

# **EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.**



**Superservicios**  
Superintendencia de Servicios  
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS  
COMBUSTIBLE  
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA  
Bogotá, Julio de 2015**

# ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.

## ANÁLISIS AÑO 2014

### 1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

**ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.** se constituyó en el año de 1981 para desarrollar las actividades de generación, comercialización y distribución de Energía Eléctrica en el sistema interconectado Nacional y operación de mercado. La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$ 220.000 millones, tiene su sede principal en la ciudad de Villavicencio. Su última actualización en RUPS aprobada fue el día Julio 01 de 2015.

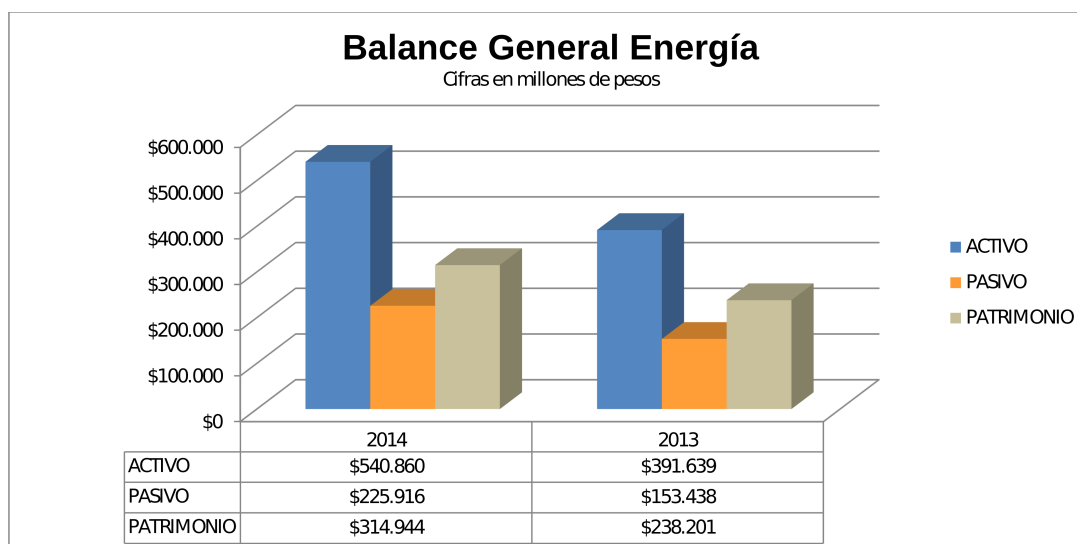
Tabla 1.1. Datos Generales

<b>Tipo de sociedad</b>	SOCIEDAD ANONIMA MIXTA
<b>Razón social</b>	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.
<b>Sigla</b>	EMSA E.S.P.
<b>Nombre del gerente</b>	Jaime Hernán Rey Montenegro
<b>Actividad desarrollada</b>	Comercialización y Distribución
<b>Año de entrada en operación</b>	1981
<b>Mercado que atiende</b>	Meta

Fuente: SUI

### 2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

#### 2.1. Balance General



Fuente: SUI

BALANCE GENERAL	2014	2013	Var
<b>Activo</b>	<b>\$540.860.167.660</b>	<b>\$391.638.507.454</b>	<b>38,10%</b>
Activo Corriente	\$114.751.671.922	\$76.802.001.408	49,41%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$195.695.612.698	\$161.354.552.956	21,28%
Inversiones	\$1.012.996.667	\$601.462.615	68,42%
<b>Pasivo</b>	<b>\$225.915.849.922</b>	<b>\$153.437.663.982</b>	<b>47,24%</b>
Pasivo Corriente	\$119.660.434.724	\$80.717.435.081	48,25%
Obligaciones financieras	\$84.919.555.785	\$49.986.003.335	69,89%
<b>Patrimonio</b>	<b>\$314.944.317.738</b>	<b>\$238.200.843.472</b>	<b>32,22%</b>
Capital Suscrito y Pagado	\$19.122.300.000	\$19.122.300.000	0,00%

Fuente: SUI cifras en Pesos

En el año 2014, los activos de la Empresa ascendieron a \$540.860 millones, presentando un crecimiento de 38,10% con respecto al año anterior. Dentro del activo se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas tales como:

**Inversiones:** Esta cuenta pasó de \$601.463 millones en diciembre 2013 a \$1.012.997 millones a diciembre de 2014, como consecuencia del aumento en la cuenta Certificados de depósito a término con un valor para 2014, \$1.012.897.

**Deudores:** A diciembre de 2014 esta cuenta se posicionó en \$72.714 millones mejorando su valor en \$14.182 millones en comparación con el mismo periodo de la vigencia anterior.

El aumento de las cuentas por cobrar está unido al comportamiento de la cuenta avances y anticipos entregados que de \$4.662 paso a \$19.163 presentada por la cuenta 142012 Anticipo para adquisición de bienes y servicios, que pasa de (\$3.432) millones en diciembre de 2013 a (\$19.113) millones en diciembre de 2014.

Las cuentas por cobrar de la prestación del servicio público de energía, ascienden a \$32.037 millones no hay deudas de difícil cobro, se refleja una provisión por \$947 millones, al realizar la revisión de la información suministrada por la prestadora al SUI muestra una cartera superior de 360 días con un valor de \$870 millones.

**Propiedad Planta y equipo:** Con una participación a diciembre de 2014 del 36,18% se posiciona en \$195.696 millones, presentando un aumento del 21,28% con relación al año anterior, el detalle de la información se encuentra en la siguiente tabla:

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTÓRICO	DEPRECIACIÓN	VALOR CUENTA			
			16 PROP, PLANTA Y EQUIPO	VALORIZACIONE S 2014	VALOR EN LIBROS 2014	VALOR EN LIBROS 2013
Terrenos	\$ 3.515	\$ 0	\$ 3.515	\$25.928	\$ 29.443	\$ 14.365
Construcciones En Curso	\$ 41.840	\$ 0	\$ 41.840	\$0	\$ 41.840	\$ 22.864
Maquinaria, Planta Y Equipo En Montaje	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Equipos y Materiales En Depósito	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	-\$ 124
Bienes Muebles En Bodega	\$ 2.218	\$ 0	\$ 2.218	\$ 0	\$ 2.218	\$ 1.778
Propiedades, Planta Y Equipo En Mantenimiento	\$ 10	\$ 0	\$ 10	\$ 0	\$ 10	\$ 10
Propiedades, Planta Y Equipo No Explotados	\$ 5.679	-\$ 1.108	\$ 4.571	\$1.921	\$ 6.492	\$ 4.656
Plantas, Ductos Y Túneles	\$ 129.442	-\$ 31.381	\$ 98.061	\$63.906	\$ 161.967	\$ 109.222
Redes, Líneas Y Cables	\$ 85.182	-\$ 41.952	\$ 43.022	\$133.511	\$ 176.534	\$ 152.693
Maquinaria Y Equipo	\$ 3.352	-\$ 1.345	\$ 1.561	\$37	\$1.598	\$ 1.871
Muebles, Enseres Y Equipos De Oficina	\$ 1.498	-\$ 1.225	\$ 259	\$1	\$ 260	\$ 142
Equipos De Comunicación Y Computación	\$ 4.893	-\$ 4.329	\$ 472	\$271	\$ 743	\$ 758
Equipo De Transporte, Tracción Y Elevación	\$ 382	-\$ 213	\$ 166	\$18	\$ 184	\$ 203
<b>TOTALES</b>	<b>\$ 278.012</b>	<b>-\$ 81.553</b>	<b>\$ 195.696</b>	<b>\$225.593</b>	<b>\$ 421.288</b>	<b>\$ 308.438</b>

Fuente: SUI cifras en Pesos

Otros activos: corresponde al rubro más representativo dentro del activo con una participación del 42,29%, compuesta por: gastos pagados por anticipado \$257 millones; cargos diferidos \$780 millones; Intangibles \$5.885 millones; valorizaciones \$225.609 millones.

Con relación al Pasivo a diciembre 31 de 2014, se ubica en \$225.916 millones, presentando un crecimiento de 47,24% equivalente a \$78.509 millones con relación al mismo periodo del año anterior. La composición del pasivo se encuentra de la siguiente manera: cuentas por pagar \$73.304 millones; obligaciones laborales \$1.473 millones; pasivos estimados y provisiones \$42.941 millones; otros pasivos \$23.277 millones.

Del pasivo, resaltan los valores por obligaciones pasivos estimados y provisiones y cuentas por pagar, con participaciones porcentuales del 19% y 32% respectivamente.

Dentro de las cuentas por pagar, son los bienes y servicios y los acreedores los que representan el valor más significativo de este rubro con el 37% y el 30%.

En cuanto al Patrimonio, a diciembre de 2014, este presentó un aumento de \$76.743 millones con respecto a diciembre de 2013, posicionándose en \$314.944 millones. Dicho incremento esta evidenciado principalmente por el aumento en el superávit por valorizaciones de 2014 quedando en \$225.609 millones reflejadas en los terrenos, y plantas ductos y túneles.

## 2.2. Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	DICIEMBRE 2014	DICIEMBRE 2013	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$340.602.986.804	\$301.547.665.402	12,95%
COSTOS OPERACIONALES	\$250.692.353.114	\$215.129.331.159	16,53%
GASTOS OPERACIONALES	\$46.250.887.007	\$41.923.203.432	10,32%
UTILIDADES OPERACIONALES	\$43.659.746.683	\$44.495.130.811	-1,88%
OTROS INGRESOS	\$4.059.870.311	\$2.167.758.624	87,28%
OTROS GASTOS	\$6.399.165.980	\$4.619.653.692	38,52%
GASTO DE INTERESES	\$3.893.522.743	\$3.609.258.745	7,88%
UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO	\$41.320.451.014	\$42.043.235.743	-1,72%

Fuente: SUI cifras en Pesos

Los ingresos operacionales corresponden a las actividades de generación, comercialización y distribución, estos para diciembre de 2014 fueron de \$341.368 millones, presentando un aumento del 12,8% con respecto a diciembre de 2013, su detalle es mostrado en la siguiente tabla:



Fuente: SUI

En cuanto a los Costos Operacionales, estos representan el 91,5% de los Ingresos Operacionales de diciembre de 2014, aumentándose en 6,48% con respecto al año 2013, en efecto, pasaron de \$215.129 millones en el 2013 a \$250.692 millones en 2014. De estos costos operacionales sobresalen los costos de venta de servicios, cuyo monto fue de \$248.547 millones, que a su vez equivalente al 99%, del total de los costos operacionales.

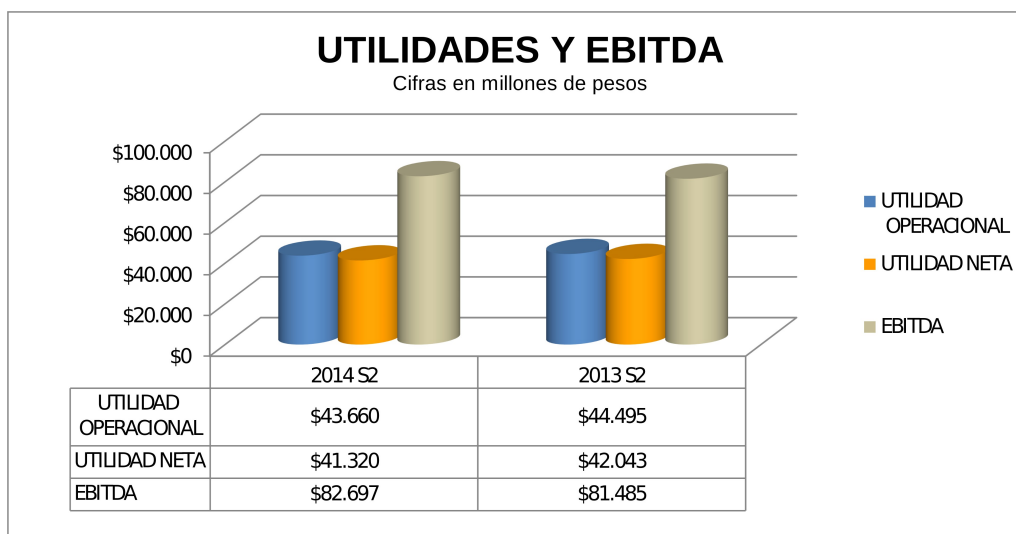
Los gastos a diciembre de 2014 crecieron 13,12%, pasando de \$46.543 millones a \$52.650 millones, siendo su composición la siguiente: Gastos administrativos 31%; Provisiones, depreciaciones y amortizaciones 57% y Otros gastos 12%. Los gastos de administración presentaron un mayor valor de \$2.165 millones, ubicándose en \$16.240 millones a diciembre de 2014, de los cuales \$4.105 millones corresponden a sueldos y salarios, \$5.495 millones gastos generales y \$3200 millones a erogaciones por impuestos, contribuciones y tasas.

Las cuentas de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento a diciembre de 2014 crecieron \$30.011 millones, este rubro evidencia comportamientos de la siguiente manera: provisiones para deudores \$72 millones; provisión para protección propiedad planta y equipo \$763 millones; provisión para obligaciones fiscales \$27.309 millones; provisión para contingencias \$1.499 millones; depreciación propiedad planta y equipo \$195 millones ;amortización de bienes intangibles \$172 millones.

Los otros ingresos para la vigencia 2014 suman \$4.060 millones, mejorando en \$1.892 millones la cifra de la vigencia 2013, están compuestos principalmente por: financieros \$664; extraordinarios \$1.035 millones; ajuste de ejercicios anteriores, menos \$2.360 millones.

Los gastos no operacionales ascienden a \$6.399 millones, siendo los más importantes el ajuste de ejercicios anteriores con el 23% y los extraordinarios con el 61%, dentro de estas erogaciones con \$1.477 millones, \$3.894 millones y \$403 millones, los gastos extraordinarios, pérdida en baja de ejercicios anteriores y gastos legales, son los que tiene una mayor participación.

### 2.3. Utilidades y Ebitda



El Servicio de energía de ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P, a diciembre de 2014 presenta en su operación, un Ebitda de \$82.697 millones, mejorando con respecto al año anterior \$1.212 millones, “Los ingresos totales al 31 de Diciembre de 2014 fueron de \$343.505 millones de pesos, y se incrementaron en el 13.4% \$40.480 millones frente a los \$303.025 millones en el 2013. EMSA obtiene una ganancia operacional del 19.8% (\$67.904 millones) en el 2014, inferior al 21.98% (\$66.595 millones) del año 2013, explicada en el incremento del 16.6% en los costos de prestación de servicios, que crecieron por encima del 13.4% de crecimiento en los ingresos operacionales.

Igualmente se presenta una disminución de utilidad de -\$2.358 millones por efecto de incremento de intereses y devolución de venta de energía no facturada correspondiente a ingresos del año 2013 por valor de 908 millones., el cual se registró en ajustes de años anteriores.” Según lo determinado en el informe de Viabilidad financiera.

## 2.4. Indicadores

INDICADORES	2014	2013
<b>LIQUIDEZ</b>		
Razón Corriente – Veces	0,96	0,95
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	34	36
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	40	30
Activo Corriente Sobre Activo Total	21,22%	19,61%
<b>UMIT</b>		
Nivel de Endeudamiento	42%	39%
Patrimonio Sobre Activo	58%	61%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	53%	53%
Cobertura de Intereses – Veces	18,30	19,50
<b>UTILIDAD</b>		
Ebitda	\$82.696.811.502	\$81.484.517.140
Margen Operacional	24%	27%
Rentabilidad de Activos	15%	21%
Rentabilidad de Patrimonio	19%	26%

Fuente: SUI cifras en Pesos

### Liquidez

La razón corriente a Diciembre de 2014 es de (0,96) veces, indicador que presenta un descenso de 0,1 veces con respecto al mismo periodo de la vigencia anterior, el resultado de este indicador muestra *“La rotación de cuentas por cobrar fue de 34 días a diciembre de 2014, 22 días por debajo del referente, lo que indica que se está recuperando cartera en un menor tiempo que el esperado por la SSPD que fue establecido en 56 días, como efecto de la reducción de las cuentas por cobrar en el 31.41%. Disminuyo con respecto al indicador de diciembre de 2013 de 58.44 días, cuando fue superior al esperado por la SSPD en 2 días.”* Según lo definido en el informe de evaluación y análisis de puntos específico

Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar presentó una disminución de 2 días pasando de 36 días en 2013 a 34 días en 2014; la empresa tarda 40 días en realizar el pago de sus obligaciones, aumentando en 10 días con respecto a 2013.

## Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para diciembre de 2014 es de 42%, evidenciando un decrecimiento del 3% con respecto a 2013, cuyo porcentaje era del 39%; el Pasivo corriente representa el 53% del total de los Pasivos, del pasivo a largo plazo se evidencian principalmente, las provisiones para pensiones con un monto de \$42.941 millones.

## Rentabilidad

El margen operacional a 31 de diciembre de 2014 fue de 24%, reduciendo en 3% con base al año anterior; La rentabilidades de los activos y patrimonio se posicionaron en 15% y menos 19% respectivamente al final del ejercicio del año 2014.

## **3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS**

### **3.1. Descripción de la Infraestructura**

De acuerdo con la información reportada en el Sistema Único de Información - SUI, EMSA S.A. E.S.P. cuenta con una infraestructura eléctrica conformada por 22 circuitos de los cuales 13 son de nivel de tensión 13,8 kV, 6 circuitos de 34,5 kV y 3 líneas de 115 kV. La demanda de energía actual de su sistema es de 10,6 MW. La longitud en km de líneas en los diferentes niveles de tensión para el 2014 es de 1072,3 km.

### **3.2. Continuidad**

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

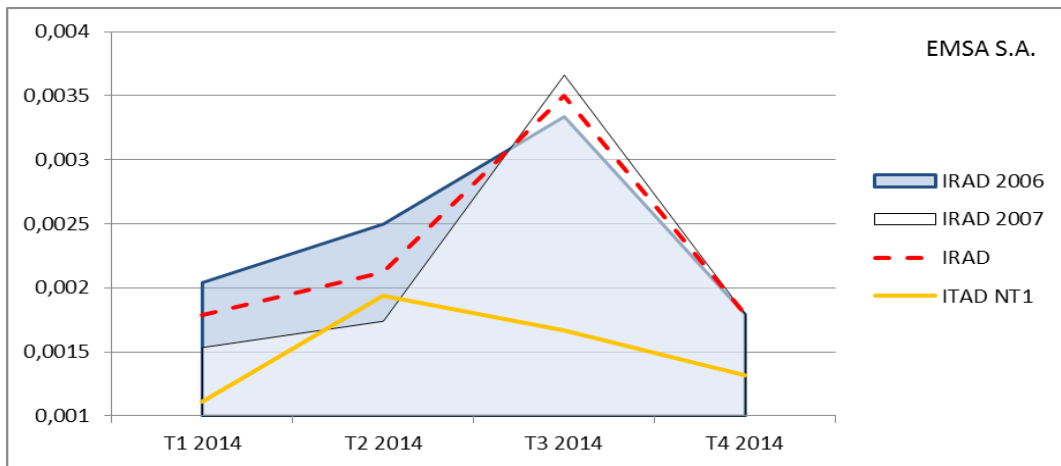
Con relación a lo anterior, se encontró que la empresa ya ingresó a este nuevo esquema. En la Resolución 020 de 2011 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, se establecen los Índices de Referencia de la Discontinuidad de la empresa EMSA S.A.E.S.P.

Las gráficas 3.2.1 y 3.2.2 hacen referencia al índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD) y al Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD). Estos índices permiten analizar el comportamiento de la calidad del servicio de la empresa prestadora. Cuando el ITAD se encuentra por debajo del índice IRAD, se deduce que la empresa ha tenido una buena calidad del servicio; cuando los límites del IRAD son superados se entiende que la calidad del servicio de la empresa ha desmejorado considerablemente. Los índices IRADK 2006 Y 2007 establecen una banda de indiferencia dentro de la cual debe estar siempre el ITAD para cumplir con una buena calidad del servicio.

Para los niveles de tensión 1, 2 y 3, se tiene que el ITAD siempre se encuentra por debajo del índice IRAD.

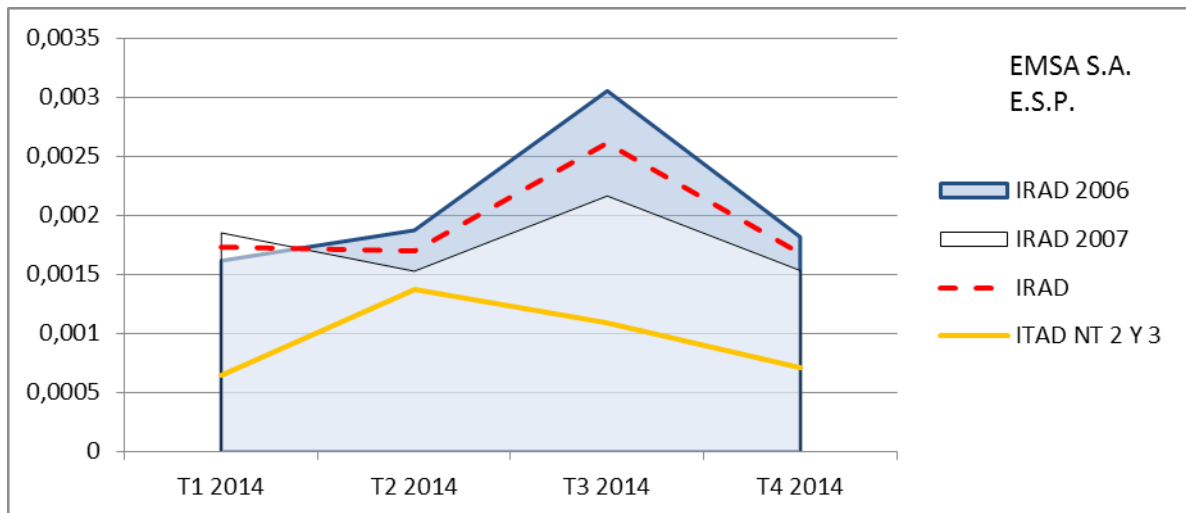


Gráfica 3.2.1 Análisis ITAD para Nivel de Tensión 1



Fuente: SUI – DTGE

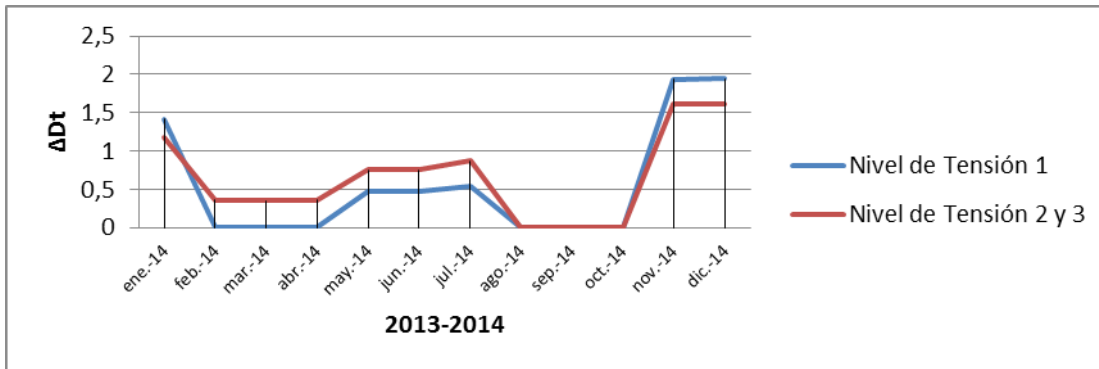
Gráfica 3.2.2 Análisis ITAD para Niveles de tensión 2 y 3



Fuente: SUI – DTGE

Por otra parte, en la siguiente gráfica se presenta la Variación Trimestral de la Calidad,  $\Delta Dt$ , reportada al SUI, aplicada a través del costo unitario de prestación del servicio a los usuarios finales atendidos por la empresa.

Gráfica 3.2.3 Variación Trimestral de la Calidad



Fuente: SUI – DTGE

Se encontró que la empresa para el año 2014 cumplió con la meta de calidad del servicio establecida por la regulación, tanto para el nivel de tensión 1, como los niveles de tensión 2 y 3.

### 3.3. Calidad de la Potencia

De acuerdo a un análisis de las quejas y denuncias recibidas, esta Superintendencia con el apoyo de una firma externa realizó medición de la calidad de la potencia suministrada a la barra de subestación Cumaral propiedad de EMSA el 27 de Noviembre de 2014, donde se encontró lo siguiente:

Respecto a la medición de tensión de estado estacionario se encontró un desbalance del 0,65% el cual está dentro de los límites permitidos por la norma EN 50160.

Se encontró que la frecuencia cumple con lo establecido en la regulación donde el valor mínimo de frecuencia registrado fue de 59,51 Hz y el valor máximo fue de 60,19 Hz.

El factor de potencia de la subestación tuvo un valor promedio de 0,84 el cual se considera muy bajo, se le recomienda a la empresa realizar las acciones correspondientes para mejorar este indicador.

Se evidenciaron armónicos en tensión por debajo del nivel permisible del 3% de acuerdo la resolución CREG 065 de 2012.

### 3.4. Inversión

#### 3.4.1. Ejecución de Proyectos de Inversión

Para el año 2014 el prestador reportó al Sistema Único de Información – SUI un total de 22 proyectos de inversión, como se relacionan a continuación:

Tabla 3.4.1.1 Proyectos de Inversión

No.	DESCRIPCION DEL PROYECTO	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACION	ESTADO	VALOR DEL PROYECTO	PORCENTAJE DE AVANCE
1	Ampliacion subestacion Reforma	20/03/13	19/04/14	Finalizado	\$ 9.559.908.448,00	100%
2	Suministro de un transformador de potencia 12 5 MVA	20/12/13	12/06/14	Finalizado	\$ 655.632.000,00	100%
3	Automatizacion subestacion Castilla La Nueva	30/12/13	28/02/14	Finalizado	\$ 160.140.000,00	100%
4	Suministro instalacion pruebas y puesta en servicio de equipos teledidos de deteccion de ausencia presencia de tension en las redes de distribucion de 13 2 kV y 34 5 kV	08/11/13	31/12/13	Finalizado	\$ 1.431.785.431,00	100%
5	Remodelacion red de MT circuito Cumaral 34 5 kV	17/10/13	31/12/14	En Ejecución	\$ 291.355.119,00	74%
6	Remodelacion red de baja tension	10/12/13	23/01/14	Finalizado	\$ 336.000.000,00	100%
7	Remodelacion del circuito Guamo	07/10/13	05/02/14	Finalizado	\$ 789.975.757,00	100%
8	Normalizacion de las Redes Electricas del Barrio Las Brisas en el area urbana del municipio de Vistahermosa	11/12/13	09/02/14	Finalizado	\$ 112.984.448,00	100%
9	Remodelacion red de baja tension	11/12/13	03/03/14	Finalizado	\$ 482.325.043,00	100%
10	Construccion electrificacion Veredas Alto Andes San Fernando y Barrialoza del municipio de Mesetas	01/08/13	01/08/14	Finalizado	\$ 1.060.000.459,00	100%
11	Construccion de Linea 115 kV entre las subestaciones Suria y Puerto Lopez	23/09/14	31/12/14	En Ejecución	\$ 3.533.398.683,00	44%
12	Construccion de Linea 115 kV desde Subestacion Puerto Lopez hasta Subestacion Puerto Gaitan	06/10/14	31/12/14	En Ejecución	\$ 3.495.768.215,00	11%
13	Compensacion capacitiva en barras de 115 kV de Subestacion Ocoa Subestacion Suria y Subestacion Puerto Gaitan	06/10/14	31/12/14	En Ejecución	\$ 4.860.091.744,00	30%
14	Suministro de un transformador de potencia 10 12 5 MVA	15/05/14	14/11/14	Finalizado	\$ 640.359.440,00	100%
15	Remodelacion de los circuitos Barcelona y Rural	29/09/14	12/12/14	Finalizado	\$ 499.804.912,00	100%
16	Construccion de lineas a 34 5 kV y 13 2 kV y ampliacion de redes de baja tension en los municipios de Puerto Lleras y Puerto Rico	10/09/14	31/12/14	En Ejecución	\$ 1.827.130.869,00	30%
17	Construccion de lineas a 34 5 y 13 2 kV y ampliacion de redes de baja tension en el municipio de Vistahermosa y construccion de la subestacion 1 MVA 34 5 13 2 kV el Tigre en el municipio de Puerto Rico	05/08/14	31/12/14	En Ejecución	\$ 2.430.438.811,00	37%
18	Construccion de lineas a 34 5 y 13 2 kV y ampliacion de redes de baja tension en el municipio de Vistahermosa y construccion de la subestacion 1 MVA 34 5 13 2 kV el Tigre en el municipio de Puerto Rico	01/02/14	19/06/14	Finalizado	\$ 653.679.319,00	100%
19	Normalizacion de las Redes Electricas de los Barrios la Espereanza Nueva York en el municipio de Granada y Popular Las Brisas y Juan Bosco I en el municipio de Visata Hermosa	27/02/14	26/05/14	Finalizado	\$ 375.957.103,00	100%
20	Ampliacion de la red electrica en el sector del Centro del municipio de Villavicencio en el instituto de desarrollo del Meta	05/06/14	31/12/14	En Ejecución	\$ 685.229.157,00	73%
21	Construccion electrificacion Veredas Nuevo Horizonte y Delicias en el municipio de Puerto Lopez y la Vereda Gualas en el municipio de San Martin	28/01/14	22/08/14	Finalizado	\$ 3.779.364.723,00	100%
22	Construccion y puesta en servicio para bahias en 115 kV en Subestacion Suria Subestacion Puerto Lopez y Subestacion Puerto Gaitan	30/05/14	31/12/14	En Ejecución	\$ 1.108.600.440,00	20%

Fuente: SUI

Con estos proyectos la empresa busca mejorar la prestación del servicio de sus usuarios mediante ampliación de cobertura, mejoramiento de la calidad de la potencia suministrada, generar mayor confiabilidad del sistema eléctrico y obtener mejor monitoreo y control remoto sobre sus activos.

Una parte de los proyectos están encaminados a realizar adecuaciones al Sistema de Distribución Local – SDL, mientras que otros corresponden a adecuaciones en el Sistema de Transmisión Regional. Las inversiones totales en los proyectos en el año 2014 fue de \$38.769.930.121 entre recursos de la empresa y del gobierno.

### **3.4.2 Cobertura y Restricciones del Servicio de Energía Eléctrica**

La empresa EMSA S.A. E.S.P. tiene un 93.91 % de cobertura en el departamento del Meta donde presta el servicio de energía eléctrica, lo cual la ubica en el puesto 19 en el ranking de cobertura del país de acuerdo al Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2013-2017 – PIEC de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME.

Por otro lado, al revisar el estado del sistema eléctrico en el área de transmisión STR – STN, se observa que para el departamento del Meta existen las siguientes restricciones ante contingencias del STR, de acuerdo con el informe mensual de restricciones presentado por XM S.A. E.S.P.:

- Agotamiento en la capacidad de transformación en la subestación Reforma 230/115.
- Bajas tensiones en el Meta y Guaviare ante contingencia de la línea Guavio – Reforma 230 kV.
- Atención radial de demanda de Suria, Puerto López y Puerto Gaitán.
- Atención radial de la demanda de Granada.

Lo anterior, quiere decir que el sistema de transmisión que atiende al departamento del Meta mientras permanezca estable no va a generar ningún inconveniente con el despacho de energía programado y la prestación del servicio, sin embargo, en el evento de falla de algún activo de los relacionados anteriormente, se podría presentar riesgo de desatención de demanda.

Para mitigar los anteriores riesgos a corto plazo el Centro Nacional de Despacho, según el caso, coordina maniobras en el Sistema Eléctrico Nacional para evitar la suspensión del servicio a los usuarios.

A largo plazo, el Gobierno Nacional en sociedad con las empresas del sector eléctrico del país viene desarrollando proyectos para robustecer el STR del departamento, como son:

- Instalación de tercer transformador Reforma 230/115 kV.
- Proyecto Suria 230/115kV y obras asociadas en 230 y 115kV.
- Reconfiguración del enlace Guavio - Tunal 230kV en Guavio - Reforma - Tunal 2 230kV.
- Proyecto subestación Suria 230/115kV y obras asociadas en 230 y 115kV
- Instalación de compensación capacitiva en el Meta (92.5 Mvar) con control VQ.

### **3.5 RETIE**

Con el fin de verificar el cumplimiento del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas -RETIE, se programaron visitas técnicas a seis (6) subestaciones ubicadas en el departamento del Meta, correspondientes a los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y de Distribución Local (SDL) de propiedad de EMSAS.A. E.S.P.

#### **3.5.1. Accidentes de Origen Eléctrico**

De acuerdo a lo reportado en el Formato 19 Información de Accidentes de Origen Eléctrico en el Sistema Único de Información – SUI, EMSA S.A. E.S.P., registró cuatro accidentes de origen eléctrico durante el año 2014, donde todos corresponden a personal vinculado a la empresa.

#### **3.5.2. Resultados Visitas de Inspección**

De las visitas realizadas por funcionarios de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios se encontraron los siguientes hallazgos:

##### **3.5.2.1. Subestación Barzal:**

No se encontró DPS en el transformador de servicios auxiliares.

No se encontró señalización en las caras del cerramiento de la subestación, exceptuando la puerta.

No se encontró demarcación en el piso de la caseta de los límites de seguridad. En el cuarto de baterías:

- Retirar cableado que no tiene uso, ubicado en el suelo del cuarto.
- Instalar puerta con apertura hacia afuera con sistema antipánico.
- Reparar el extractor el cual no funciona.
- Aterrizar la estructura que soporta el banco de baterías
- Instalar sistema lavaojos.
- Cambiar tubería pvc sobrepuesta por EMT.
- Instalar sistema eléctrico explosión proff.

Se encontró humedad en el cielo raso de la subestación lo cual indica que existen goteras en la caseta.

Se encontró elementos de prueba bloqueando el acceso a una celda de la subestación.

Se encontró cableado XLPE sin uso y colgado en salida de circuito sin cinta de aislamiento.

##### **3.5.2.2. Subestación Granada:**

No se encontró demarcación en el piso de la caseta de los límites de seguridad.

Se encontró sistema de iluminación de emergencia averiado.

Se encontró carcamo destapado y no estaba realizando actividades en la subestación.

No se encontró señalización en las caras del cerramiento de la subestación, exceptuando la puerta.

En el banco de baterías:

- Se encontró sistema lavaojos con baja presión de agua, revisar.
- El extintor se encuentra alejado de la puerta del banco de baterías.
- La puerta no tiene sistema antipánico.
- Instalar sistema eléctrico explosion proof
- Instalar sistema antipánico en todas las puertas de la caseta de acuerdo al numeral 20.4.1 literal h del RETIE.

### **3.5.2.3. Subestación San Martín:**

Falta demarcación de distancias de seguridad en el piso de la caseta de la subestación.

No se encontró señalización en las caras del cerramiento de la subestación, exceptuando la puerta.

Instalar sistema antipánico en todas las puertas de la caseta de acuerdo al numeral 20.4.1 literal h del RETIE.

En el cuarto de baterías:

- Instalar sistema lavaojos
- No hay extintor en la parte externa del cuarto de baterías.
- La puerta no tiene sistema antipánico.
- La estructura que soporta las baterías no está aterrizada.
- Instalar sistema eléctrico explosion proof

### **3.5.2.4. Subestación Acacias:**

Falta demarcación de distancias de seguridad en el piso de la caseta de la subestación

Instalar sistema antipánico en todas las puertas de la caseta de acuerdo al numeral 20.4.1 literal h del RETIE.

No se encontró señalización en las caras del cerramiento de la subestación, exceptuando la puerta.

En el cuarto de baterías:

- No se encontró el extintor en la parte de afuera del banco de baterías.
- Instalar sistema eléctrico explosión proof
- La puerta no tiene sistema antipánico.
- No se encontró sistema lavaojos.

### **3.5.2.5. Subestación Ocoa:**

Faltan tapas en el cárcamo de una bahía de la subestación.

Instalar sistema antipánico en todas las puertas de la caseta de acuerdo al numeral 20.4.1 literal h del RETIE.

Falta demarcación de distancias de seguridad en el piso de la caseta de la subestación

No se encontró señalización en las caras del cerramiento de la subestación, exceptuando la puerta.

En el cuarto de baterías:

- Instalar sistema eléctrico explosión proof
- La puerta no tiene sistema antipánico.
- Instalar sistema lavajos.
- La estructura que soporta las baterías no está aterrizada.
- 

#### **3.5.2.6. Subestación Reforma:**

Falta demarcación de distancias de seguridad en el piso de la caseta de la subestación

Cambiar las bombillas del sistema de iluminación de emergencia ya que tiene iluminación incandescente.

En el cuarto de baterías:

- La puerta no tiene sistema antipánico.
- Instalar sistema lavajos.
- La estructura que soporta las baterías no está aterrizada.

#### **Aspectos a resaltar de la empresa en la visita:**

Se encontró la mayoría de las subestaciones visitadas con sistema de apantallamiento adecuado.

En varias subestaciones se encontró sistema de detección de incendio dando cumplimiento parcial al artículo 19 de la resolución 90795 de 2014 por la cual se aclaran y corrigen unos yerros del RETIE.

Se encontró en las subestaciones un buen sistema de puesta a tierra.

Los transformadores de potencia se encontraron con su respectivo foso de aceite.

En la mayoría de las casetas de las subestaciones se encontró tapetes de aislamiento a 34,5kV antideslizante, el cual genera más seguridad a la hora de trabajar en las celdas.

Se encontró en todas las subestaciones extintores suficientes para atender emergencia.

Se encontró en las subestaciones las mallas de cerramiento aterrizadas.

### **3.6 Mantenimientos**

De acuerdo a lo evidenciado en la visita e información entregada por la empresa, se evidencia que para el año 2014 la empresa realizó esfuerzos por mejorar las interrupciones causadas por vegetación, por otro lado se encontró un plan de mantenimientos adecuado para el tamaño y condiciones de la infraestructura que esta opera.

## **4. ASPECTOS COMERCIALES**

Se realizó visita a la empresa Electrificadora del Meta S.A. E.S.P., los días 15, 16 y 17 de julio de 2015, con la finalidad de realizar Evaluación Integral de la empresa EMSA 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 atención al cliente en las Oficinas de Atención Personalizada al Cliente de EMSA en Villavicencio, Acacías, San Martín y Granada.

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 Difícil Gestión.

Se solicitó documento sobre la cobertura del servicio de energía.

### **4.1. Estructura del Mercado**

La empresa cuenta con 7 Oficinas de Atención al Cliente en los municipios de Villavicencio, Acacías, San Martín, Granada, San Juan de Arama, Puerto López y



Puerto Gaitán, y con una oficina móvil, para una cobertura en 24 municipios de los 29 del Departamento del Meta.

#### 4.1.1. Cantidad de Suscriptores

Tabla 4.1.1. Número de Suscriptores 2014

Sector	Número de suscriptores	Participación
Total Residencial	237.384	86.5%
Total No Residencial	36.900	13.5%
Total Suscriptores	274.284	100.0%

Fuente: Informe de Gestión EMSA y SUI

En la Tabla 4.1.1 se observa que el número de suscriptores de la Electrificadora del Meta S.A. E.S.P. para el año 2014 es de 274.284, de los cuales el 86.5% corresponde al sector residencial.

Tabla 4.1.1.1. Número de Usuarios Residenciales por Estrato 2014

Estrato	Número de suscriptores	Participación
Estrato 1	62.361	26.3%
Estrato 2	90.584	38.2%
Estrato 3	67.276	28.4%
Estrato 4	11.983	5.0%
Estrato 5	3.898	1.6%
Estrato 6	1.282	0.5%

Fuente: Informe de Gestión EMSA

De la Tabla 4.1.1.1 se concluye que el 92.9% de los usuarios pertenece a los estratos 1, 2 y 3.

Tabla 4.1.1.2 Número de Usuarios No Residenciales Por Sector 2014

Sector	Número de usuarios	Participación
Industrial	303	0.8%
Comercial	34.501	93.5%
Oficial	1.750	4.8%
Otros	346	0.9%

Fuente: Informe de Gestión EMSA y SUI

En la Tabla 4.1.1.2 se puede observar que en cuanto a los usuarios no residenciales, el 93.5% corresponde al sector comercial, seguido del sector oficial con el 4.8%. El menor porcentaje corresponde a los sectores industrial y otros.

La ciudad de Villavicencio posee el 58% del total de usuarios de la empresa.

Los municipios de Villavicencio, Acacías, Granada y Puerto López constituyen el 78% del total de usuarios de la empresa.

En los municipios que atiende EMSA el 86% de los usuarios están en la cabecera municipal, mientras que el 14% pertenecen a las áreas rurales.

#### 4.1.2. Consumos

Tabla 4.1.2. Consumo de Gwh Por Sector

Sector	Gwh	Participación
Total Residencial	377.1	48.2%
Total No Residencial	405.1	51.8%
Consumo Total	782.2	100.00%

Fuente: Informe de Gestión EMSA

En la Tabla 4.1.2. se observa que el consumo de energía de los suscriptores de la Electrificadora del Meta para el año 2014 es de 782.2 Gwh, de los cuales el 48.2% corresponde al sector residencial, y el restante 51.8% corresponde al no residencial.

Tabla 4.1.2.1 Participación en Consumo de Usuarios Residenciales Por Estrato

Estrato	Participación
Estrato 1	22.7%
Estrato 2	35.6%
Estrato 3	31.4%
Estrato 4	6.3%
Estrato 5	2.8%
Estrato 6	1.2%

Fuente: SUI

De la Tabla 4.1.2.1 se concluye que el 67.0% del consumo de energía corresponde a usuarios de los estratos 2 y 3, y el 22.7% a usuarios del estrato 1.

Tabla 4.1.2.2 Consumo de Gwh de Usuarios No Residenciales

Sector	Número de usuarios	Participación
No Regulado	128.6	31.7%
Comercial	194,1	47.9%
Oficial	43.3	10.7%
Otros	39.1	9.7%

Fuente: Informe de Gestión EMSA

En la Tabla 4.1.2.2. es claro que en cuanto al consumo de los usuarios no residenciales, el 47.9% corresponde al sector comercial, seguido del No regulado con el 31.7%.

### 4.1.3. Usuarios de Áreas Especiales

Tabla 4.1.3. Usuarios de Áreas Especiales

Municipio	Usuarios Barrios Subnormales	Áreas Rurales Menor Desarrollo	Total Usuarios Áreas Especiales
Puerto López		9	9
Granada	1074		1074
Vista Hermosa	407	807	1214
Puerto Rico		76	76
Puerto Gaitán		614	614
Puerto Lleras		641	641
Total	1481	2147	3628

Fuente: Elaborado con base en información de EMSA

En la Tabla anterior se observa que el total de usuarios de la empresa que pertenecen a las Áreas especiales es de 3.628, de los cuales el 59% están en las Áreas Rurales de Menor Desarrollo, y el 41% son usuarios de barrios subnormales.

Cabe resaltar que del total de usuarios de Áreas Rurales de Menor Desarrollo, el municipio de Vista Hermosa cuenta con el 38% del total de estas, el 30% corresponde a Puerto Lleras y el 29% a Puerto Gaitán.

El municipio de Granada posee el 73% del total de los Usuarios Subnormales.

### 4.2. Niveles de Pérdidas

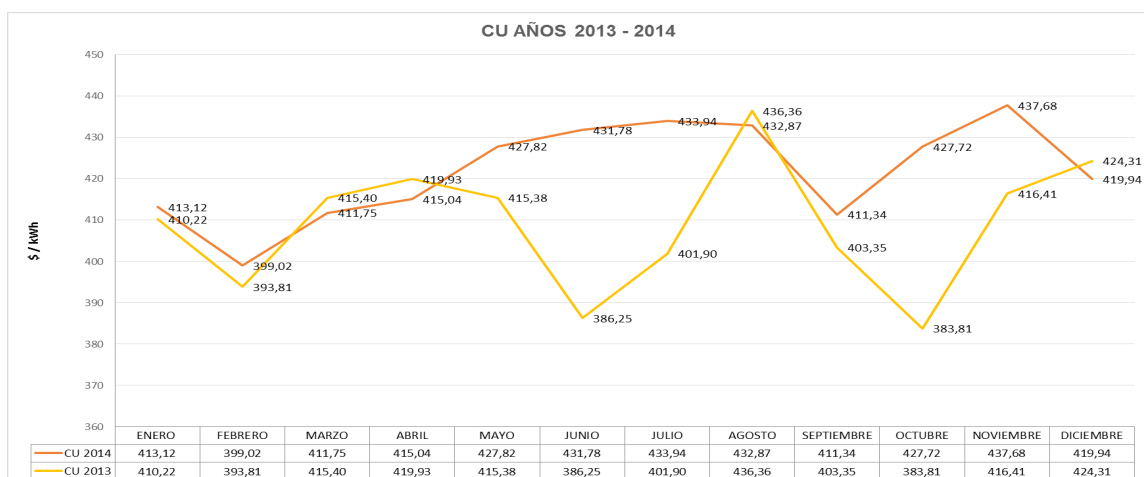
Para el año 2014 la gestión de reducción de pérdidas de energía del comercializador, se mantiene al alcanzar un índice del 16.47% un poco superior al 16.08% de diciembre del año 2013.

### 4.3. Análisis tarifario

#### 4.3.1. Costo Unitario de Prestación del servicio 2013-2014

En el cuadro 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

Se presentaron oscilaciones importantes durante el 2013, comparado con el 2014 donde a partir del mes de febrero lleva un ritmo creciente, donde llega a normalizarse en el mes de septiembre alcanzando un valor de \$411,34/kWh. A partir del mes de noviembre llega a su pico más alto alcanzando los \$437,68/kWh y con tendencia a equilibrarse en el mes de diciembre, esto debido al componente D, cuya participación en la definición del CU es cercana al 39%. A partir del mes de noviembre se estabiliza el CU por la implementación de la Resolución CREG NO. 133 de 2013, por la cual se pretende estabilizar la volatilidad del comportamiento del D evidenciado en las diferentes áreas de distribución.

Los componentes de generación, distribución y comercialización dentro del CU, tienen una participación que alcanza el 87%.

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

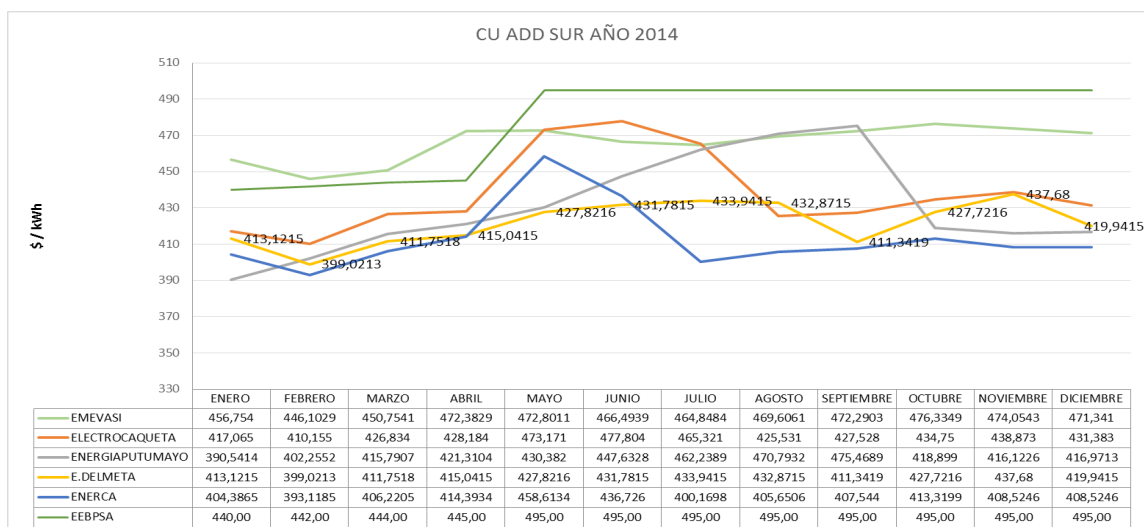
En el esquema de áreas de distribución por una parte se tienen los cargos por uso propios de cada operador de red y por la otra, se tiene el cargo unificado del área de distribución. En ésta se observa que teniendo en cuenta el Dtun como referencia, dentro de un ADD, existirán agentes que se dispongan por encima y/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 pro-rata del consumo total facturado por cada nivel de tensión, los cuales deberán ser trasladados a los prestadores deficitarios.

Para el año 2014 se observa que el CU de la Electrificadora del Meta S.A. E.S.P., se encuentra similar al calculado por las empresas que conforman el ADD Sur el cual está conformado por: Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P., Electrificadora

del Caquetá S.A. E.S.P., Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P., Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P. y Empresa de Energía eléctrica del Guaviare S.A. E.S.P., con la excepción de Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P la cual a partir del mes de mayo sufre un aumento considerable alcanzando los \$495,00/kWh un valor el cual queda estable hasta diciembre.

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



Fuente: Publicación de tarifas de las ESP del ADD Sur

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

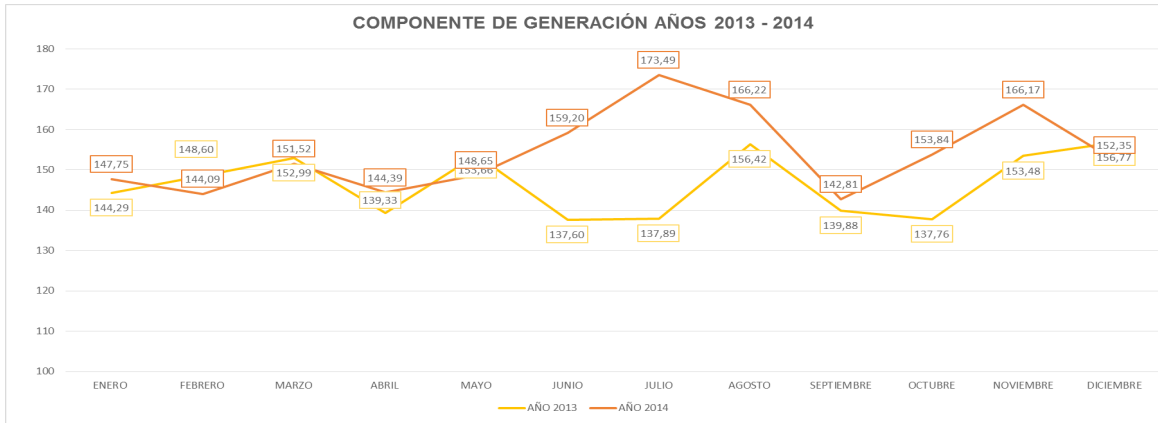
En este aparte se realizará el análisis de cada uno de los componentes determinantes del CU durante el 2014, comparado con su comportamiento durante el 2013.

#### 4.3.3.1. Componente Generación

El componente de compra de energía se presenta estable durante el 2013 comparado con el 2014 que muestra oscilaciones entre picos altos y bajos. En promedio, se pagan \$ 8/kWh más en el 2014 comparado con lo pagado en el año inmediatamente anterior.

Considerando que este componente representa cerca del 37% del Cu, este comportamiento brinda una alta estabilidad en el precio que percibe el usuario final.

Gráfica 4.3.3.1.a Comparativo componente G 2013 – 2014



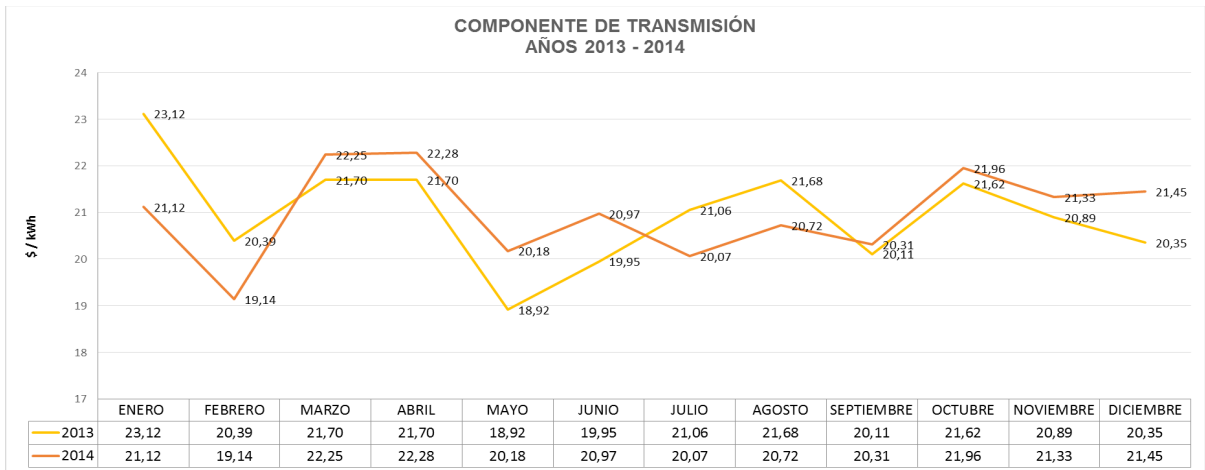
Fuente: Publicada por la ESP

#### 4.3.3.2. Componente de Transmisión

A partir de la entrada en vigencia de la resolución 157 de 2011, en Julio de 2012, el LAC cambió la fecha de publicación de los cargos del STN Y STR donde el insumo para el cálculo es la mejor información disponible, por lo que la información es publicada de manera actualizada, es decir, los cargos propios del mes m.

Al igual que el año 2013, durante el 2014 el prestador calculó su CU utilizando el T definido por XM, conforme lo definido por la normatividad regulatoria, presentando un comportamiento estable que oscilo en promedio \$3/kWh durante el año.

Gráfica 4.3.3.2 Comparativo componente T 2013 – 2014



Fuente: Información de la ESP – Publicada por

#### 4.3.3.3. Componente de Distribución D:

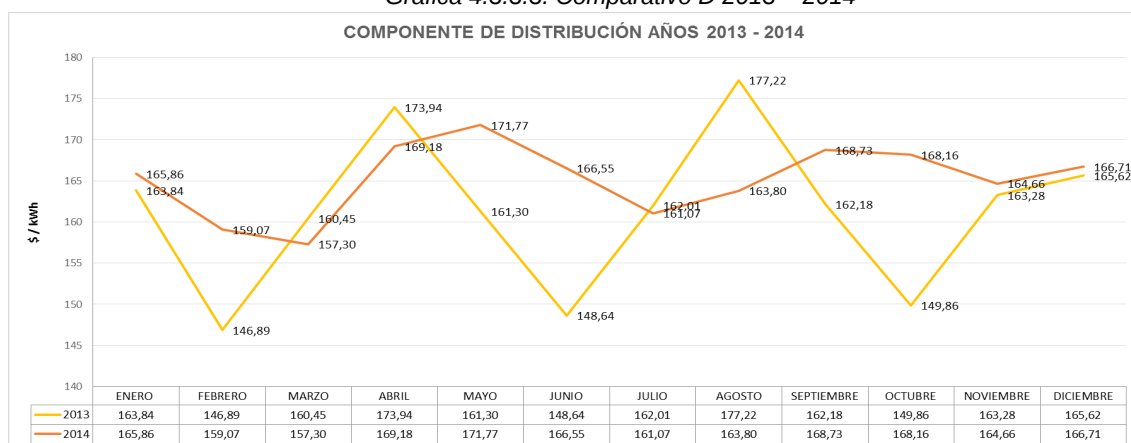
El Ministerio de Minas y Energía -MME mediante la Resolución 18 2306 de 16 de diciembre de 2009, determinó el Área de Distribución Oriente, de la cual hace parte EMSA S.A. E.S.P., buscando con ello la integración de varios prestadores con el fin de

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 Sur son Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P., Electricadora del Caquetá S.A. E.S.P., Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P., Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., Empresa de Energía Eléctrica del Guaviare S.A. E.S.P.

En la gráfica a continuación se muestra el comportamiento de este componente a lo largo del 2014, donde se ve su estabilidad durante todo el año. Comparado con su comportamiento durante el 2013.

Gráfica 4.3.3.3. Comparativo D 2013 – 2014

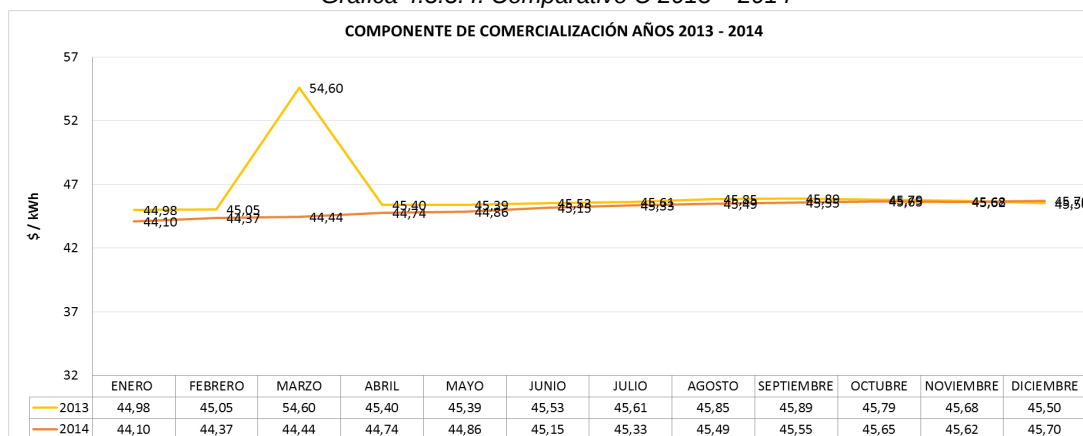


Fuente: Información Publicada por la ESP

#### 4.3.3.4. Componente de Comercialización

Se mantiene la tendencia estable de este componente, similar a la observada durante el 2013 donde se ve un aumento significativo en el mes de marzo, estabilizándose en el mes siguiente. En promedio el valor de este componente fue de \$45,08/kWh durante el 2014.

Gráfica 4.3.3.4. Comparativo C 2013 – 2014

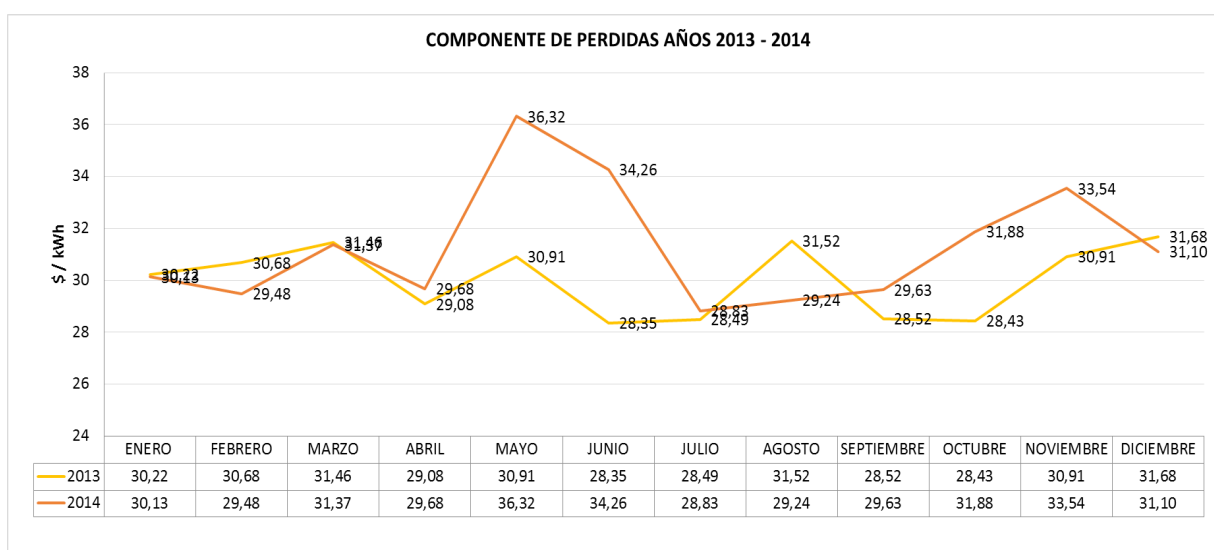


Fuente: Información Publicada por la ESP

#### 4.3.3.5. Componente de Pérdidas

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 4,2%.

Gráfica 4.3.3.5. Comparativo P 2013 – 2014



Fuente: Información Publicada por la ESP

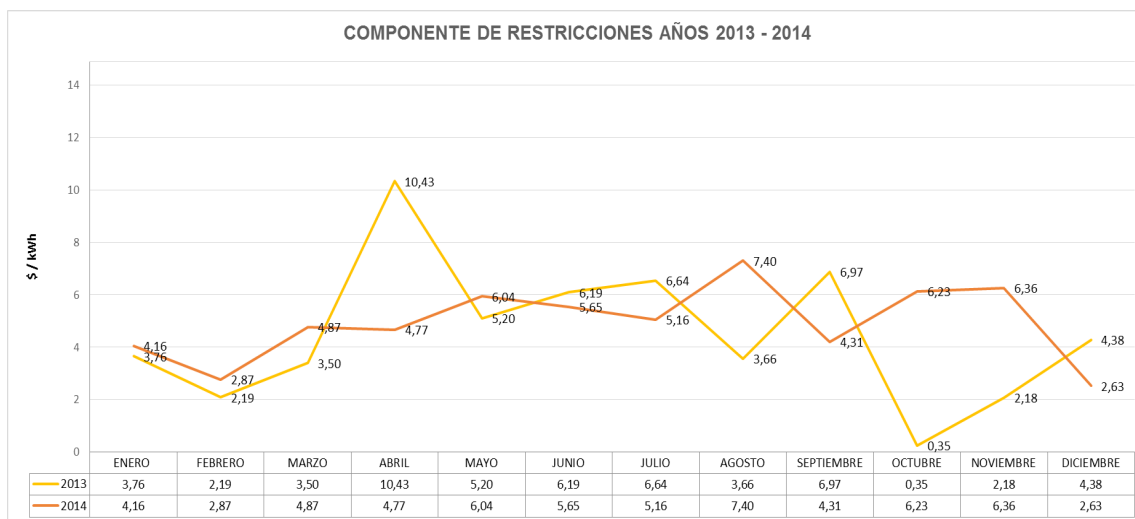
#### 4.3.3.6. Componente de Restricciones

En el 2014 se observa una tendencia más estable en este componente, teniendo su nivel más bajo en el mes de Diciembre \$2,63/kWh. Comparado con el 2013 donde hay fluctuaciones importantes llegando a su nivel más alto en el mes de Abril \$10,43/kWh y alcanzando un nivel en el mes de Octubre que ronda los \$0,35/kWh mucho más bajo que el visto en el 2014.



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

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

Cerca del 76% del CU, está determinado por los componentes de generación y distribución, sin embargo tienen un comportamiento variable, mientras que los componentes de comercialización y transporte aunque representan un porcentaje más bajo en la definición del CU, presentan un comportamiento estable.

Tabla 4.3.3.7. Participación por componente

Periodo	G		T		PR		D		C		R		CUV
	\$/kWh	%	\$/kWh	%	\$/kWh	%	\$/kWh	%	\$/kWh	%	\$/kWh	%	\$/kWh
1	147,75	36%	21,12	5%	30,13	7%	165,86	40%	44,10	11%	4,16	1%	413,12
2	144,09	36%	19,14	5%	29,48	7%	159,07	40%	44,37	11%	2,87	1%	399,02
3	151,52	37%	22,25	5%	31,37	8%	157,30	38%	44,44	11%	4,87	1%	411,75
4	144,39	35%	22,28	5%	29,68	7%	169,18	41%	44,74	11%	4,77	1%	415,04
5	148,65	35%	20,18	5%	36,32	8%	171,77	40%	44,86	10%	6,04	1%	427,82
6	159,20	37%	20,97	5%	34,26	8%	166,55	39%	45,15	10%	5,65	1%	431,78
7	173,49	40%	20,06	5%	28,83	7%	161,07	37%	45,33	10%	5,16	1%	433,94
8	166,22	38%	20,72	5%	29,24	7%	163,80	38%	45,49	11%	7,40	2%	432,87
9	142,81	35%	20,31	5%	29,63	7%	168,73	41%	45,55	11%	4,31	1%	411,34
10	153,84	36%	21,96	5%	31,88	7%	168,16	39%	45,65	11%	6,23	1%	427,72
11	166,17	38%	21,33	5%	33,54	8%	164,66	38%	45,62	10%	6,36	1%	437,68
12	152,35	36%	21,45	5%	31,10	7%	166,71	40%	45,70	11%	2,63	1%	419,94
Promedio	154,21	37%	20,98	5%	31,29	7%	165,24	39%	45,08	11%	5,04	1%	421,84

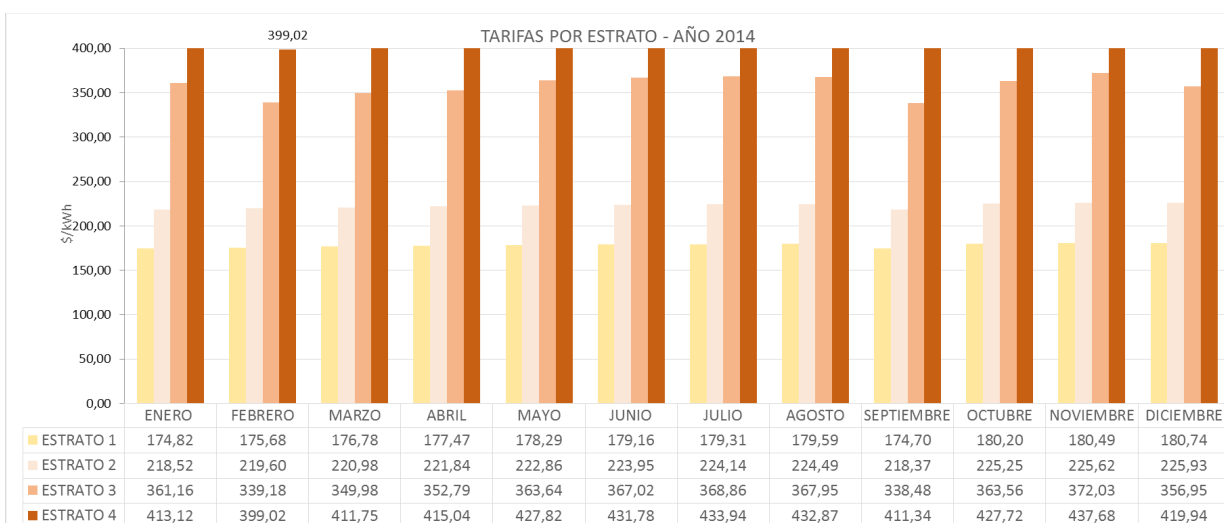
Fuente: Publicaciones prestador- Cálculos DTGE

#### 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 EMSA S.A. E.S.P. 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 413,12 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 174,82\$/kWh.

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

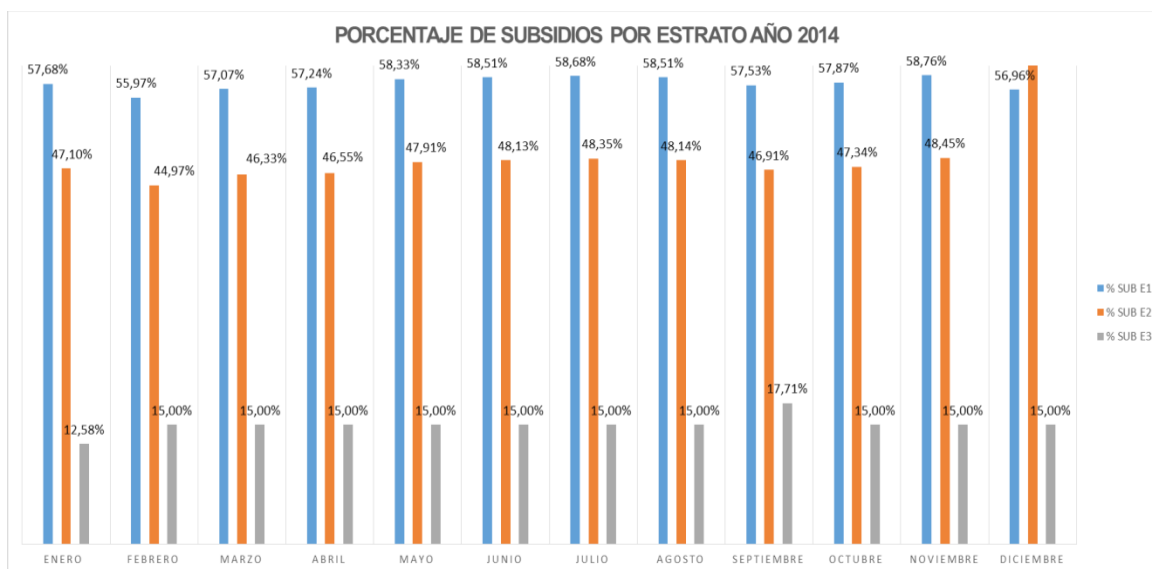


Fuente: Información Publicada por la ESP

#### 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. Exposición a bolsa de energía

En el periodo comprendido entre abril y agosto de 2014 se vendió en bolsa un porcentaje de la energía comprada ya que se contaba con tres contratos de compra de energía.

Esta operación es acorde a los requerimientos de la demanda, la cual se complementa mediante compras de contratos de largo plazo. Las ventas en bolsa se originan por excedentes de energía disponibles en pequeñas fracciones horarias, se compra en bolsa cuando la demanda real es superior a la contratada y se vende cuando la demanda real es inferior a la contratada.

#### **4.5. Subsidios y Contribuciones**

El registro muestra el balance entre los subsidios otorgados para los estratos 1, 2 y 3 y las contribuciones de los demás estratos y sectores en donde se aprecia la situación deficitaria por la estructura del mercado.

Se mantiene la situación deficitaria de EMSA en razón a la composición de sus usuarios que se concentran los estratos 1,2 y 3 que recibieron subsidios hasta el mes de Diciembre de 2014 por \$ 46.184 millones, valor que no es compensado por las contribuciones recaudadas de los estratos 5 y 6 sino que debe ser girado por el Fondo de Solidaridad y Redistribución del Ingreso del Ministerio de Minas y Energía.

Los subsidios causados en el año 2014 tuvieron un incremento del 9.18% frente al valor del año 2013, al pasar de \$ 42.302 millones a \$ 46.184 millones.

#### **4.6. Recaudo y Cartera**

##### Recaudo

Al cierre de la vigencia el indicador de recaudo incluida la cartera, mejora con respecto al 120.8% de la vigencia anterior, alcanzando el 124.27%, como resultado de una facturación por ventas de \$311.636 millones frente a un recaudo efectivo de \$386.916 millones.

##### Cartera

El monto de la cartera comercial vencida de EMSA al finalizar el año 2014 fue de \$3.798 valor que se redujo en un 48.36% frente a los \$7.355 millones al cierre del 2013.

De la cartera comercial de EMSA a 31 de diciembre de 2014, el 40% tiene una antigüedad mayor a 90 días, 34% una antigüedad entre 0 y 60 días. 15% mayor a 360 días, 7% entre 181 y 360 días y el 4% restante entre 61 y 90 días. Por sectores el sector oficial es el mayor con el 42%, seguido del residencial (30%), el comercial con el 26% y el industrial con el 1%.

#### 4.7. Peticiones, Quejas y Reclamos

CAUSAL	NÚMERO	%
Falla en la prestación de servicio	44371	76,5%
Cambio de medidor o equipo de medida	2	0,0%
Alto consumo	5179	8,9%
Otras inconformidades	69	0,1%
cobro de otros cargos de la empresa	3188	5,5%
Relacionada con cobros por promedio	287	0,5%
Entrega y oportunidad de la factura	620	1,1%
Pago sin abono a cuenta	519	0,9%
Estrato	578	1,0%
Condiciones de seguridad o riesgo	236	0,4%
Medidor o cuenta cruzada	9	0,0%
direccion incorrecta	2	0,0%
Aforo	16	0,0%
tarifa cobrada	735	1,3%
Calidad del servicio	397	0,7%
Cobros por servicios no prestados	858	1,5%
Error de lectura	608	1,0%
Solidaridad	4	0,0%
Por suspension, corte, reconexion y reinstalacion	18	0,0%
Cobros inoportunos	268	0,5%
TOTAL	57964	100,0%

Fuente: SUI

Durante el año 2014 los usuarios presentaron 57.964 reclamaciones, en donde se destaca la falla en la prestación del servicio con 44.371 reclamaciones, seguida por el Alto consumo con 5.179 reclamaciones.

Las reclamaciones en Villavicencio corresponden al 57.8% del total., Acacías tiene el 8.1% y Granada el 6.6%.

#### 4.8. Nivel de Satisfacción del Usuario

Para medir el nivel de satisfacción del usuario la EMSA contrato la encuesta CIER de satisfacción de los clientes residenciales urbanos 2014 cuyos resultados se incluyen a continuación.

Los aspectos analizados en dicha encuesta fueron los siguientes:

- a) Suministro de Energía
- b) Información y comunicaciones
- c) Factura de Energía
- d) Atención al consumidor
- e) Imagen de la Empresa
- f) Responsabilidad Social
- g) Alumbrado Público

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

a) Suministro de Energía: Obtuvo mejoras en aspectos relacionados con el suministro de energía y en suministro sin variaciones de voltaje. En los demás mantiene el promedio de los últimos tres años.

b) Información y comunicaciones: En el año 2014 obtuvo resultados por debajo de los obtenidos en vigencias anteriores.

c) Factura de Energía: Al igual que en el indicador anterior obtiene resultado por encima del Benchmarking y del índice CIER. La mejor percepción se obtiene en disponibilidad de puntos de pago. Se destaca la construcción de la nueva sede para atención de los usuarios en el centro de la ciudad de Villavicencio.

d) Atención al consumidor: Presenta mejora en 10 de los 11 puntos analizados, los mejores son los de resultados en los aspectos relacionados con Tiempo de espera para la atención, facilidad para entrar en contacto con la empresa y claridad de la información brindada.

e) Imagen de la empresa: Los usuarios perciben que los aspectos más positivos en este aspecto analizado son la prestación de servicios sin discriminación y que invierte en la calidad del suministro. Mejora en 8 de los 9 índices analizados.

f) Responsabilidad Social: El punto mejor evaluado es el que EMSA se preocupa por la prevención de accidentes, seguido de llevar energía a las regiones no atendidas y que facilita el acceso a los ciudadanos con necesidades especiales. Todos los índices analizados mejoraron con respecto a la vigencia anterior.

## 5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2014	Resultado	Observación
Margen Operacional	21%	24%	No Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	20	18	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	56	34	Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	26	40	No Cumple
Razón Corriente – Veces	1,50	0,96	No Cumple

La empresa no cumple con tres 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 y el margen operacional, la razón corriente se encuentra afectada por el valor negativo de la cuenta filiales.

## 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 la Electrificadora del Meta S.A. E.S.P

Tabla 6.1 Formatos certificados en el 2014

AÑO	EMPRESA	FORMATOS CERTIFICADOS
2014	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	01. Datos Básicos Evaluación Sistema de Control Interno
		01. Registro Municipios con Estructura Tarifaria
		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
		CONCEPTOS FLUJO DE CAJA ENERGIA RES 2395
		COSTOS Y GASTOS ENERGIA
		CUENTAS POR COBRAR ENERGIA RES 2395
		CUENTAS POR PAGAR ENERGIA RES 2395
		ENERGIA-ZNIC1-RESIDENCIAL - CABECERA
		ENERGIA-ZNIC2-NO RESIDENCIAL - CABECERA
		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 - 2438 EMCALI E.I.C.E. E.S.P
		FORMATO 1 - 25984 ITALENER S.A. ESP
		FORMATO 1 - 480 ISAGEN
		FORMATO 1 - 564 EE.PP.M. E.S.P
		FORMATO 1 - 597 EMGESA S.A. E.S.P
		FORMATO 1 - 600 EMSA E.S.P
		FORMATO 11
		FORMATO 12 - INFORMACIÓN AREAS RURALES DE MENOR DESARROLLO
		FORMATO 14
		FORMATO 15
		FORMATO 16
		FORMATO 17
		FORMATO 18
		FORMATO 19
		FORMATO 2 - 600 EMSA E.S.P.
		FORMATO 20
		FORMATO 21
		FORMATO 23
		FORMATO 24
		FORMATO 25
		FORMATO 27 DESCUENTOS Y EXENCIONES CONTRIBUCIONES
		FORMATO 3 - 595 EEC-ESP
		FORMATO 3 - 600 EMSA E.S.P.
		FORMATO 4
		FORMATO 5
		FORMATO 6
		FORMATO 8
		Formulario 1 - NIF : Clasificación Empresas Públicas
		Formulario 10
		Formulario 2 - NIF : Plan de Acción Empresas Públicas 2014
		Formulario 7
Formulario 9		
Formulario A1 - NIF: Preguntas para Clasificación del Grupo y Generales		
MATRIZ DE RIESGO ENERGIA		
ZNI C05 (CIR.124) - USO SUBSIDIOS CABECERA		
ZNI T01 (CIR.124) REGISTRO DE OPERACION DIARIACABECERA		
ZNI T04 (CIR.124) - OPERATIVA CABECERA		
ZNI T05 (CIR.124) - REDES DE DISTRIBUCION CABECERA Y LOCALIDAD		

Fuente: SUI

Tabla 6.2 Formatos Certificados Como No Aplica 2014

AÑO	EMPRESA	FORMATOS CERTIFICADOS NO APLICA
2014	ELECTRIFICADORA DEL META 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
		ENERGIA-ZNIC1-RESIDENCIAL LOCALIDADES MENORES
		ENERGIA-ZNIC2-NO RESIDENCIAL LOCALIDADES MENORES
		FORMATO 1 - 22321 ENERMONT E.S.P
		FORMATO 13
		FORMATO 19
		FORMATO 2 - 595 EEC-ESP
		FORMATO 22
		NOVEDADADES PDF ENERGIA
		ORGANIGRAMA PDF ENERGIA
		VIABILIDAD FINANCIERA PDF ENERGIA
		ZNI C05 (CIR.124) - USO SUBSIDIOS LOCALIDAD
		ZNI C06 (CIR.124) - SUSCRIPTORES COMUNITARIOS EN LOCALIDADES MENORES.
		ZNI T01 (CIR.124) - REGISTRO DE OPERACION DIARIA LOCALIDAD
		ZNI T03 (CIR.124) - OPERACION DIARIA - OTR.GENERACION - LOCALIDAD
		ZNI T03 (CIR.124) - OPERACION DIARIA -OTR.GENERACION - CABECERA

Fuente: SUI

Tabla 6.3 Formatos Pendientes por Cargar 2014

AÑO	EMPRESA	FORMATOS PENDIENTES
2014	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	01. Registro Municipios con Estructura Tarifaria
		ACCIDENTES DE ORIGEN ELECTRICO
		Comercializadores dentro del Mercado
		FORMATO 1 - 22321 ENERMONT E.S.P
		FORMATO 25
		FORMATO 3 - 600 EMSA E.S.P.
		Formulario 7
		Formulario 9
		Información Tarifas Máximas Calculadas-GEN
		Medición de Nivel de Satisfacción del Cliente - NSC-P
		PETICIONES QUE NO CONSTITUYEN UNA RECLAMACION
		RECLAMACIONES
		Tarifas aplicadas-GEN
		ZNI T02 (CIR.124) - OPERACION GRUPOELECTROGENO SUSCRIPTORES COMUNITARIOS
		ZNIC3 TARIFAS APLICADAS
		ZNIC4 TARIFAS MAXIMAS APLICADAS

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**

Durante el período de Diciembre de 2013 a Diciembre de 2014, las operaciones mostraron un aumento progresivo en los activos totales de EMSA por \$150.283 millones (38.3%), siendo las mayores fuentes de variación en su orden: incremento del 53.4% en el valor de las valorizaciones, del 21.3% en Propiedad, planta y equipo, el efectivo en 160.2% y el valor de otros deudores 26.26%. Sus mayores recursos están invertidos en el activo no corriente por valor de \$425.103 millones (78.3%), representados en Propiedad, Planta y Equipo por \$195.127 millones (36.1%) y en las valorizaciones por \$225.609 millones (41.6%) que corresponde al resultado del avalúo técnico de la Propiedad, Planta y Equipo realizado al cierre del año 2014, por la firma Sistemas 2000 mediante el contrato N° 45/2587, principalmente.

A Diciembre de 2013 los pasivos contingentes asciendan a \$2.650 millones frente a \$3.016 millones de 2014, es decir con un incremento de \$366 millones equivalentes al 13.81% para atender litigios jurídicos en contra de la empresa. EMSA evalúa en la estimación de contingencia de pérdida en procesos legales entre otros aspectos, los méritos de los reclamos, la jurisprudencia de los tribunales al respecto y el estado actual de los procesos. Sólo si la contingencia es evaluada en riesgo alto y el monto del pasivo puede ser estimado, es registrado en los estados financieros directamente a la provisión. La administración estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable para los intereses de la Empresa y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa la posición financiera de la Empresa.

Otras cuentas que presentaron importantes variaciones fueron la cuenta de acreedores y los avances y anticipos recibidos de terceros para construcción de proyectos de infraestructura eléctrica. Así mismo, las obligaciones financieras de largo plazo por \$33.953 millones, por Créditos obtenidos con la Banca Comercial para financiar las obligaciones propias de la Empresa, representados en créditos con Banco HELM BANK S.A. y con el sindicato de bancos constituido por Banco BBVA, Bancolombia y Banco de Bogotá.

El nivel de endeudamiento para el año 2014 creció en 73.153 millones, El valor del patrimonio es de \$314.888 millones y creció con relación al 2013 en 32.44% que equivale a \$77.130 millones. Para la presente vigencia se continúa obteniendo utilidad en el ejercicio, tiene unas proyecciones del estado de resultados y del flujo de caja positivos, lo cual significa que no presenta problemas de viabilidad financiera bajo estas condiciones. Por lo que de acuerdo al criterio de evaluación definido se concluye que existe viabilidad financiera en el corto plazo." Definido según lo expuesto en el informe de viabilidad financiera.

## **Técnicas**

En relación con la calidad media del servicio prestado, se observa que la empresa no ha presentado irregularidad en la continuidad del servicio, según lo establece la resolución CREG 097 de 2008.

Se recomienda hacer las adecuaciones y mantenimientos a las subestaciones según los hallazgos de las visitas.

## **Tarifarias**

Cerca del 76% del CU, está determinado por los componentes de generación y distribución.

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

Durante el 2014, las tarifas presentaron un comportamiento relativamente estable, el costo unitario de prestación promedio fue de \$421/kWh.

## **Comerciales**

La Electrificadora del Meta cuenta con 274.284 usuarios en 24 municipios de los 29 del Departamento del Meta. El 86.5% de los usuarios corresponden al sector residencial; el 38.2% de los usuarios pertenece al estrato 2, el 26.3% al estrato 1 y el 28.4% al estrato 3.

De los usuarios no residenciales, el 93.5% corresponde al sector comercial.

El 48.2% del consumo de energía corresponde al sector residencial; 47.9% del consumo de energía no residencial corresponde al sector comercial.

El 85.8% de los usuarios están ubicados en las zonas urbanas y 14.2% en las áreas rurales.

El total de usuarios de la empresa que pertenecen a las Áreas especiales es de 3.628, de los cuales el 59% están en las Áreas Rurales de Menor Desarrollo, y el 41% son usuarios de barrios subnormales.

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.

Teniendo en cuenta que del total de usuarios de Áreas Rurales de Menor Desarrollo, el municipio de Vista Hermosa cuenta con el 38% del total de estas, el 30% corresponde a Puerto Lleras y el 29% a Puerto Gaitán, se recomienda prestar atención especial a acciones encaminadas a disminuir estos indicadores.

En este mismo sentido, se recomienda dar prioridad al municipio de Granada, quien posee el 73% del total de los Usuarios Subnormales.

Se recomienda actualizar el informe solicitado por la UPME en relación con la cobertura municipal del servicio de energía, y tener en cuenta que para estos indicadores de cobertura en las áreas urbanas y rurales debe tenerse en cuenta únicamente al sector residencial, es decir, no incluir los otros sectores.

Proyectó: Miguel Ruiz- Profesional Especializado SDEGC  
Proyectó: Phanor Álvarez- Profesional Especializado DTGE  
Proyectó: Felliny Salamanca Arias – Profesional Especializado DTGE  
Proyectó: Pedro Palacios- Profesional Especializado DTGE  
Proyectó: David Mozo- Profesional Especializado DTGE  
Proyectó: Hector Leonardo Garzón- Profesional SDEGC  
Revisó: Martha Leonor Farah – Directora Técnica de Gestión de Energía (E)