES 2395
		CONCEPTOS FLUJO DE CAJA ENERGIA RES 2395
		FORMATO 1 - 20469 ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P
		FORMATO 1 - 22321 ENERMONT E.S.P
		FORMATO 19
		FORMATO 2 - 1032 ELECTROCAQUETA S.A. ESP
		FORMATO 2 - 2103 CODENSA S.A. ESP
		FORMATO 2 - 3332 ENERTOLIMA S.A E.S.P
		FORMATO 2 - 502 CHEC S.A. E.S.P.
		FORMATO 2 - 520 CEDENAR S.A. E.S.P.
		FORMATO 2 - 536 EPSA E.S.P.
		FORMATO 2 - 600 EMSA E.S.P.
		FORMATO 25
NOVEDADADES PDF ENERGIA		
ORGANIGRAMA PDF ENERGIA		
VIABILIDAD FINANCIERA PDF ENERGIA		

Fuente: SUI

Tabla 3.1. Formatos Pendientes por Cargar 2014

AÑO	EMPRESA	FORMATOS PENDIENTES	PERIODO
2014	ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	Comercializadores dentro del Mercado	MAYO
		FORMATO 1 - 20469 ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P	JUNIO
			JULIO
			AGOSTO

Fuente: SUI

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

El auditor en su informe de viabilidad financiera concluye:

(...)

“Los resultados reflejados en el estado de pérdidas y ganancias y en el flujo de caja proyectados son positivos, pero se observa que se las utilidades netas tiene un comportamiento decreciente año tras año. Esto es debido a

que se proyectó un crecimiento en los gastos de administración y los costos de operación superiores al crecimiento de ingresos operacionales.

A 31 de diciembre de 2014 la empresa presenta un endeudamiento del 26% proveniente principalmente del requerimiento de recursos financieros, provisiones de impuestos, y pasivos estimados. Se proyecta a partir de 2015 un endeudamiento promedio anual del 30%, debido a que la estrategia de la empresa es incrementar su endeudamiento financiero en los siguientes años. El nivel de endeudamiento actual y proyectado de la empresa es coherente con la estrategia de expansión establecida por ELECTROHUILA S.A. E.S.P.

En el período 2015 — 2019 el margen operacional proyectado de ELECTROHUILA es positivo y presenta márgenes superiores del 18% en los años 2015 y 2016, pero en los años restantes se proyecta un decrecimiento en este margen.

No observamos situaciones que puedan poner en peligro la viabilidad financiera de la Compañía, siempre que se puedan llevar a cabo las gestiones relacionadas con el desembolso de los nuevos créditos aprobados por las entidades financieras para financiar los nuevos proyectos de inversión y el capital de trabajo.”

Además, de acuerdo con el modelo financiero desarrollado por la delegada de Energía y Gas Combustible para la clasificación de las empresas por nivel de riesgo, ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. obtuvo una puntuación de 80 lo que se traduce en un nivel de riesgo bajo.

Técnicas

Es importante resaltar que con el fin de mejorar la confiabilidad y calidad del servicio prestado a los usuarios de su mercado, ELECTROHUILA S.A. E.S.P. realizó el desarrollo y montaje de tres (3) nuevas subestaciones: Canaima, Tarqui y Guadalupe.

Como resultado de la inversión a nivel de subestaciones, se generó de igual manera un incremento en km de red del 10%.

La Empresa cuenta con tres pequeñas centrales hidroeléctricas: La Pita, Iquira I e Iquira II, por medio de las cuales generó durante el año 2014 un total de 17.310 MWh, lo cual representó una disminución del 32% con relación a lo generado durante el año 2013.

Para el año 2014 se presentó una disminución cercana al 10% del monto total del valor del mantenimiento ejecutado con relación al año 2013.

De acuerdo con lo evaluado en sede de la Empresa por esta Superintendencia, se hace necesario reforzar el mantenimiento enfocado a la reducción de los indicadores de calidad del servicio DES y FES, toda vez que se evidencian algunos circuitos con afectaciones considerables.

ELECTROHUILA S.A. E.S.P. pagó durante el año 2014 a sus usuarios un total de \$1.133.006.412 de pesos, como compensación por los problemas en la calidad del servicio.

Como resultado del incumplimiento a los indicadores máximos de calidad DES-FES, esta Superintendencia desarrollara las acciones de control a que haya lugar.

ELECTROHUILA S.A. E.S.P. realizó inversiones durante el año 2014, por un valor de \$74.825.523.288,00, representado en 84 proyectos de inversión.

Como resultado de la revisión documental y en terreno RETIE efectuada a la Empresa, se encontró una cantidad superior a 60 hallazgos en todas la subestaciones.

Con relación al tema de accidentes de origen eléctrico, se presentó un total de cinco (5) accidentes, de los cuales el 60% de los mismos causaron la muerte de los accidentados.

Con relación al año 2013 se presentó una reducción del número de accidentes relacionados con las redes del Prestado en cuestión, de un 29%.

Con relación al tema de accidentalidad, se evidencio que al interior al área de seguridad industrial y salud ocupacional, un fuerte trabajo por medio de vigías de seguridad en sitio, los cuales hacen inspecciones no anunciada a los diferentes grupos de trabajo.

Tarifarias

Para determinar las tarifas de prestación del servicio de energía, el prestador aplica la metodología tarifaria definida por la Comisión de Regulación de Energía en la Resolución 119 de 2007.

La variación de la tarifa obedece principalmente a las fluctuaciones en los componentes de generación y distribución cuya participación en la definición del CU es cercana al 72%. La mayor variación durante el año se presentó en los meses de abril y mayo, situación que se podría explicar por el incremento de los precios de la energía en bolsa para ese momento.

El 80% de la energía es transada a través de contratos bilaterales, con una exposición en bolsa de 20%.

Acorde con las tarifas publicadas por la empresa mes a mes, la empresa da aplicación a lo preceptuado en la Ley 1428 de 2010, lo cual fue reglamentado para el servicio de energía en la Resolución CREG 186 de 2010 con respecto a los subsidios para los usuarios de estratos 1 y 2.

Comerciales

La Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. cuenta con 335.965 usuarios en 37 municipios del departamento del Huila. El 92.9% de los usuarios corresponden al sector residencial; el 49.7% de los usuarios pertenece al estrato 2, el 38.4% al estrato 1 y el 8.6% al estrato 3.

De los usuarios no residenciales, el 78.2% corresponde al sector comercial.

El 55.2% del consumo de energía corresponde al sector residencial; 45.7% del consumo de energía no residencial corresponde al sector comercial.

El 64.6% de los usuarios están ubicados en las zonas urbanas y 35.4% en las áreas rurales.

El total de usuarios de la empresa que pertenecen a las Áreas Especiales es de 15.227, de los cuales el 63.3% están en las Áreas Rurales de Menor Desarrollo, el 24.4% son usuarios de barrios subnormales, y el restante 12.3% son usuarios en Zonas de Difícil Gestión.

El área urbana cuenta en su totalidad con el servicio de energía eléctrica. Por su parte, aunque en general en el área rural, la cobertura de este servicio en la mayoría de los municipios es cercana al 100%, se observa que hay municipios como Colombia, con una cobertura del 65.4%, La Argentina con el 70.7%, y Neiva, con el 75.0%.

Los usuarios de Áreas Especiales son 15.227, lo cual representa el 4.8% del total residencial.

El 63.3% de los usuarios de Áreas Especiales están dentro del grupo de las Áreas Rurales de Menor Desarrollo.

En cuanto a la calidad del servicio y atención al usuario, en las oficinas de atención al cliente se encontraron suficientes sillas de espera y en general, espacios amplios, con buena iluminación, y confort climático adecuado.

Al revisar las facturas, se encontró que la empresa cumple con los requerimientos contenidos en el Contrato de Condiciones Uniformes.

Se observó el cumplimiento del Contrato de Condiciones Uniformes, y en general de la regulación referente al servicio de energía y procedimientos.

Dado que la ciudad de Neiva cuenta con el 70.2% del total de usuarios de Zonas de Difícil Gestión, y posee el 58.5% del total de los Usuarios Subnormales, se recomienda prestar atención especial a acciones encaminadas a disminuir estos indicadores.

En este mismo sentido, se recomienda dar prioridad al municipio de Acevedo, el cual cuenta con el 55.1% del total de las Áreas Rurales de Menor Desarrollo. Al igual que se destaca que en este municipio y en Tello, más del 93% de sus usuarios rurales están en Áreas Rurales de Menor Desarrollo, lo que muestra su alta situación de vulnerabilidad.

Teniendo en cuenta que en el área rural hay municipios como Colombia, con una cobertura del 65.4%, La Argentina con el 70.7%, y Neiva, con el 75.0%, se recomienda priorizar en estos municipios, las acciones encaminadas al aumento de la cobertura, previa viabilidad, dadas situaciones de orden público o altas distancias para la energización.

Proyectó: Luis Fabián Sanabria Romero – Profesional DTGE
Proyectó: Phanor Alvarez -Profesional Especializado DTGE
Proyectó: Martha Helena Muñoz- Profesional Especializado DTGE
Proyectó: Hector Leonardo Garzón M- Profesional SDEG
Proyectó: Jhon Christian Giraldo- Profesional Especializado DTGE
Revisó: Martha Leonor Farah – Directora Técnica de Gestión de Energía (E)