

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



**Superservicios**  
Superintendencia de Servicios  
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA DE NEREGIA Y GAS  
COMBUSTIBLE  
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA  
Bogotá, Junio de 2014**

# ELECTRIFICADORA DEL META S.A. ESP

## ANÁLISIS AÑO 2013

### 1. INFORMACION GENERAL DE LA EMPRESA

ELECTRIFICADORA DEL META S.A. ESP, **EMSA S.A. ESP**, es una sociedad de economía mixta, entidad descentralizada, perteneciente al orden nacional, vinculada al sector administrativo del Ministerio de Minas y Energía. Tiene como objetivo principal la prestación del servicio público de energía eléctrica en las actividades previstas en las leyes 142 y 143 de 1994, entre otras, la construcción adquisición y explotación de las subestaciones, sistema de transmisión regional y sistema de distribución local.

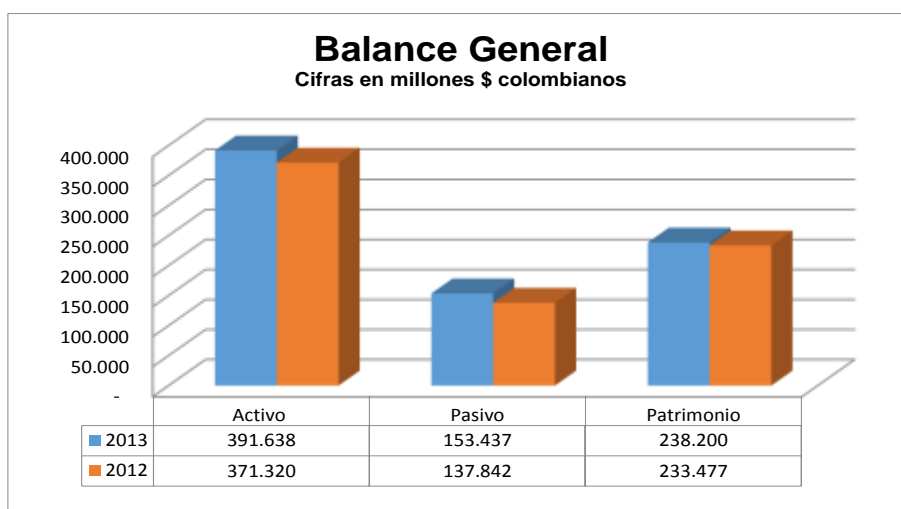
Tabla 1.1. Datos Generales

<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>Gerente General (E)</b>	Hernán Saavedra Caicedo
<b>Actividades desarrolladas</b>	Comercialización, Distribución, Generación Y Operador del Mercado
<b>Inicio de operaciones</b>	18 de diciembre de 1981
<b>Mercado que atiende</b>	La compañía atiende a 24 municipios del meta: Villavicencio, Cabuyaro, Castilla la Nueva, Cubarral, Cumaral, El Castillo, El Dorado, Fuente de Oro, Granada, Guamal, La Uribe, Mesetas, Lejanias, Puerto Gaitan, Puerto Lopez, Puerto Lleras, Restrepo, San Carlos de Guaroa, San Juan de Arama, San Martín, La Macarena, Puerto Rico y Vista Hermosa.

Fuente: SUI y Visita.

### 2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

#### 2.1 Balance General



Fuente: Sistema Único de Información –SUI-

(Cifras en pesos colombianos)

DENOMINACIONES	2013	2012	Variación %
<b>Activo</b>	<b>\$391.638.507.454</b>	<b>\$371.320.598.592</b>	<b>5,47%</b>
Activo Corriente	\$76.802.001.408	\$61.560.673.951	24,76%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$161.354.552.956	\$153.908.781.761	4,84%
Inversiones	\$601.462.615	\$2.431.057.735	-75,26%
<b>Pasivo</b>	<b>\$153.437.663.982</b>	<b>\$137.842.676.779</b>	<b>11,31%</b>
Pasivo Corriente	\$80.717.435.081	\$61.093.943.009	32,12%
Pasivos Estimados	\$49.986.003.335	\$52.271.968.456	-4,37%
<b>Patrimonio</b>	<b>\$238.200.843.472</b>	<b>\$233.477.921.813</b>	<b>2,02%</b>
Capital suscrito y pagado	\$19.122.300.000	\$19.122.300.000	0,00%

Fuente: Sistema Único de Información-SUI-

La composición del balance general del servicio de energía eléctrica denota para el año 2013 un incremento en el activo del 5,47%, en el pasivo del 11,31% y en el patrimonio del 2,02%; respecto al año 2012, estas variaciones se sustentan principalmente en:

Al 31 de Diciembre de 2013, en el análisis de los activos el rubro con mayor variación fue el de otros deudores con el 67.1% (\$11.159 millones), seguido de Propiedad, planta y equipo con 4.9% (\$7.477 millones) y el efectivo con una variación porcentual del 86.8% (\$7.040 millones). Mostraron también variación la disminución del -8.6% (-\$2.883 millones) en Deudores por Servicios Públicos, otros activos con -44.44% (-\$1.804 millones) y la reducción en saldo de inversiones por -75.3% (-\$1.830 millones).

Esta composición del activo es característica de una empresa de esta naturaleza, en donde el mayor valor está representado en inversiones en propiedad planta y equipo que son el 41.32% en el 2012 y el 41.1% en el 2013 del total de activos, que junto con los otros activos y las valorizaciones conforman el 79.8% de los activos.

Los pasivos en la vigencia crecieron en 11.31%, \$15.331 millones, ocasionado por el incremento del 69.90%, \$16.762 millones, en cuentas por pagar, y el incremento en los pasivos estimados y provisiones en 18.5 %, \$4.053 millones. Otras variaciones importantes son las disminuciones de impuestos por pagar de -\$1.712 millones (-100%) y otros pasivos de -\$1.517 millones (-8.3%).

El comportamiento del patrimonio frente al activo y al pasivo muestra el siguiente resultado: el pasivo representó en el año 2012 el 37.39% y en el 2013, el 39.40%. El patrimonio en el 2012 representa el 62.61% y el 60.6% en el 2013. Este resultado entre pasivos y patrimonio para el año 2013 determina el endeudamiento de la empresa en especial con sus proveedores (CXP) y la parte no corriente de las obligaciones financieras. Las utilidades en el 2012 fueron de \$36.097 millones y en Diciembre de 2013 fueron de \$41.868 millones, aumentando el patrimonio en 1.9% \$4.545 millones.

## 2.2 Estado de Resultado



Fuente: Sistema Único de Información –SUI-

(Cifras en pesos colombianos)

DENOMINACIONES	2013	2012	VAR
INGRESOS OPERACIONALES	\$301.547.665.402	\$272.577.701.500	10,63%
COSTOS OPERACIONALES	\$215.129.331.159	\$195.476.140.314	10,05%
GASTOS OPERACIONALES	\$41.923.203.432	\$37.925.462.774	10,54%
<b>UTILIDADES OPERACIONALES</b>	<b>\$44.495.130.811</b>	<b>\$39.176.098.412</b>	<b>13,58%</b>
OTROS INGRESOS	\$2.167.758.624	\$2.555.541.722	-15,17%
OTROS GASTOS	\$4.619.653.692	\$5.369.263.619	-13,96%
GASTO DE INTERESES	\$3.609.258.745	\$4.132.436.498	-12,66%
<b>UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO</b>	<b>\$42.043.235.743</b>	<b>\$36.362.376.515</b>	<b>15,62%</b>

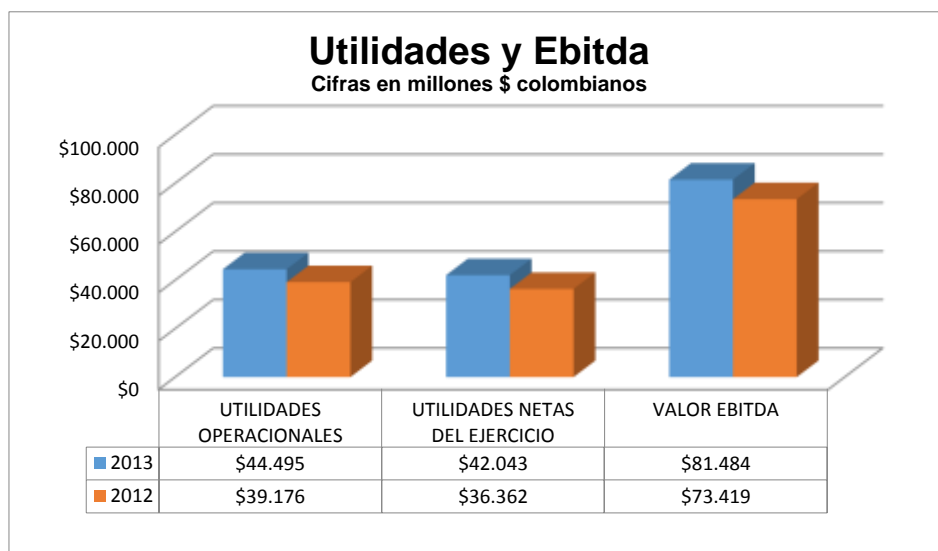
Fuente: Sistema Único de Información –SUI-

Los ingresos en su mayoría corresponden a las ventas de energía (99.9%) en el 2013 y el 99.51% en el 2012, los demás ingresos corresponden a actividades conexas. Los ingresos operacionales al 31 de Diciembre de 2012 fueron por \$272.577 millones de pesos, y se incrementaron en el 10.63% alcanzando los \$301.547 millones en el 2013.

Los costos operacionales frente a los ingresos operacionales representaron el 71.5% en la vigencia 2013, los gastos operacionales representan el 6.5% para un total de costos y gastos operacionales del 78% frente al 71.91%, y 6.99% del año 2012 que suman el 78.90%, es decir con una reducción del 0.90%.

Al comparar los resultados entre otros ingresos y otros egresos no operacionales presenta una situación desfavorable para la empresa para el 2013, afectando las utilidades de EMSA S.A. ESP Por este concepto el margen antes de impuestos a Diciembre de 2012 es del 20.10% inferior al 21.2% alcanzando en el 2013.

## 2.3 Utilidades y Ebitda



Fuente: Sistema Único de Información –SUI-

Las utilidades generadas por la compañía en el servicio de energía eléctrica para el año 2013, denotan un aumento de \$5.319 millones en la utilidad operacional y de \$5.681 millones en las utilidades netas frente al resultado obtenido en el año 2012, que contrasta con el resultado del EBITDA para el mismo periodo con un aumento de \$8.065 millones. Sin embargo sobre los resultados obtenidos se observa una obtención de beneficios propios del negocio de transmisión de energía muy favorable.

## 2.4 Indicadores

INDICADORES FINANCIEROS	2013	2012
<b>INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN</b>		
Razón Corriente – Veces	1,0	1,0
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	36	45
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	30	26
Activo Corriente Sobre Activo Total	19,61%	16,58%
<b>INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO</b>		
Nivel de Endeudamiento	39,2%	37,1%
Patrimonio Sobre Activo	60,8%	62,9%
Pasivo Corriente Sobre Pasivos Total	52,6%	44,3%
Cobertura de Intereses – Veces	19,5	15,9
<b>INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD</b>		
Ebitda	81.484.517.140	73.419.802.110
Margen Operacional	27,0%	26,9%
Rentabilidad de Activos	20,8%	19,8%
Rentabilidad de Patrimonio	25,6%	21,4%

Fuente: Sistema Único de Información –SUI-

## **Liquidez**

Estos indicadores reflejan la capacidad que tiene la empresa en la actividad de energía eléctrica para pagar sus pasivos circulantes, tomando como base los activos circulantes, aquellos que son susceptibles de convertirse en efectivo durante el año corriente.

Para el año 2013, la actividad de energía eléctrica presenta una razón corriente 1,0 veces con estabilidad para el periodo 2012 - 2013. La rotación de cuentas por cobrar decreció en 9 días pasando de 45 días en el 2012 a 36 días en el 2013, lo que evidencia una continuidad en gestión en la recuperación de la cartera. Frente a las cuentas por pagar la compañía para el año 2013 incrementó a 30 días la cancelación de sus obligaciones aumentando ésta en 4 días en comparación con la rotación del año 2012.

## **Endeudamiento**

Estas razones financieras indican qué porcentaje de los Activos está financiado con pasivos y qué proporción está compuesta por el Patrimonio.

Al final del período evaluado, la empresa en el servicio de energía eléctrica presenta un nivel de endeudamiento adecuado del 39,2% pese al incremento moderado del 2,1% frente al obtenido al final del año pasado, que hace que el costo de capital de la empresa sea más eficiente; como consecuencia de la disminución de la deuda corriente.

## **Rentabilidad**

El margen operacional del servicio de energía eléctrica tuvo una situación de estabilidad para el periodo 2013 - 2012, originado principalmente por la disminución de los intereses de operación y principalmente a las políticas en el manejo del gasto. La rentabilidad de activos frente al año 2012 originado por el incremento del Ebitda respecto del valor de los activos. En tanto la rentabilidad del patrimonio fue favorable para el año 2013 debido a la reducción de los gastos operacionales.

## **3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS**

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

Según el contenido de los formatos 4 y 5 de la resolución compilatoria SSPD 20102400008055 de 2010 en Sistema Único de Información – SUI, se realizó un análisis de la información reportada por la empresa con respecto a la infraestructura donde se presenta la evolución de sus activos correspondientes a transformadores, circuitos y subestaciones. Adicionalmente se muestra las características de la cuenta activos, tales como, suma total de la demanda de los transformadores, suma total de la capacidad instalada de los transformadores, suma total de la longitud de la red para los circuitos, entre otros.

Tabla 3.1.1 Evolución Infraestructura Transformadores EMSA

NUMERO DE TRAFOS	NUMERO DE CIRCUITOS	SUMA CAPACIDAD DE TRAFOS	SUMA USUARIOS CONECTADOS	DEMANDA MESUAL	AÑO
9487	99	524037,5	231715	49539918	2011
10111	100	528357,5	238783	53730946	2012
10509	104	556785	254595	59439282	2013

Fuente: SUI

Con respecto a la tabla anterior se observa que para diciembre de 2013 EMSA S.A ESP tiene reportados 10,509 transformadores en todo su mercado con 104 circuitos reportados y 254,595 usuarios conectados a los transformadores. Adicionalmente se presenta la suma de la capacidad de los transformadores la cual corresponde a 556785 KVA y una demanda mensual de 59 GWh aproximadamente.

Tabla 3.1.2 Evolución de Infraestructura Alimentadores EMSA

NUMERO DE SUBESTACIONES	KM DE RED	AÑO
13	1674,8	2011
14	1257,3	2012
14	1395,4	2013

Fuente: SUI

Según el último reporte de alimentadores en el SUI, EMSA S.A. ESP cuenta con 14 subestaciones instaladas y una longitud de la red correspondiente a la longitud de los circuitos o línea principal más ramales de 1395,4 Km de red; este valor corresponde a la suma total de la longitud de red reportada en el SUI.

### 3.2 Continuidad

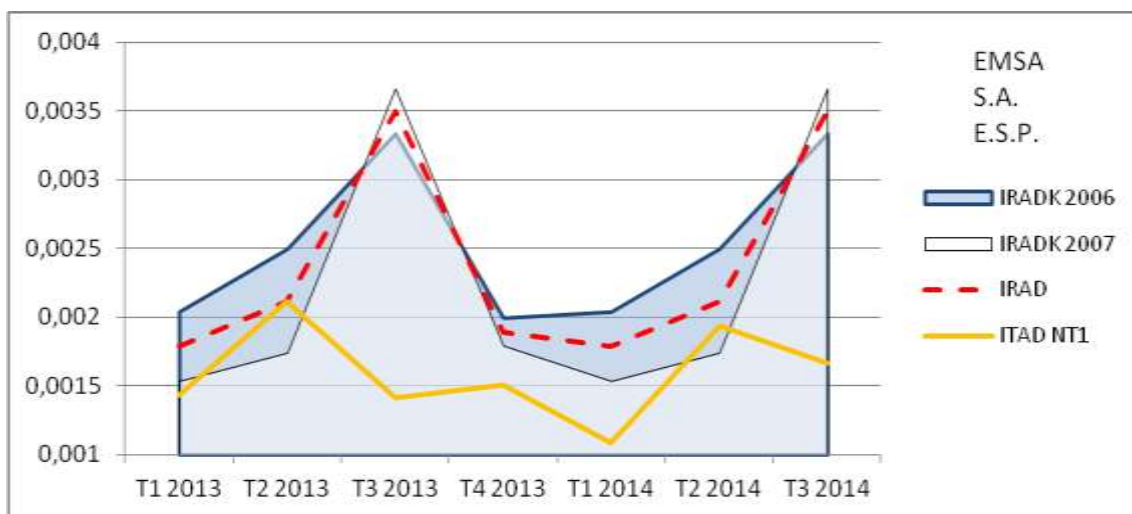
La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante la Resolución 097 de 2008, estableció el nuevo esquema de calidad y compensaciones, en el cual se define el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD). Este índice representa el porcentaje medio de energía que los clientes dejan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

Con relación a lo anterior, se encontró que la empresa ya ingresó a este nuevo esquema. 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 EMSA S.A. ESP

Las gráficas 3.2.1 y 3.2.2 son creadas con base en el índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD) y el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD). Estos índices permiten analizar el comportamiento de la calidad del servicio de la empresa prestadora. Cuando el ITAD se encuentra por debajo del índice IRAD, se deduce que la empresa ha tenido una buena calidad del servicio; cuando los límites del IRAD son superados, se entiende que la calidad del servicio de la empresa ha disminuido considerablemente. Los índices IRADK 2006 Y 2007 establecen una banda

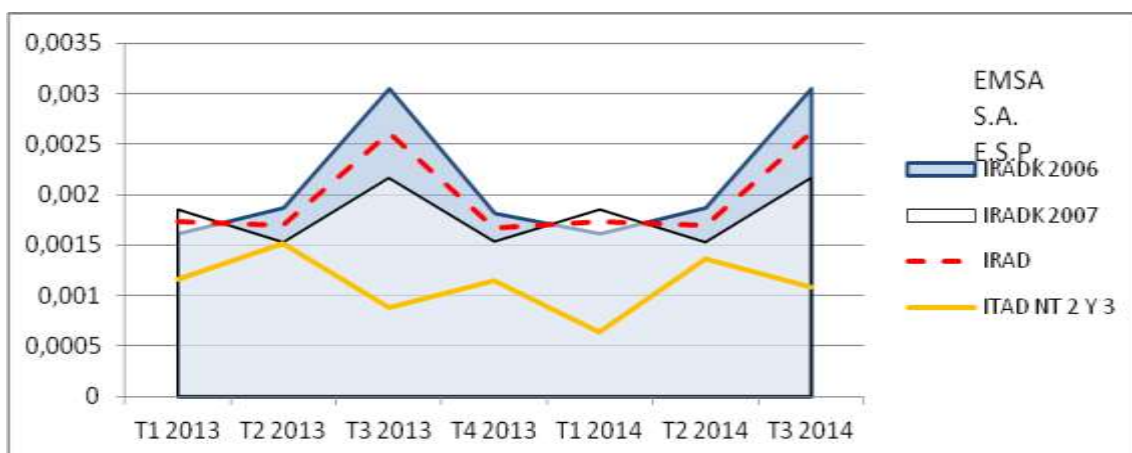
de indiferencia dentro de la cual debe estar siempre el ITAD para cumplir con una buena calidad del servicio.

Gráfica 3.2.1 Análisis ITAD para Nivel de Tensión 1



Fuente: SUI – DTGE

Gráfica 3.2.2 Análisis ITAD para Niveles de tensión 2 y 3



Fuente: SUI – DTGE

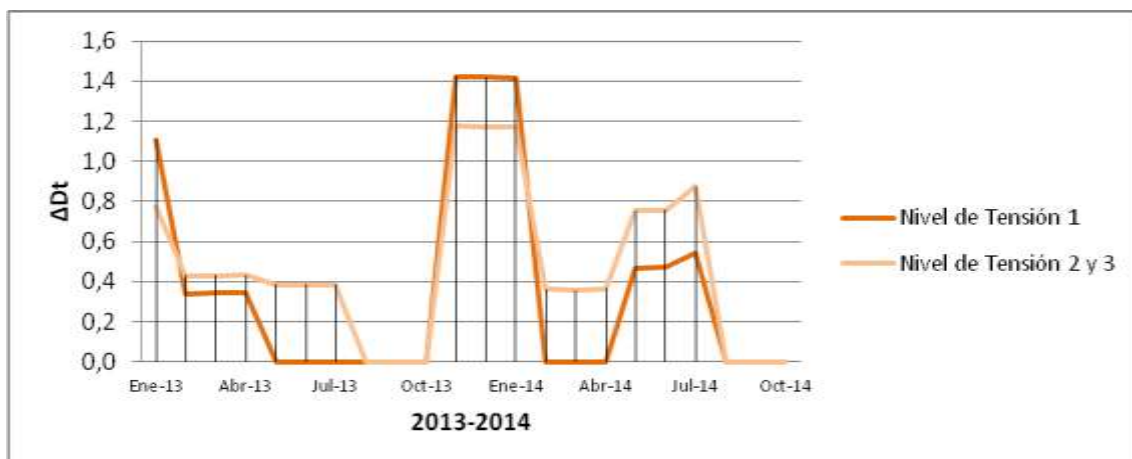
Para los niveles de tensión 1, 2 y 3, se tiene que el ITAD siempre se encuentra por debajo del índice IRAD.

Por otra parte, en la siguiente gráfica se presenta la Variación Trimestral de la Calidad  $\Delta Dt$ , definida en la Resolución CREG 097 de 2008, aplicada a través del costo unitario de prestación del servicio a los usuarios finales atendidos por la empresa.

Del análisis de la variación trimestral de la calidad para el año 2013, se evidencia que tanto para el nivel 1 como para los niveles de tensión 2 y 3, la empresa presenta valores positivos, tendencia que se mantiene para lo transcurrido del año 2014.



Gráfica 3.2.3 Variación Trimestral de la Calidad



Fuente SUI – DTGE

Como conclusión general, se evidencia que EMSA S.A. ESP, ha tenido un buen comportamiento de acuerdo a lo establecido en la regulación, toda vez que para el año 2013, cumplió con el indicador ITAD en niveles 1, 2 y 3 y con el  $\Delta Dt$ .

### 3.3 Calidad de la potencia, CPE

De acuerdo con el informe de la auditoría externa de gestión y resultados, EMSA S.A. ESP tiene equipos de medida de calidad de la potencia en cada una de las subestaciones marca ION 7650 clase A, que cumplen con los estándares IEC 61000-4-30 Clase A Ed. 2, IEC 61000-4-15, IEEE 519.

Semanalmente se generaron los reportes para la CREG, según las disposiciones establecidas en las resoluciones CREG 024-2005 y 016-2007, en los formatos indicados.

La Superintendencia adelantó durante el año 2014 un proyecto para la revisión de la CPE en diferentes subestaciones eléctricas operadas por la empresa, a través de una firma especializada en el tema, cuyos resultados son objeto de análisis para obtener un diagnóstico general sobre la condición de la empresa en tal sentido.

En relación con el tema de la supervisión de activos en tiempo real, XM informó a esta Superintendencia, mediante comunicación con radicado SSPD 20135290623032 de 29-09-2013, que para noviembre del año de 2013 la empresa contaba con un 100 % de la supervisión de flujos de potencia activa y reactiva a través de las bahías de línea y transformación de nivel de tensión 4, bahías de conexión al STN por el lado de baja tensión, y en el lado de alta tensión, aquellas pertenecientes a subestaciones con configuración diferente a interruptor y medio.

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

### 3.4 Inversión

#### 3.4.1 Ejecución de los Proyectos de Inversión

Para el año 2013 el prestador reportó al Sistema Único de Información – SUI un total de 24 proyectos de inversión. De estos se destacan los siguientes veintitrés proyectos, los cuales representaron los costos más altos:

Tabla 3.4.1.1 Proyectos de Inversión

No	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACIÓN	ESTADO	VALOR DEL PROYECTO (millones)	PORCENTAJE DEL AVANCE	OBSERVACIONES
1	Ampliación subestación Reforma	20/03/13	31/12/13	EE	4820.82	55%	El proyecto se encuentra en ejecución - Acta parcial No 5
2	Construcción subestación Campobonito	02/12/11	06/05/13	FINALIZADO	3263.79	100%	Proyecto finalizado
3	Remodelación red de baja tensión	17/07/12	27/05/13	FINALIZADO	1478.4	100%	Proyecto finalizado
4	Ampliación subestación Ocoa	29/08/12	19/09/13	FINALIZADO	1424.96	100%	Proyecto finalizado
5	Suministro instalación pruebas y puesta en servicio de equipos telemididos de detección de ausencia presencia de tensión en las redes de distribución de 13 2 kV y 34 5 kV	08/11/13	31/12/13	EE	899.62	63%	El proyecto se encuentra en ejecución - Acta parcial No 1
6	Remodelación del Circuito San Martín 13 2 kV en el Municipio de San Martín	13/09/13	23/12/13	FINALIZADO	560.28	100%	Proyecto finalizado
7	Obras de estabilización de las torres de la Línea Puerto López Puerto Gaitán 115 kV y Línea Ocoa Granada 115 kV	31/05/13	20/08/13	FINALIZADO	512	100%	Proyecto finalizado
8	Construcción electrificación Veredas Alto Andes San Fernando y Barrialoza del municipio de Mesetas	01/08/13	31/12/13	EE	267.12	25%	El proyecto se encuentra en ejecución - Acta parcial No 2
9	Construcción de Contrapesos como refuerzo del SPAT de la línea Puerto López Puerto Gaitán 115 kV	05/06/13	02/07/13	FINALIZADO	220.5	100%	Proyecto finalizado
10	Suministro de equipos para la primera etapa del control inteligente	06/11/13	11/12/13	FINALIZADO	193.89	100%	Proyecto finalizado
11	Suministro de un transformador de potencia 12 5 MVA	20/12/13	31/12/13	EE	169.56	26%	El proyecto se encuentra en ejecución - Acta parcial No 1 Futura subestación Montecarlo
12	Remodelación red de baja tensión	14/12/12	27/02/13	FINALIZADO	166.15	100%	Proyecto finalizado
13	Remodelación red de baja tensión	11/12/13	31/12/13	EE	142.81	30%	El proyecto se encuentra en ejecución - Acta parcial No 1
14	Automatización subestación Casetabla	31/10/13	11/12/13	FINALIZADO	138.62	100%	Proyecto finalizado

15	Remodelación red de MT circuito Cumaral 34 5 kV	17/10/13	31/12/13	EE	117.117	30%	El proyecto se encuentra en ejecución - Acta inicial
16	Remodelación red de baja tensión	29/07/13	11/09/13	FINALIZADO	116.16	100%	Proyecto finalizado
17	Remodelación red de baja tensión	10/12/13	31/12/13	EE	100.13	30%	El proyecto se encuentra en ejecución - Acta parcial No 1
18	Remodelación red de baja tensión	08/07/13	20/08/13	FINALIZADO	92.7	100%	Proyecto finalizado
19	Remodelación red de baja tensión	30/08/13	16/09/13	FINALIZADO	89.97	100%	Proyecto finalizado
20	Electrificación de las Veredas San Juanito La Embajada y Guayabal del municipio de Cabuyaro	05/06/13	16/08/13	FINALIZADO	85.75	100%	Proyecto finalizado
21	Remodelación del circuito Guamo	07/10/13	31/12/13	EE	78.48	10%	El proyecto se encuentra en ejecución - Acta parcial No 1
22	Construcción red de Media Tensión en la Vereda La Cal del municipio del Castillo	04/06/13	16/08/13	FINALIZADO	51.64	100%	Proyecto finalizado
23	Normalización de las Redes Eléctricas del Barrio Las Brisas en el área urbana del municipio de Vistahermosa	11/12/13	31/12/13	EE	33.67	30%	El proyecto se encuentra en ejecución - Acta parcial No 1

Fuente: Sistema Único de Información - SUI

Los objetivos de estos proyectos son entre otros: aumentar la confiabilidad del sistema, ampliar la cobertura del servicio y mejorar la calidad de la potencia. El total de la inversión asociada a estos cuarenta proyectos es de \$132.024 Millones de pesos.

De los proyectos que estuvieron planeados finalizarlos a diciembre de 2013 la empresa tuvo un porcentaje de cumplimiento del 70.79%.

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

De acuerdo con lo expuesto en el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2013-2017 – PIEC de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, el índice de cobertura del servicio de energía eléctrica para el departamento de Meta, alcanzó el 93,91% en el año 2013, distribuido tal y como se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 3.4.2.1 Índice de Cobertura 2013

Departamento	ICEE cabecera municipal	ICEE resto	ICEE Total
Meta	99,38%	72,60%	93,91%

Fuente: UPME

Así mismo, el plan expuesto señala que para el año 2017 es posible alcanzar el 93,91% de la cobertura a través de inversiones realizadas por el Operador de Red, las cuales serían remuneradas vía tarifa, además se lograría el 100% de la cobertura con proyectos asociados a recursos provenientes de los fondos FAER y FAZNI.

Tabla 3.4.2.2 Cobertura Alcanzable 2017

Departamento	ICCE_Base	Incremento con tarifa Actual	Incremento con FAER	Incremento con FAZNI	Cobertura total Alcanzable a 2017
Meta	93,91%	1,817%	3,682%	0,588%	100,00%

Fuente: UPME

### 3.5 Retie

#### 3.5.1. Accidentes de Origen Eléctrico

De acuerdo a lo reportado en el Sistema Único de Información SUI, EMSA S.A. ESP, registra un aumento de un 300% en los accidentes de origen eléctrico para el año 2013, con respecto a los reportados en el año 2012.

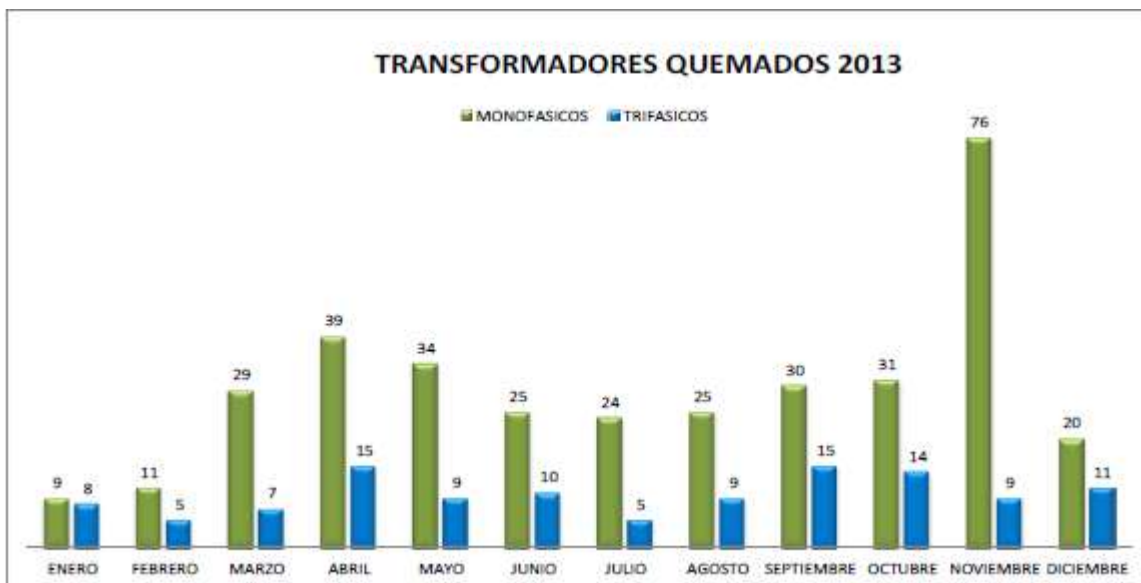
### 3.6 Mantenimiento

A continuación se relaciona la gestión de mantenimiento que realizó la EMPRESA DE ENERGÍA DEL META S.A. ESP, durante 2013.

La empresa EMSA S.A. ESP, dedicó sus esfuerzos en el área de mantenimiento con el fin de mejorar los valores de calidad del servicio, con respecto a los años anteriores, realizando un análisis de las causa de las fallas con el objetivo de corregirlas y mitigarlas. Por otra parte la empresa realizó una gestión alta en la resolución de las reclamaciones técnicas hechas por los usuarios a través de la oficina de atención telefónica.

TIPO DE EQUIPO	CANTIDAD
TRANSFORMADOR MONOFÁSICO	353
TRANSFORMADOR TRIFÁSICO	117

La mayoría de los transformadores monofásicos reemplazados se encontraban en la zona rural, los transformadores trifásicos en las zonas urbanas de los 29 municipios del departamento del Meta.



Por otra parte, las maniobras de operación y mantenimiento de líneas y redes, realizadas en el año 2013, se describen a continuación:

MANIOBRAS
Cambio de 60 cadenas de Aisladores Línea 115 kV Puerto López – Puerto Gaitán
Instalación de Anillos Anti corona e instalación de PAT
Reparación línea 34.5 Acacias río Guayuriba
Traslados de carga para Mantenimiento B2
Cambio de aislamiento Línea Cubarral 34.5 kV/Traslado de Carga Castilla
Atención Circuito Rural por cambio de conductores Vanguardia
Traslados de carga atención de demanda Surimena cambio de Trafo 3 a 6 MVA
Mantenimiento Línea Casa de Tabla el Rubí, carga por Manacacias
Traslados de Carga para atender Demanda del transformador B1
Traslados de carga para mantenimiento del transformador B3
Traslados de carga para atender demanda del transformador CN1
Traslados de carga para atender demanda del transformador CN2
Traslados de carga para atender demanda del transformadorID1
Traslados de carga para atender demanda del transformadorID2

### 3.6.1 Mantenimiento Predictivo

Con el fin de garantizar el correcto desempeño de los equipos asociados a la confiabilidad del sistema eléctrico, se han realizado las siguientes tareas:

- Toma de muestras de aceite de transformadores de potencia, esta labor se realiza dos veces al año para verificar el estado de los transformadores y evitar indisponibilidad de alguno de los equipos. Dentro de los informes

generados se realizan recomendaciones para cada uno de los transformadores.

- Termografía de todas las subestaciones del STR, esta se realiza para evitar daños físicos en los equipos ante descargas atmosféricas o fallas transitorias, al detectarse un punto caliente se corrige con línea viva o se solicita consignación local para corregir la anomalía. Estas consignaciones no tardan más de 1 hora, por lo cual se informa a la comunidad afectada.
- Montaje de Dispositivos de Protección contra Sobretensión – DPS en las subestaciones de nivel 3. Por los cambios de tensiones ocasionados en el sistema, los DPS son fundamentales para proteger los transformadores de potencia ante cambios bruscos de tensión.

### **3.6.2 Mantenimientos Preventivos**

Con el fin de garantizar la operatividad y disponibilidad de los equipos asociados a la distribución de energía de la empresa, se han realizado mantenimientos de unidades constructivas con las siguientes descripciones:

- En las Subestaciones Ocoa, cambió el protocolo de comunicaciones al estándar IEC-61850 por obsolescencia y dificultad para el mantenimiento del protocolo IEC-60870-5-103 que se encontraba instalado en la dicha subestación.
- Mantenimiento a las Bahías de nivel 4 a las que fue posible programar por deficiencia en la cargabilidad del sistema.
- Mantenimiento a los equipos asociados de servicios auxiliares.
- Montaje de equipos de protección a transformadores y barras.
- Mantenimiento en caliente a tres transformadores de potencia.
- Mantenimiento de redes y anillos de fibra óptica.
- Implementación de la primera etapa para la automatización Case Tabla 34,5/13.2 KV
- Implementación de la primera etapa de la subestación Castilla la Nueva 34,5/13.2 KV.

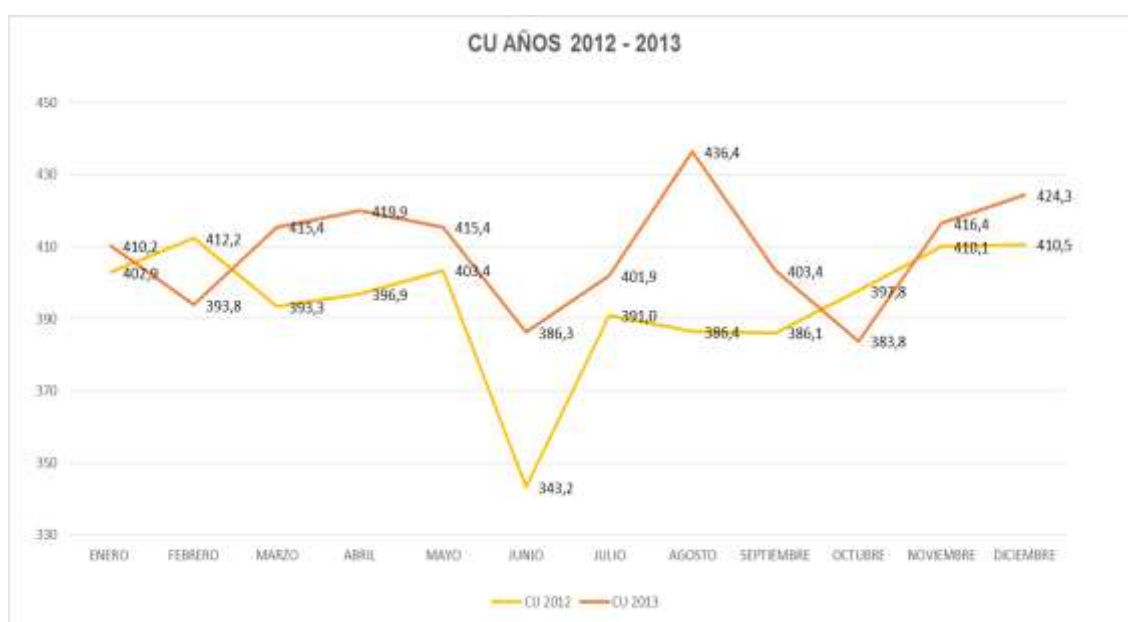
## 4. ASPECTOS COMERCIALES

### 4.3. ASPECTOS TARIFARIOS

#### 4.3.1. Costo Unitario de Prestación del servicio 2012-2013

En el cuadro a continuación se presenta un comparativo para los años 2012 y 2013 del comportamiento mensual del costo unitario de prestación del servicio de energía.

Gráfica 4.3.1. Costo Unitario de Prestación de Servicio Año 2012 y 2013



Fuente: Información Publicada por la ESP

Se presentaron oscilaciones importantes durante el 2013, su mayor valor fue en el mes de agosto \$436.4/kWh, 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

Las componentes de generación, distribución y comercialización dentro del CU, tienen una participación que alcanza el 86%.

#### 4.3.2. Comportamiento del CU para el prestador con respecto a su ADD durante el 2013

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 esta 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

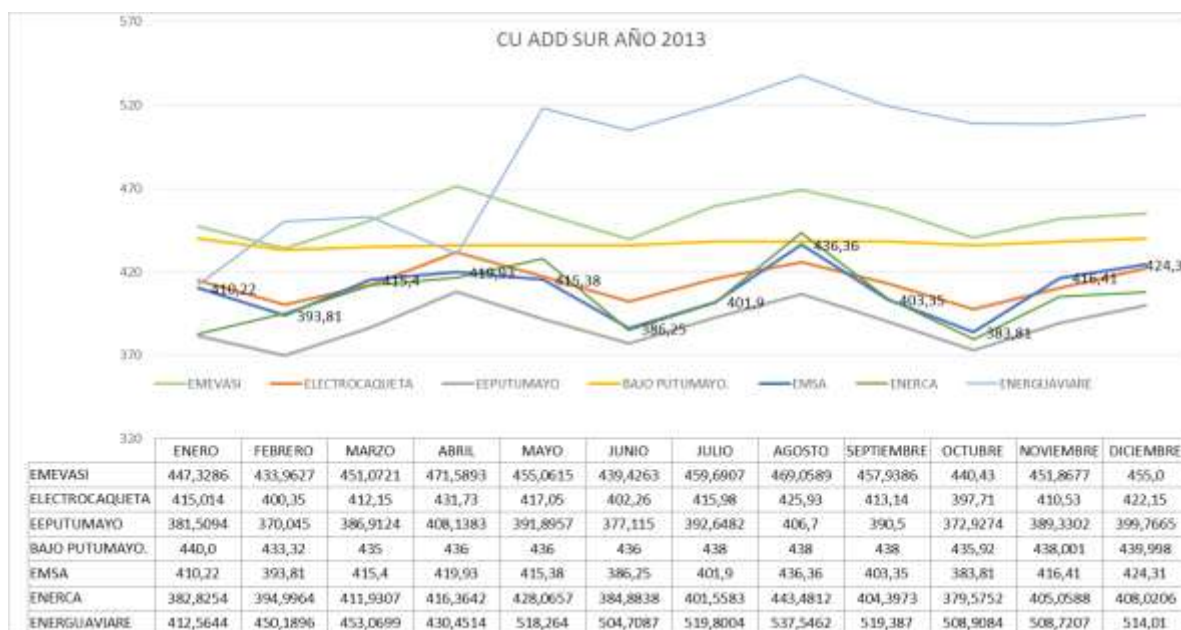
proporcional con la cantidad de activos (infraestructura) que haya dispuesto para atender su demanda, a la inversión y al mantenimiento que se le realice a estos, la dispersión de su mercado y a la calidad del servicio prestado.

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 2013 se observa que el CU de EMSA S.A. ESP se encuentra por debajo de la media comparado con el calculado de las otras empresas que forman parte del ADD centro, esto es: Empresa de Energía del Valle de Sibundoy, Empresa de Energía del Putumayo, Empresa de Energía del Bajo Putumayo, Electricificadora del Caquetá, Empresa de Energía de Casanare, Empresa de Energía Eléctrica del Guaviare.

Conforme lo anterior se concluye que el Dt de EMSA S.A.ESP es ligeramente inferior al calculado para esta área de distribución.

Gráfica 4.3.2. Costo Unitario de Prestación de Servicio ADD sur 2013



Fuente: Publicación de tarifas de las ESP del ADD Sur

### 4.3.3. Análisis por componente del CU para los años 2012-2013

#### 4.3.3.1. Componente Generación

Se presentan fluctuaciones importantes durante el 2013, y se estima un aumento significativo de \$15/KWh promedio comparado con el costo de compra del 2012. Considerando que este componente representa cerca del 36% del Cu, este comportamiento brinda cierta volatilidad en el precio que percibe el usuario final.



Gráfico 4.3.3.1. Comparativo G 2012 – 2013

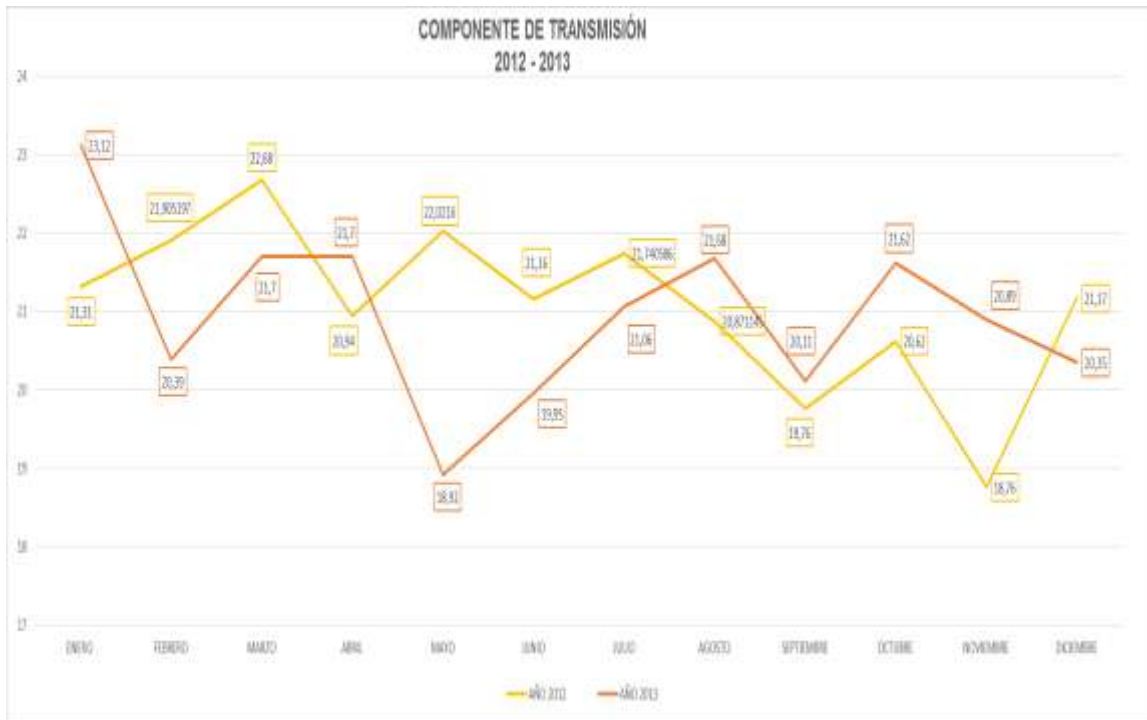


Fuente: Información Publicada por la ESP

#### 4.3.3.2. Componente de Transmisión

La gráfica 4.3.3.2, presenta el comportamiento de la componente de Transmisión T:

Gráfico 4.3.3.2. Comparativo T 2012 – 2013



Fuente: Información de la ESP – Publicada por XM

A partir de la entrada en vigencia de la resolución 157 de 2011, a partir de 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 2012, durante el 2013 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.

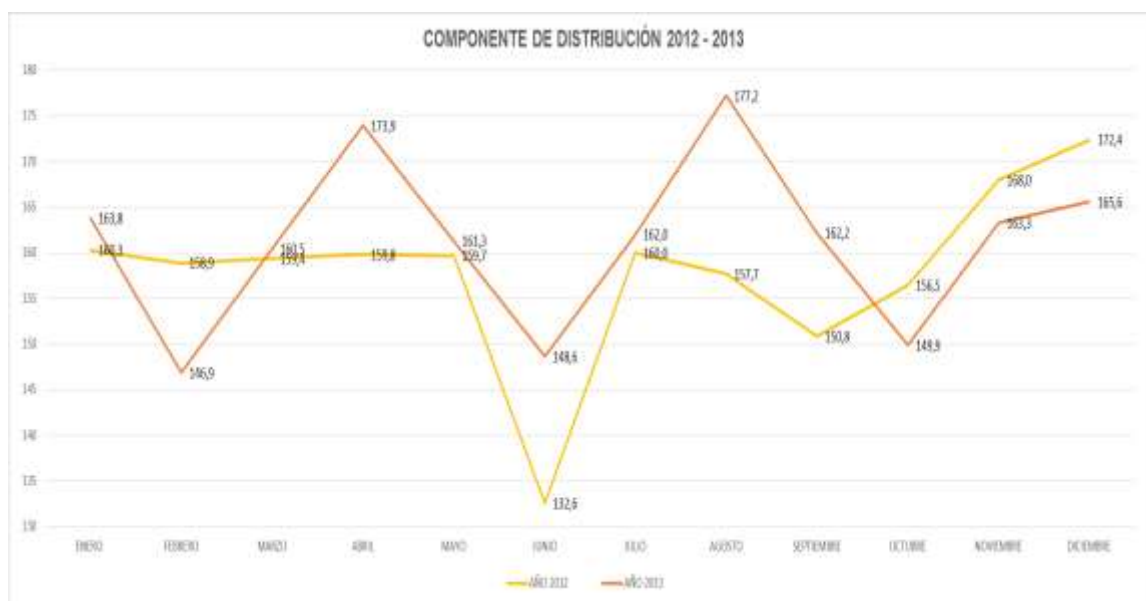
#### 4.3.3.3. Componente de Distribución D:

El Ministerio de Minas y Energía -MME mediante la Resolución 18 0696 del 04 mayo de 2012, determinó el Área de Distribución Sur, de la cual hace parte EMSA S.A. ESP con ello, buscando la integración de varios prestadores con el fin de normalizar el componente de distribución -D de la tarifa regulada.

**Los otros prestadores que hacen parte de la ADD Sur, son** Empresa de Energía del Valle de Sibundoy, Empresa de Energía del Putumayo, Empresa de Energía del Bajo Putumayo, Electrificadora del Caquetá, Empresa de Energía de Casanare, Empresa de Energía Eléctrica del Guaviare.

En la gráfica a continuación se muestra el comportamiento de este componente a lo largo del 2013 comparado con su comportamiento durante el 2012.

Gráfico 4.3.3.3. Comparativo D 2012 – 2013

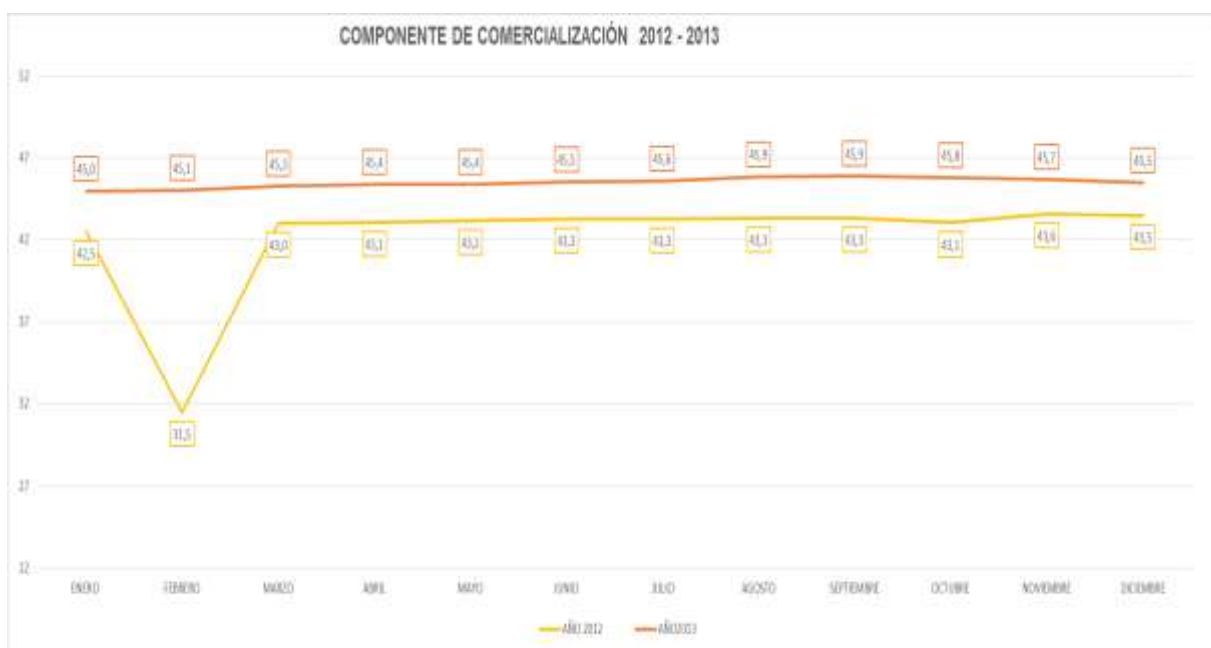


Fuente: Información Publicada por la ESP

#### 4.3.3.4. Componente de Comercialización

Se mantiene la tendencia estable de este componente en el 2013, siguiendo la tendencia propia del índice de precios al consumidor IPC. En promedio este componente se mantuvo en \$45/kWh durante el 2013.

Gráfico 4.3.3.4. Comparativo C 2012 – 2013

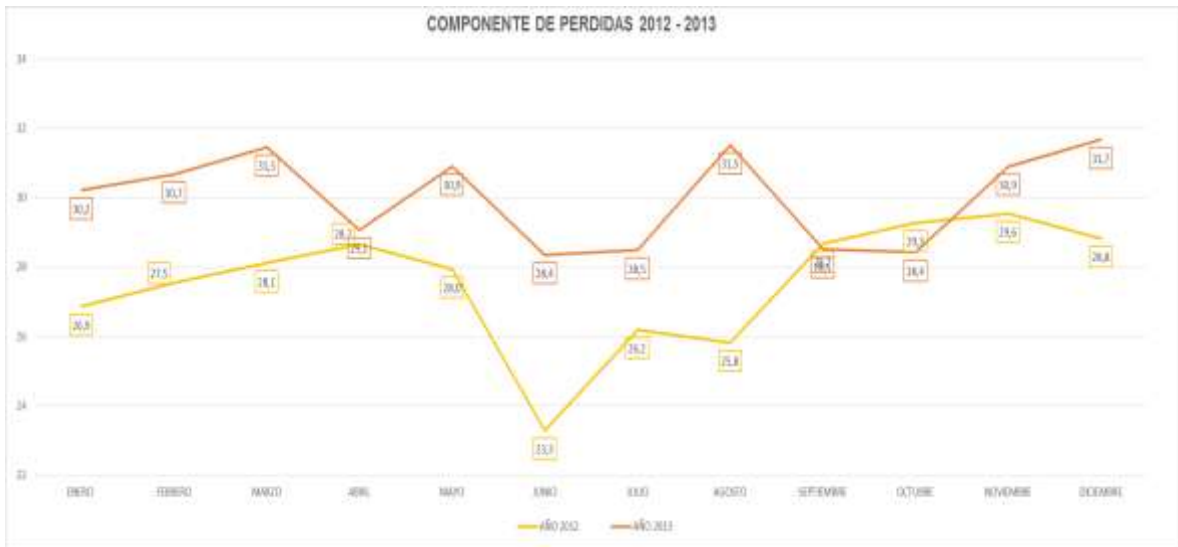


Fuente: Información Publicada por la ESP

#### 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 8.7%.

Gráfico 4.3.3.5. Comparativo Pr 2012 – 2013



#### 4.3.3.6. Componente de Restricciones

Gráfico 4.3.3.6. Comparativo R 2012 – 2013



Durante el 2013 se observa una tendencia decreciente de este componente llegando a niveles por debajo de \$1/kWh, comportamiento mucho más estable que el sucedido en 2012.

En términos generales, la mayor participación en el CU la tienen las componentes de compra de energía y los cargos de distribución, sin embargo, dado que las Restricciones RM, la comercialización CV y el transporte T son estables, el comportamiento final del costo unitario de prestación del servicio lo definen la variable G junto con la Distribución Dt y las pérdidas PR

#### 4.3.3.7. Porcentaje de participación por componente en el CU

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

Tabla 4.3.3.7. Participación por componente

perriodo	G		T		PR		D		C		R		CUV
1	144,3	35%	23,12	6%	30,22	7%	163,8	40%	44,98	11%	3,76	1%	410,2
2	148,6	38%	20,39	5%	30,68	8%	146,9	37%	45,05	11%	2,19	1%	393,8
3	153	37%	21,7	5%	31,46	8%	160,5	39%	45,3	11%	3,5	1%	415,4
4	139,3	33%	21,7	5%	29,08	7%	173,9	41%	45,4	11%	10,43	2%	419,9
5	153,7	37%	18,92	5%	30,91	7%	161,3	39%	45,39	11%	5,2	1%	415,4
6	137,6	36%	19,95	5%	28,35	7%	148,6	38%	45,53	12%	6,19	2%	386,3
7	137,9	34%	21,06	5%	28,49	7%	162	40%	45,61	11%	6,64	2%	401,9
8	156,4	36%	21,68	5%	31,52	7%	177,2	41%	45,85	11%	3,66	1%	436,4
9	139,9	35%	20,11	5%	28,52	7%	162,2	40%	45,89	11%	6,97	2%	403,4
10	137,8	36%	21,62	6%	28,43	7%	149,9	39%	45,79	12%	0,35	0%	383,8
11	153,5	37%	20,89	5%	30,91	7%	163,3	39%	45,68	11%	2,18	1%	416,4
12	156,8	37%	20,35	5%	31,68	7%	165,6	39%	45,5	11%	4,38	1%	424,3
Promedio	146,6	36%	20,96	5%	30,02	7%	161,3	39%	45,5	11%	4,621	1%	408,9

Fuente: Publicaciones prestador-cálculos DGTE

Cerca del 75% 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.

#### 4.3.4. Evolución de las tarifas 2013

Las tarifas analizadas en este numeral corresponden a las publicadas mensualmente por el prestador durante el año 2013 y corresponden a las publicadas en los años 2012 y 2013 por las empresas comercializadoras de energía eléctrica, 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. ESP a cada estrato durante el año 2013; 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 410.22 \$/kWh en estrato 4 mientras que en estrato 1 fue de 167,68\$/kWh, asignado un subsidio del 59% para este periodo.

Gráfica 4.3.4 Tarifas mensuales durante el 2013 por estrato



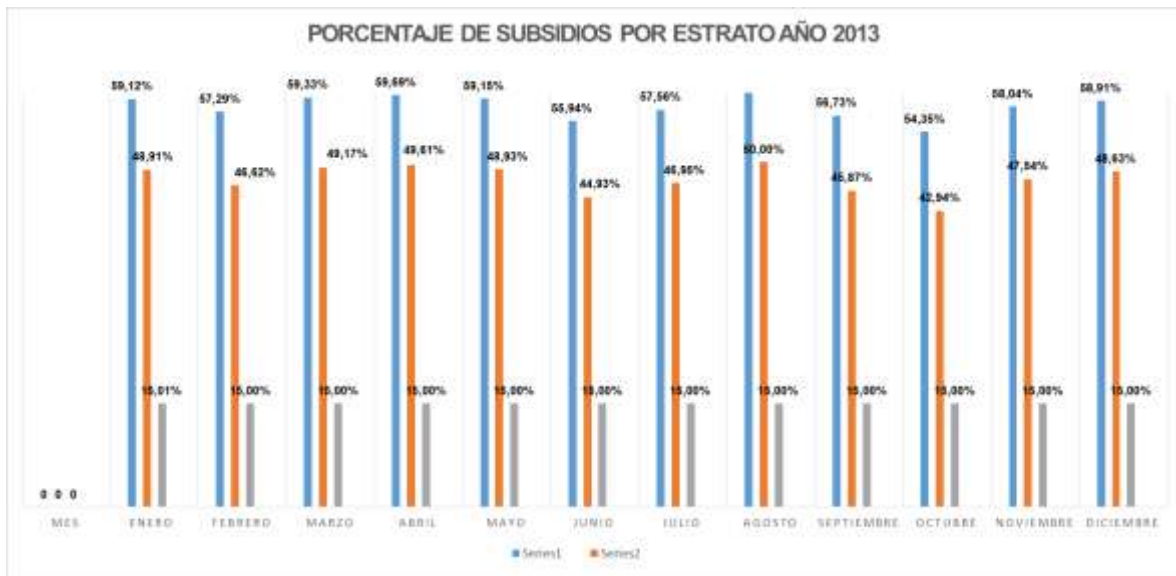
Fuente: Información Publicada por la ESP

De acuerdo con las cifras de la gráfica anterior se puede concluir que durante el 2013 la tarifa se incrementó en un 3.4% entre enero y diciembre.

#### 4.3.4.1. Subsidios aplicados durante el 2013

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

Gráfica 4.3.4.1 Subsidios aplicados 2013



#### 4.6. Subsidios y Contribuciones

En la tabla 4.6. se presenta un comparativo entre los subsidios otorgados y contribuciones recaudadas para los años 2012 y 2013, de acuerdo con la información reportada al SUI por el prestador.

<b>Estrato/Sector</b>	<b>AÑO 2013</b>
Estrato 1	31.246.712.404
Estrato 2	40.243.746.719
Estrato 3	9.214.651.347
<b>Total Subsidios</b>	<b>80.705.110.470</b>
Estrato 4	1.489.747.739
Estrato 5	7.734.422.572
Estrato 6	617.877.851
Industrial	0
Comercial	0
Otros	0
<b>Total Contribuciones</b>	<b>9.842.048.162</b>
<b>Deficit</b>	<b>-70.863.062.308</b>
Fuente: SUI - Cálculos SSPD	

En los usuarios regulados el comportamiento del balance fue deficitario, debido a que la mayoría de la población atendida por el prestador en este mercado pertenece a los estratos 1 y 2, los cuales tienen derecho a un subsidio máximo del 60% y 50% respectivamente, de otra parte los recursos procedentes de los aportes solidarios, se han disminuido para el caso de los usuarios del sector industrial a partir de la los Decretos 2915 y 4955 del 2011 expedidos por MME, situación que ha incrementado la brecha entre los subsidios otorgados y los recursos para cubrirlos provenientes del FSSRI.

De acuerdo con la información reportada al SUI, el déficit del prestador fue aproximadamente de \$70.836 millones. La empresa otorgó durante el 2013 subsidios cercanos a \$80.705 millones, de los cuales el 50% (\$40.243 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 2, 39% (\$31.246 millones) al estrato 1 y por último 11% a los usuarios del estrato 3 (\$9.214 millones); además facturó contribuciones por un valor total de \$9.842 millones los cuales fueron en su mayoría (79%) aportes de los usuarios del estrato 5 (\$7.734) millones.

Al final de la vigencia el déficit fue de \$70.863 millones de pesos, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$80.705 millones y recaudar un total de \$9.842 millones por concepto de contribución.



## 5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2012	Resultado	Observación
Margen Operacional	27%	27%	Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6	19	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	53	36	Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	37	30	Cumple
Razón Corriente – Veces	1,38	0,95	No cumple

Fuente Sistema Único de Información –SUI-

La empresa no cumple con uno de los referentes establecidos para el mercado, según la metodología definida por la Comisión de Regulación de Energía Gas –CREG- resolución 072 de 2002, modificada por la resolución 034 de 2004; la comparación se efectuó con los referentes calculados por la SSPD para el año 2012.

## 6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

La calidad del reporte de la información financiera de la compañía al Sistema Único de Información – SUI en el año 2013, fue corroborado en la visita de inspección realizada durante el mes de Mayo de 2014, específicamente en los reportes de los planes contables consolidados y por el servicio de energía eléctrica, cartera, cuentas por pagar y servicio de duda, encontrado que cada uno de ellos se realiza dentro de los parámetros y en las fechas definidas por la SSPD.

Los saldos de los estados financieros a 31 de Diciembre de 2013 son fiel reflejo de los saldos de los libros oficiales diario y mayor y balances manejados en el sistema contable de la compañía, por consiguiente se confirmó la veracidad de los saldos reflejados en los estados financieros dictaminados por el auditor externo Gestión y Leal Ingenieros S.A., y certificados por el Representante Legal y Contador.

## 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el año 2013 las actividades realizadas por la compañía fueron acordes al objeto social establecido al final del balance al 31 de Diciembre de 2013 no se presentaron inconvenientes en la incorporación de la información, quedando registradas todas las transacciones efectuadas durante el año 2013.

El nivel de endeudamiento para el año 2013 continúa siendo menor pese a su incremento del 2%. El patrimonio es positivo de \$238.200 creció con relación al 2012 en 2,021% equivalente a \$4.722 millones.

Los ingresos operacionales alcanzan a cubrir todos los costos y gastos y se incrementó en el 10,63%, es decir \$28.969 millones; presenta utilidad en el ejercicio y 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.

Luego de la visita, en aspectos tarifarios se puede concluir que:

Durante el 2013, las tarifas presentaron un comportamiento relativamente estable, el costo unitario de prestación promedio fue de \$408.9/kWh.

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

El prestador continúa presentando un comportamiento deficitario en su estructura de subsidios y sobrepagos. Situación que se acentúa a partir de la expedición de los Decretos 2915 y 4955 del 2011 expedidos por MME cuya aplicación disminuyó los recursos por aportes solidarios provenientes de los usuarios industriales.

No obstante lo anterior, y a diferencia de otros sectores los déficit de la estructura tarifaria de la empresa son atendidos a través del Presupuesto Nacional. Para el 2013, la empresa presentó un déficit de \$70.863 millones.