

**EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES  
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.  
E.S.P.**



**Superservicios**

Superintendencia de Servicios  
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA  
ENERGÍA Y GAS COMBUSTIBLE  
Bogotá, Abril de 2015**

# COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.

## ANÁLISIS 2014

### 1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

La COMPAÑÍA **ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP.** se constituyó en el año 2010 para desarrollar las actividades de **generación, comercialización y distribución de Energía Eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional**, La empresa presenta un capital suscrito y pagado de \$ 65.000 millones, tiene su sede principal en la ciudad de Popayán. Su última actualización en RUPS aprobada fue el día Julio 26 de 2014.

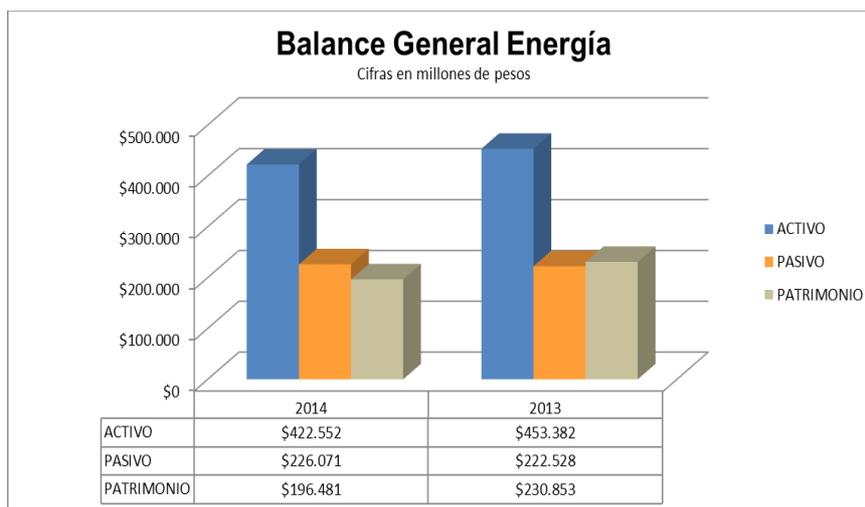
Tabla1.1. Datos Generales

<b>Tipo de sociedad</b>	Sociedad por Acciones Simplificada
<b>Razón social</b>	Compañía Energética de Occidente S.A.S. ESP.
<b>Sigla</b>	Compañía Energética de Occidente S.A.S. ESP.
<b>Nombre del gerente</b>	Luis Freyder Posso Buritica
<b>Actividad desarrollada</b>	Comercialización y Distribución
<b>Año de entrada en operación</b>	2010
<b>Mercado que atiende</b>	Departamento del Cauca en 38 municipios, en Pereira y en el departamento del valle del Cauca en los municipios de Cali y Palmira

Fuente: SUI

### 2. ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

#### 2.1. Balance General



Fuente: SUI

BALANCE GENERAL	2014	2013	VAR
<b>Activo</b>	<b>\$422.551.742.857</b>	<b>\$453.381.647.039</b>	<b>-6,80%</b>
Activo Corriente	\$127.273.050.434	\$174.866.686.856	-27,22%
Activos de Propiedad, Planta y Equipo	\$2.095.033.369	\$3.573.825.210	-41,38%
Inversiones	\$2.593.890.145	\$4.053.781.476	-36,01%
<b>Pasivo</b>	<b>\$226.070.547.015</b>	<b>\$222.528.152.625</b>	<b>1,59%</b>
Pasivo Corriente	\$75.432.365.876	\$221.371.618.302	-65,93%
Obligaciones Financieras	\$153.605.401.182	\$98.972.834.879	-14,89%
<b>Patrimonio</b>	<b>\$196.481.195.842</b>	<b>\$230.853.494.414</b>	<b>-14,89%</b>
Capital Suscrito y Pagado	\$65.000.000.000	\$65.000.000.000	0,00%

Fuente: SUI

## Activos

En el año 2014 los activos de la Empresa ascendieron a \$422.552 millones, presentando un decrecimiento de 6,80% con respecto al año anterior. Dentro del activo se evidencian cuentas que tuvieron variaciones significativas tales como:

**Inversiones:** Esta cuenta pasó de \$4.054 millones en diciembre 2013 a \$2.594 millones a diciembre de 2014, como consecuencia del menor valor de Derechos en fondos de valores y fiducias de inversión.

**Deudores:** A diciembre de 2014 esta cuenta se posicionó en \$90.371 millones disminuyendo en \$21.285 millones en comparación con el mismo periodo de la vigencia anterior. De este rubro resaltan con el 72,06% las cuentas por cobrar de la prestación del servicio público de energía, ya descontada la provisión y el 17,16% anticipos entregados (Anticipo para adquisición de bienes y servicios, Anticipos sobre convenios y acuerdos).

**Propiedad Planta y equipo:** Con una participación a diciembre de 2014 del 0,50% se posiciona en \$2.095 millones, presentando un descenso del 36,01% 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	VALORIZACIONES	VALOR EN LIBROS
Bienes Muebles en Bodega	\$107	\$0	\$107	\$0	\$107
Plantas, Ductos y Túneles	\$14	-\$2	\$12	\$0	\$12
Redes, Líneas y Cables	\$98	-\$12	\$86	\$0	\$86
Maquinaria y Equipo	\$362	-\$99	\$262	\$0	\$262
Muebles, Enseres y Equipos de Oficina	\$604	-\$326	\$278	\$0	\$278
Equipos de Comunicación y Computación	\$42.415	-\$1.191	\$1.124	\$0	\$1.224
Equipos de Transporte, Tracción y Elevación	\$385	-\$258	\$127	\$76	\$203
Equipo de Comedor, Cocina, Despensa y Hotelería	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
<b>TOTALES</b>	<b>\$3.985</b>	<b>-\$1.890</b>	<b>\$2.095</b>	<b>\$76</b>	<b>\$2.171</b>

Fuente: SUI cifras en Pesos

Otros activos: corresponde al rubro más representativo dentro del activo con una participación del 69,34%, compuesta por: gastos pagados por anticipado \$1.623 millones, cargos diferidos \$8.751 millones, Obras y mejoras en propiedad ajena \$209.763 millones, Bienes adquiridos en leasing financiero \$3.014 millones, intangibles \$69.807 millones y valorizaciones \$76 millones.

Con relación al Pasivo a diciembre 31 de 2014, se ubica en \$226.071 millones, presentando una reducción de 1,59% equivalente a \$3.542 millones con relación al mismo periodo del año anterior, la composición del pasivo se encuentra de la siguiente manera: obligaciones financieras \$153.605 millones, cuentas por pagar \$58.148 millones, obligaciones laborales \$994 millones, pasivos estimados y provisiones \$559 millones, otros pasivos \$12.764 millones.

Del pasivo, resaltan los valores por obligaciones financieras y cuentas por pagar, con participaciones porcentuales del 68% y 26% respectivamente.

Dentro de las cuentas por pagar, son los depósitos recibidos para terceros y los bienes y servicios los que representan el valor más significativo de este rubro con el 47% y el 37%.

A diciembre de 2014 El patrimonio presentó un descenso de \$34.372 millones con respecto a diciembre de 2013, posicionándose en \$196.481 millones, este menor valor está evidenciado por la diferencia entre la utilidad de 2013 y pérdida neta del ejercicio presentada en la vigencia 2014.

## 2.2. Estado de Resultados



Fuente: SUI

<b>ESTADO DE RESULTADOS</b>	<b>2014</b>	<b>2013</b>	<b>VAR</b>
Ingresos Operacionales	\$272.371.671.995	\$266.476.429.505	2,21%
Costos Operacionales	\$216.457.288.560	\$184.423.685.907	17,37%
Gastos Operacionales	\$56.854.075.221	\$58.707.033.760	-3,16%
<b>UTILIDADES OPERACIONALES</b>	<b>(\$939.691.786)</b>	<b>\$23.345.709.838</b>	<b>-104,03%</b>
Otros Ingresos	\$9.204.994.735	\$10.565.049.846	-12,87%
Otros Gastos	\$17.637.593.945	\$4.762.264.668	270,36%
Gastos de Intereses	\$5.629.485.113	\$47.133.619	11843,67%
<b>UTILIDADES NETAS DEL EJERCICIO</b>	<b>(\$9.372.290.996)</b>	<b>\$29.148.495.016</b>	<b>-132,15%</b>

Los ingresos operacionales corresponden a las actividades de comercialización y distribución, estos para diciembre de 2014 fueron de \$272.372 millones, presentando un aumento del 2.21% con respecto a diciembre de 2013, corresponden \$76.760 millones al negocio de distribución y \$190.278 millones al negocio de comercialización.

En cuanto a los Costos Operacionales, estos representan el 79,5% de los Ingresos Operacionales de diciembre de 2014, aumentándose en 17,37% con respecto al año 2013, en efecto, pasaron de \$184.424 millones en el 2013 a \$216.457 millones en 2014, de estos costos operacionales sobresalen los costos de bienes y servicios, cuyo monto fue de \$129.663 millones, que a su vez equivalente al 59,9%, del total de los costos operacionales. En relación con estos bienes y servicios las compras de energía en bloque y/o a largo plazo y las compras en bolsa y/o corto plazo se ubican en \$99.427 millones.

Los gastos a diciembre de 2014 crecieron 17,37%, pasando de \$63.469 millones a \$74.492 millones, siendo su composición la siguiente: Gastos administrativos 27%; Provisiones, depreciaciones y amortizaciones 49% y Otros gastos 24%. Los gastos de administración presentaron un menor valor de \$157 millones, ubicándose en \$19.992 millones a diciembre de 2014, de los cuales \$4.643 millones corresponden a gastos de personal, \$8.812 millones gastos generales y \$6.538 millones a erogaciones por impuestos, contribuciones y tasas.

Las cuentas de Depreciaciones, amortizaciones, provisiones y agotamiento a diciembre de 2014 disminuyeron \$1.696 millones, este rubro evidencia comportamientos de la siguiente manera: provisiones para deudores \$26.250 millones, provisión para protección de inventarios \$700 millones, provisión para obligaciones fiscales \$4.859 millones, depreciación propiedad planta y equipo \$536 millones, depreciación de bienes adquiridos en leasing \$13 millones, amortización de propiedades planta y equipo \$440 millones y amortización de bienes intangibles \$4.063 millones.

Los otros ingresos para la vigencia 2014 suman \$9.204 millones, desmejorando en \$1.360 millones la cifra de la vigencia 2013, están compuestos principalmente por: financieros \$128 millones, ajuste por diferencia en cambio \$331 millones, extraordinarios \$8.164 millones, ajuste de ejercicios anteriores, 579 millones; dentro de los ingresos extraordinarios se destacan \$5.983 millones de recuperaciones, \$1.505 honorarios y \$562 millones de otros ingresos extraordinarios.

Los gastos no operacionales ascienden a \$17.638 millones, siendo los más importantes el ajuste de ejercicios anteriores con el 58% y los intereses con el 32%, dentro de estas erogaciones con \$5.801 millones, \$5.570 millones y \$1.970 millones, los gastos extraordinarios, obligaciones financieras y Impuestos contribuciones y tasas de los ajustes de ejercicios anteriores son los que tiene una mayor participación.

### 2.3. Utilidades y Ebitda



Fuente: SUI

Compañía Energética de Occidente S.A. E.S.P., a diciembre de 2014 presenta en su operación, un Ebitda de \$19.868 millones, desmejorando con respecto al año anterior \$33.349 millones, este comportamiento obedece a un mayor crecimiento de los costos, respecto a los ingresos operacionales; con relación al resultado, la prestadora presenta una pérdida neta del año 2014 de \$9.372 millones, decreciendo el resultado de 2013 en \$24.285 millones.

### 2.4. Indicadores

INDICADORES	2014	2013
<b>INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN</b>		
Razón Corriente- Veces	1,69	0,79
Rotación de Cuentas por cobrar- Días	145	149
Rotación de Cuentas por pagar- Días	36	63
Activo Corriente sobre Activo Total	30,12%	38,57%
<b>INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO Y APALANCAMIENTO</b>		
Nivel de Endeudamiento	54%	49%
Patrimonio Sobre Activo	46%	51%
Pasivo Corriente Sobre Pasivo Total	33%	99%
Cobertura de Intereses- Veces	3,53	1129,07
<b>INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD</b>		
Ebitda	\$19.868.005.565	\$53.217.014.974
Margen Operacional	7%	19,97%
Rentabilidad de Activos	5%	11,74%
Rentabilidad de Patrimonio	5	14,42%

Fuente: SUI cifras en Pesos

## Liquidez

La razón corriente a Diciembre de 2014 es de 1,69 veces, indicador que presenta un decrecimiento de 0,89 veces con respecto al mismo periodo de la vigencia anterior, indicando que la empresa tiene los recursos suficientes en su activo corriente para cubrir las deudas de pasivo corriente

Por otra parte la rotación de cuentas por cobrar presentó una disminución de 4 días pasando de 149 días en 2013 a 145 días en 2014; la empresa tarda 36 días en realizar el pago de sus obligaciones, reduciendo en 27 días con respecto a 2013.

## Endeudamiento

El nivel de endeudamiento para diciembre de 2014 es de 54%, evidenciando un aumento del 5% con respecto a 2013, cuyo porcentaje era del 49%; el Pasivo corriente representa el 33,4% del total de los Pasivos, por lo que el 66,6% restante pertenece a Pasivos por financiamiento con la banca comercial.

## Rentabilidad

El margen operacional a 31 de diciembre de 2014 fue de 7%, reduciendo en 12,68% con base al año anterior; La rentabilidades de los activos y patrimonio se posicionaron en 5% y 5% respectivamente al final del ejercicio del año 2014.

### 3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

#### 3.1. Calidad del servicio

Para el año 2014, Compañía Energética de Occidente, reportó al SUI los siguientes alimentadores por nivel de tensión que se relacionan a continuación:

*Tabla 3.1.1 Relación de Circuitos por nivel de tensión Año 2014 CEO S.A.S E.S.P.*

<b>COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.</b>	<b>NÚMERO DE ALIMENTADOS RES</b>	<b>KILOMETROS DE RED</b>
Circuitos en 115 Kv	12	541,00
Circuitos en 34,5 Kv	44	824,20
Circuitos en 13,2 Kv	126	9,721,00

Fuente: SUI

Se presenta un incremento respecto al año 2013, cuando se tenían un total de 180 circuitos, teniendo en cuenta que la empresa procedió a realizar cambios y mejoras en la arquitectura de sus redes, tal como se evidenció en la visita de evaluación técnica realizada por esta Superintendencia.

En cuanto a los transformadores vinculados a las redes de distribución, la Empresa reportó al Sistema Único de Información – SUI un total de 15.782 transformadores, una cantidad menor que lo reportado para el año 2013, teniendo en cuenta lo expuesto previamente acerca de las mejoras de infraestructura realizada.

De acuerdo con la información contenida en el SUI, y lo manifestado por el auditor durante el año 2014, dentro de los cuarenta y uno (41) municipios de las cinco (5) provincias en que se encuentra dividido el departamento del Cauca (Centro, Norte, Occidente, Oriente y Sur), se cuenta actualmente con treinta y siete (37) subestaciones, distribuidas por nivel de tensión de la siguiente manera:

Tabla 3.1.2 Relación de subestaciones por nivel de tensión Año 2014 CEO S.A.S. E.S.P.

<b>COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.</b>			
<b>NIVEL DE TENSIÓN</b>	<b>NÚMERO DE SUBESTACIONES</b>	<b>NÚMEROS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA</b>	<b>CAPACIDAD INSTALADA POR NIVEL DE TENSIÓN</b>
115/34,5	4	5	185
115/13,2	3	2	51,25
34,5/13,2	34	35	202,2

Fuente: SUI

Cabe mencionar que algunas de las subestaciones cuentan con varios de los niveles de tensión expuestos. En relación al número de subestaciones de conexión al STN, la empresa cuenta con dos puntos a través de los cuales se inyecta potencia a su sistema: San Bernardino y La cabaña, cuyas subestaciones comparten patio con las subestaciones a nivel de 230 kV - San Bernardino y Páez, propiedad de INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.

Adicional a los puntos de inyección del STN relacionados, a nivel de 115 kV se conecta con sistemas de transmisión regional vecinos de las empresas CEDENAR S.A. ESP. (Subestaciones Zaque y Popayán) y EPSA ESP. (Subestación Pance), garantizan en su gran mayoría las buenas condiciones técnicas del sistema eléctrico manejado por Compañía Energética de Occidente S.A.S. ESP, mercado que en su gran mayoría, está conformado por usuarios residenciales.

### 3.2 Mantenimientos

De acuerdo con lo revisado y evaluado a Compañía Energética de Occidente S.A.S. ESP., se encontró que basa sus pilares de eficiencia y operatividad en la realización de actividades de mantenimiento predictivo y preventivo principalmente, y en una menor proporción en mantenimiento correctivo. Todo lo anterior enfocado en mejorar las condiciones del sistema, tanto a nivel de calidad del servicio como de seguridad.

Es así como para el año 2014, la empresa designó un total de \$17.905.970.000 pesos para la ejecución de labores de mantenimiento, de las que terminó ejecutando más de un 27% de lo presupuestado, es decir \$22.688.954.000 pesos, discriminados de la siguiente manera:

Tabla 3.2.1 Presupuesto 2014 CEO S.A.S E.S.P Año 2014

<b>PRESUPUESTO DE MANTENIMIENTO DE LA EMPRESA CEO S.A. E.S.P. AÑO-2014</b>			
<b>Área de Asignación</b>	<b>Monto Presupuestado</b>	<b>Monto Ejecutado</b>	<b>Porcentaje de Cumplimiento</b>
Subestaciones y Líneas	\$3.942.627.000	\$5.342.469.000	136%
Mantenimiento Preventivo	\$3.786.160.000	\$4.229.378.000	112%
Área de Mantenimiento	\$63.131.000	\$13.064.441.000	83%
Mantenimiento Correctivo	\$10.114.051.000	\$52.666.000	129%

Fuente: AEGR

Ahora bien, según información suministrada por el Prestador, y el informe del AEGR, durante el año 2014 se tuvo el siguiente comportamiento en cuanto al mantenimiento preventivo, programado Vs ejecutado.

Tabla 3.2.2 Mantenimiento preventivo programado VS Ejecutado Año 2014

<b>MANTENIMIENTO PREVENTIVO AÑO 2014</b>				
<b>Nivel Propuesto</b>	<b>Trimestre 1</b>	<b>Trimestre 2</b>	<b>Trimestre 3</b>	<b>Trimestre 4</b>
Porcentaje meta año	63%	65%	68%	70%
Porcentaje real de ejecución	52%	61%	80%	77%

Fuente: CEO S.A.S. E.S.P.

Vale la pena resaltar el gran comportamiento presentado hacia los dos últimos trimestres del año cuando se presentó un porcentaje de cumplimiento significativamente mayor al presupuestado, equilibrándose de esta manera el porcentaje de incumplimiento que se tenía en los dos primeros trimestres.

Dentro de las principales actividades ejecutadas se encuentran: Mantenimiento a líneas de Alta tensión (recorridos a las líneas, Termografías, e.t.c.), podas a los corredores de servidumbre, mantenimientos a las subestaciones (termografías, pruebas especializadas a los transformadores, revisión del SPT, entre otros).

Dentro del tema de subestaciones, es importante recalcar el esfuerzo realizado por la empresa para dar cumplimiento a los compromisos adquiridos con esta Superintendencia durante la evaluación integral del año 2014, ya que se efectuaron las mediciones de tensiones de paso y contacto solicitadas a nivel de todas las subestaciones, al igual que la evaluación del SPT, los cuales arrojaron como resultado una cantidad considerable de puntos a mejorar, que ya fueron realizadas en más de un 90%.

En lo que respecta a las actividades de mantenimiento de circuitos a nivel de 13,2kV, la empresa reportó problemas para dar cumplimiento al porcentaje que tenía programado, entre los que se encuentran, problemas de orden público, condiciones climáticas, entre otros.

En relación al mantenimiento correctivo, Compañía Energética de Occidente S.A.S. ESP, tuvo ciertos problemas para dar cumplimiento a las metas proyectadas para los dos primeros trimestres del año 2014, situación que fue corregida para los dos últimos trimestres del mencionado año.

Tabla 3.2.3 Mantenimiento correctivo programado VS Ejecutado Año 2014

MANTENIMIENTO CORRECTIVO AÑO 2014				
Nivel Propuesto	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4
Porcentaje meta año	30%	27%	26%	25%
Porcentaje real de ejecución	40%	38%	19%	22%

Fuente: CEO S.A.S. E.S.P.

Esta mejora se logró a partir de labores como la revisión y mejoramiento de los SPT, la instalación de fusibles de repetición, rebalance de cargas en los circuitos, entre otros.

### 3.3 Proyectos de Inversión

A nivel de proyectos de inversión, Compañía Energética de Occidente S.A.S. ESP, reportó al SUI para el año 2014, un total de 39 proyectos de inversión a ser ejecutados en las redes y subestaciones de su mercado, proyectos de los que no se puede establecer un valor total real general, ya que al parecer no se está dando cumplimiento a lo establecido en la resolución SSPD 20111300011645 de mayo de 2011, por la cual se modifican, aclaran y adicionan algunas disposiciones de la resolución 20102400008055 de marzo de 2010, toda vez que los proyectos que se ejecutan en varios municipios, no se discriminan como la citada resolución lo establece, ni en porcentaje de ejecución física ni en costo para cada municipio. Como ejemplo de lo mencionado, se tiene:

Tabla 3.3.1 Proyectos de Inversión- Proyecto de Reposición MBT-7-001 año 2014

ID PROYEC	DES PROYECT	OBJ PROYECT	COBER	MPIO	ESTAD O	VALOR REAL	AVANCE	BENEFICIOS
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 I	Reclasificación de la inversión del proyecto de Reposición de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energía	R	022 (ALMAGUER)	FI	\$3.856.906.536,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operación de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 I	Reclasificación de la inversión del proyecto de Reposición de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energía	R	050 (ARGELIA)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operación de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 I	Reclasificación de la inversión del proyecto de Reposición de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energía	R	075 (BALBOA)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operación de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 I	Reclasificación de la inversión del proyecto de Reposición de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energía	R	517 (PÁEZ)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operación de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 I	Reclasificación de la inversión del proyecto de Reposición de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energía	R	100 (BOLÍVAR)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operación de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca

ID PROYEC	DES PROYECT	OBJ PROYECT	COBER	MPIO	ESTAD O	VALOR REAL	AVANCE	BENEFICIOS
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 I	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	110 (BUENOS AIRES)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 I	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	130 (CAJÍBIO)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 I	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	137 (CALDONO)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 I	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	142 (CALOTO)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 I	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	585 (PURACE)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 I	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	212 (CORINTO)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 I	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	532 (PATÍA)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 I	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	256 (EL TAMBO)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 I	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	290 (FLORENCIA)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 I	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	300 (GUACHENÉ)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 I	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	355 (INZÁ)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 I	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	364 (JAMBALÓ)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 I	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	392 (LA SIERRA)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca

ID PROYEC	DES PROYECT	OBJ PROYECT	COBER	MPIO	ESTAD O	VALOR REAL	AVANCE	BENEFICIOS
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 l	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	397 (LA VEGA)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 l	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	450 (MERCADERES)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 l	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	455 (MIRANDA)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 l	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	142 (CALOTO)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 l	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	513 (PADILLA)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 l	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	760 (SOTARA)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 l	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	548 (PIENDAMÓ)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 l	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	001 (POPAYÁN)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 l	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	573 (PUERTO TEJADA)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 l	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	622 (ROSAS)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 l	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	693 (SAN SEBASTIÁN)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 l	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	001 (POPAYÁN)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 l	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	698 (SANTANDER DE QUILICHAO)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca

ID PROYEC	DES PROYECT	OBJ PROYECT	COBER	MPIO	ESTAD O	VALOR REAL	AVANCE	BENEFICIOS
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 I	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	743 (SILVIA)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 I	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	780 (SUÁREZ)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 I	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	785 (SUCRE)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 I	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	807 (TIMBÍO)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 I	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	821 (TORIBÍO)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 I	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	824 (TOTORÓ)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 I	Reclasificacion de la inversion del proyecto de Reposicion de posteadura aislamiento sistemas de puesta a tierra herrajes y conductores de los circuitos de 13 2 kV del Departamento del Cauca para garantizar la continuidad del servicio de energia	R	845 (VILLA RICA)	FI	\$ 101.497.540,00	3%	Mayor confiabilidad y continuidad en la operacion de la red 13 2 kv del Departamento del Cauca

Fuente: SUI

El mencionado proyecto, al parecer se ejecuta en varios municipios del departamento del Cauca, con el mismo nivel de avance e iguales costos asociados, tanto para municipios pequeños, como para medianos y grandes. Por esta razón no se puede determinar fácilmente el costo y nivel de avance a diciembre de 2014. Esta situación se repite con varios proyectos.

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

Tabla 3.3.2 Relación de proyectos de inversión reportados por CEO S.A.S. E.S.P. al SUI

CÓDIGO PROYECTO	DESCRIPCIÓN PROYECT
COMPVIDA	Compromiso por la Vida Gestion del Riesgo
GE-13-04	Red Segura
GE-13-05	Instalacion y Mantenimiento de Macromedidores
GE-13-13	Tecnificacion de procesos
GE-13-18	Smart Grids
GE-13-19	Modernizacion Laboratorio Medidores
GE-13-22	Implementacion Zonas Especiales
IGD-001	Interventoria Distribucion
LAT-3-001	Remodelacion Lineas 115 Kv
MBT-10-001	Compra de Activos
MBT-10-002	Conexion proyectos 112 5 Kva
MBT-1-003	RCM
MBT-12-002	Reles CD S e Implementacion Coordinacion de Protecciones
MBT-12-004	Ensayos Pruebas
MBT-12-006	Renovacion vida util transformadores de potencia
MBT-13-001	Reposicion Transformadores de Distribucion
MBT-13-005	Proteccion Transformadores de Distribucion
MBT-13-006	Repotenciacion Trafos de Distribucion
MBT-15-001	Arquitectura de Red Zona Norte 34 5
MBT-27-001	Racionalizacion Estructuras de Red
MBT-3-001	Remodelacion lineas 34 5 KV I
MBT-5-001	Reconectores para arquitectura de Red
MBT-6-001	Arquitectura Popayan
MBT-6-002	Arquitectura Santander
MBT-7-001	Adecuacion Ctos Top 20 I
MBT-7-002	Adecuacion Ctos Top 20 II 11 Lineas
MBT-7-003	Adecuaciones por solicitudes comunidad
PP-14-04	Catastro de Activos y SCADA
SE-10-004	Reposicion de equipos para subestaciones Tp s TC S reserva
SE-1-003	Remodelacion Tren Celdas 34 5 KV SE Santander
SE-20-001	Transformador de Reserva 90MVA S E PAez 230 115 KV
SE-20-002	Transformador SE Miranda Atentado Terr
SE-22-001	Modernizacion SE Norte
SE-23-001	Modernizacion SE Centro
SE-24-001	Modernizacion SE Timbio
SE-28-001	Modernizacion subestacion Cabanas fase 1
SE-31-001	Habilitacion SE Zaque
SE-32-001	Banco de transformadores monofasico 3x 50 MVA 230 115 13 8 KV
SE-32-002	Modernizacion bahias 115 kV subestacion San Bernardino

Fuente: SUI

### 3.4 Cumplimiento RETIE

Dentro del cumplimiento de las funciones de vigilancia y control establecidas por la Ley 142 de 1994, se efectuó visita en sede a la empresa Compañía Energética de Occidente S.A.S. ESP durante la semana comprendida entre el 8 al 12 de abril de 2014, con el fin de realizar una evaluación integral a las actividades desarrolladas por el prestador en cuestión.

Dentro de los principales compromisos sobre hallazgos encontrados, se encuentran:

La empresa realizaría mediciones de campo eléctrico y flujo magnético en las subestaciones que trabajen con tensiones superiores a 57.5kV que estén cercanas a edificaciones de viviendas siempre y cuando aplique este requerimiento.

Se encontró evidencia de que algunos neutros de los conductores concéntricos utilizados para las acometidas no están marcados con color blanco de acuerdo con el código de colores del RETIE.

Para la subestación Bordo y Puerto Tejada se requiere adecuar registros para inspección y diagnóstico del Sistema de Puesta a Tierra SPT.

Para el sistema de distribución de la subestación el bordo la empresa debe realizar cambio de los apoyos tipo torrecillas dado que se evidenciaron en estado de deterioro y no están sólidamente aterrizadas.

Para la subestación Japio realizar las acciones necesarias para cumplir con las distancias de seguridad de los equipos tipo patio con respecto al cerramiento.

Para la subestación Puerto tejada, realizar adecuaciones en la organización del cableado, demarcación de las distancias de seguridad en el piso, realizar actividades de control de plagas, realizar cambio de la grava del patio, y todas las adecuaciones necesarias para dejar en óptimo estado esta subestación en concordancia con las no conformidades encontradas.

La empresa maneja 3 proyectos principales: Mejora del apantallamiento a las líneas de 115kV, mejora de apantallamiento para las líneas de 34.5 kV y el top 20 de los peores circuitos donde la empresa se enfoca en mejorar la infraestructura. (Remodelación de subestaciones, Arquitectura de Red en 13.2kV y 34.5 kV, modernización tecnológica de equipos SCADA y telecontrol).

### **3.5 Accidentes de Origen Eléctrico**

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

Para el caso de Compañía Energética de Occidente S.A.S. ESP, durante el año 2014 reportó por medio del formato 19 – “*Información de Accidentes de Origen Eléctrico*” del SUI, un total de dieciocho accidentes de origen eléctrico, de los cuales:

El 100% corresponde a accidentes en personas del género masculino.

Un porcentaje del 77% del total de los accidentados se presentaron en personal con algún tipo de vinculación laboral con el prestador.

El 61% de los afectados se encuentra en el rango entre los 13 y 35 años, el porcentaje restante entre los 36 y 55 años.

El 33.3 % de los accidentes presentados causaron la muerte de las personas que entraron en contacto con algún activo energizado. De estos, el 67% corresponde a

personas ajenas a la Prestadora, el porcentaje restante es de personal con algún tipo de vinculación a la empresa.

#### 4. ASPECTOS COMERCIALES

A partir de la información reportada al SUI por parte de la Compañía Energética de Occidente S.A.S. ESP, y la información recolectada durante la visita integral realizada los días 20 al 24 de abril de 2015, se presenta en este capítulo, el comportamiento en su estructura comercial en cuanto hace referencia a: número de suscriptores, niveles de consumos, subsidios y contribuciones, calidad del servicio, entre otros aspectos relevantes.

Se presenta la mencionada información, con el objetivo de analizar la estructura de mercado que tiene la Empresa, su evolución, las zonas en que están organizados para la administración de los usuarios, el volumen de peticiones, quejas y recursos, la cuantificación y cualificación de los motivos de los mismos, entre otros.

Adicional, se busca consolidar y evaluar la información sobre la gestión de la Empresa en aspectos concernientes a la calidad, idoneidad y perfil de los empleados que atienden el área comercial, la capacitación, la tercerización, el proceso de escalamiento de las PQR y la continuidad del personal de atención ante los probables cambios de la empresa encargada del área de atención ciudadanía, así como el cumplimiento de la normatividad en cada uno de sus procesos.

#### 4.1. Estructura del mercado

##### 4.1.1 Número de usuarios clasificados por tipo de uso

Tabla 4.1.1 Relación de suscriptores CEO S.A.S E.S.P 2014

ESTRATO O ACTIVIDAD	SUSCRIPTORES 2013	SUSCRIPTORES 2014		PARTICIPACIÓN PORCENTUAL %
		SUI	E.S.P.	
Estrato 1	187.737	198.643	205.153	63,84
Estrato 2	58.061	59.361	60.026	18,68
Estrato 3	26.484	26.540	26.685	8,3
Estrato 4	8.291	8.551	8.670	2,69
Estrato 5	2.821	2.953	3.021	0,94
Estrato 6	536	545	536	0,16
<b>Total Residencial</b>	<b>283.930</b>	<b>296.593</b>	<b>304.091</b>	<b>94,61</b>
Industrial	1.596	1.629	1.628	0,5
Comercial	11.199	11.561	11.795	3,67
Oficial	3.308	3.302	3.305	1,02
Otros	506	509	509	0,15
<b>Total No Residencial</b>	<b>16.609</b>	<b>17.001</b>	<b>17.237</b>	<b>5,34</b>
<b>Gran Total</b>	<b>300.539</b>	<b>313.594</b>	<b>321.328</b>	<b>100</b>

Fuente: SUI-I formación E.S.P.

La Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P., presta el servicio de energía eléctrica en el Departamento del Cauca a 321.318 usuarios a fecha 31 de diciembre de 2014, los cuales se encuentra clasificados teniendo en cuenta el tipo de uso del servicio en residenciales, y no residenciales, presentando la mayor concentración de

usuarios en los estratos 1 y 2, con una participación del 82% en el sector residencial y para el sector no residencial, los usuarios comerciales con un 3,67%.

En general, la Empresa obtuvo un crecimiento en el número de clientes, correspondiente a un 6,46%, en relación con el reportado en el año 2013, relacionando un total de 20.789 nuevos servicios.

## 4.2. Niveles de Consumo(kw)

Tabla 4.2. Consumo por Estrato y Sector CEO S.A.S E.S.P 2014

ESTRATO O ACTIVIDAD	CONSUMO (kw) 2013	Consumo (kw) 2014	
		SUI	E.S.P.
Estrato 1	177.099.965	204.582.722	205.014.986
Estrato 2	78.017.587	79.437.531	79.357.067
Estrato 3	40.615.203	40.509.479	40.602.355
Estrato 4	14.728.893	14.980.855	14.993.823
Estrato 5	5.481.016	5.559.247	5.560.458
Estrato 6	1.297.061	1.299.515	1.300.244
<b>Total Residencial</b>	<b>317.239.725</b>	<b>346.369.379</b>	<b>346.828.933</b>
Industrial	45.256.176	50.276.524	50.276.053
Comercial	45.384.268	49.212.389	49.213.911
Oficial	25.095.839	25.741.370	25.741.058
Otros	27.363.052	29.885.398	25.885.398
<b>Total No Residencial</b>	<b>143.099.335</b>	<b>155.115.681</b>	<b>155.116.420</b>
<b>Gran Total</b>	<b>460.339.060</b>	<b>501.485.060</b>	<b>501.945.353</b>

Fuente: SUI-I formación E.S.P.

El mayor consumo demandado en energía se sitúa en los estratos 1 y 2, los cuales sumados equivalen a 284.372.053 Kwh, para el sector residencial y 155.116.420Kwh para el sector no residencial, y se refleja un aumento en sus ventas de 8,28%.

## 4.3. Aspectos Tarifarios

### 4.3.1. Costo Unitario de Prestación de Servicios – CU

El Costo Unitario de Prestación de Servicios – CU para el 2013 y 2014 de la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P., que hace parte del ADD Occidente<sup>1</sup>, se consolida en la gráfica 4.3.1.:

<sup>1</sup> ADD Occidente, creada a través de la Resolución 181347 del 27 de julio de 2010 del MME

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



Fuente: Información Publicada por la ESP

La gráfica anterior, contiene el valor de CU del 2013 y 2014, valores que fueron calculados mes a mes atendiendo lo dispuesto en la metodología vigente para los comercializadores del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en la Resolución CREG 119 de 2007, para los usuarios regulados. Los valores calculados y aplicados por la empresa indican que se presentó durante la vigencia del 2014, en términos generales, un aumento en el CU, dado que el promedio se situó en 412.77 \$/kWh y en el 2013 alcanzaba los 396,32 \$/kWh, esto es, 16.45 \$/kWh.

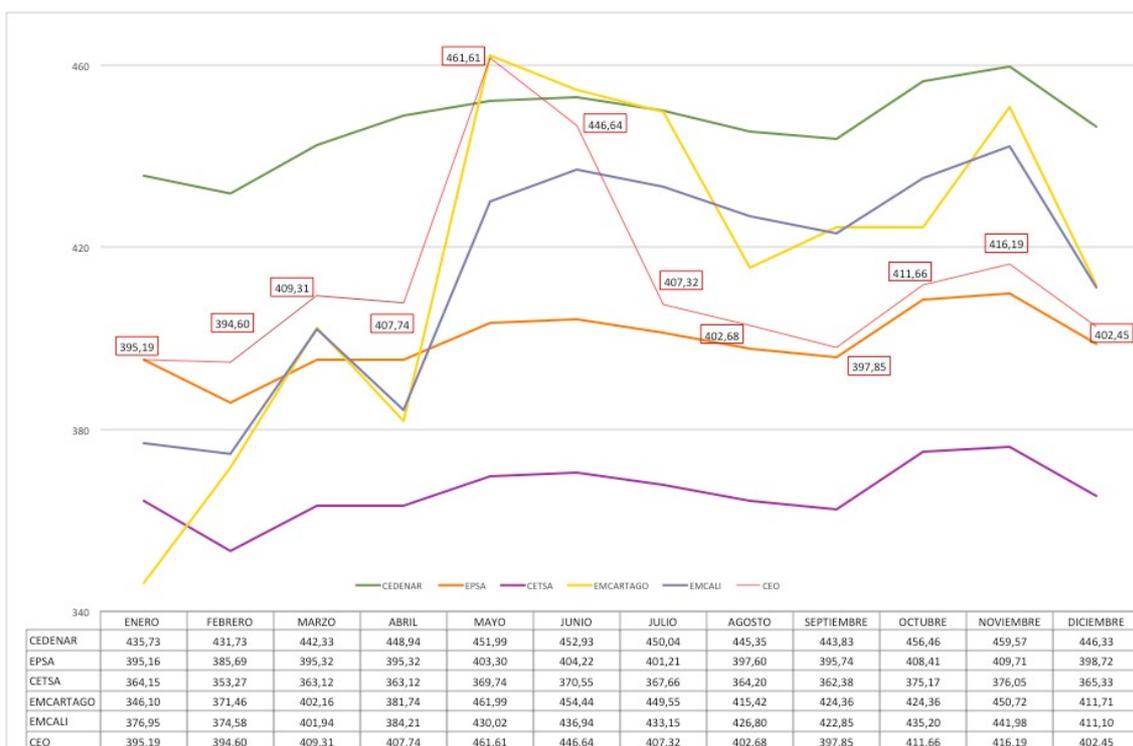
Vale la pena comentar que el CU aplicado por el prestador a sus usuarios para algunos meses de los años 2013 y 2014, obedece a la utilización de lo dispuesto en la Resolución CREG 168 de 2008, esto es, la metodología relacionada con la opción tarifaria y este CU corresponde a la tarifa de estrato 4 y de ello se derivan el cálculo de las tarifas para los otros estratos.

El valor del CU correspondiente a la opción tarifaria será objeto de análisis en el numeral relacionado con la evolución de las tarifas .

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

El valor del CU de las empresas que conforman el ADD Occidente, se detalla en la gráfica 4.3.2.

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



Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP de ADD Occidente

Los costos calculados por la empresa con base en la metodología establecida por la Resolución CREG 119 de 2007, es uno de los más altos entre las empresas que conforman esta ADD, especialmente para mayo y junio de 2014.

En el segundo semestre de 2014, el CU de la empresa se estabiliza ocupando niveles intermedios con respecto a los otros prestadores que hacen parte de esta ADD.

El CU presenta oscilaciones a lo largo del 2014, este costo se ve afectado por el precio variable de la compra de energía y en términos generales por la variación en el valor de las componentes que se ven afectadas por el Índice de Precios al Consumidor (IPC) y por el Índice de Precios al Productor (IPP).

Tal como se reseñó anteriormente, la variación más alta del CU se observó entre mayo y junio de 2014, producto del valor de los altos costos en la compra de energía, em razón a lo anterior, la administración de la Compañía opto por dar aplicación a las Resoluciones CREG 168 de 2008 modificada en términos por la Resolución CREG 057 de 2014<sup>2</sup>, con el fin de atenuar las oscilaciones tan bruscas en el CU .

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

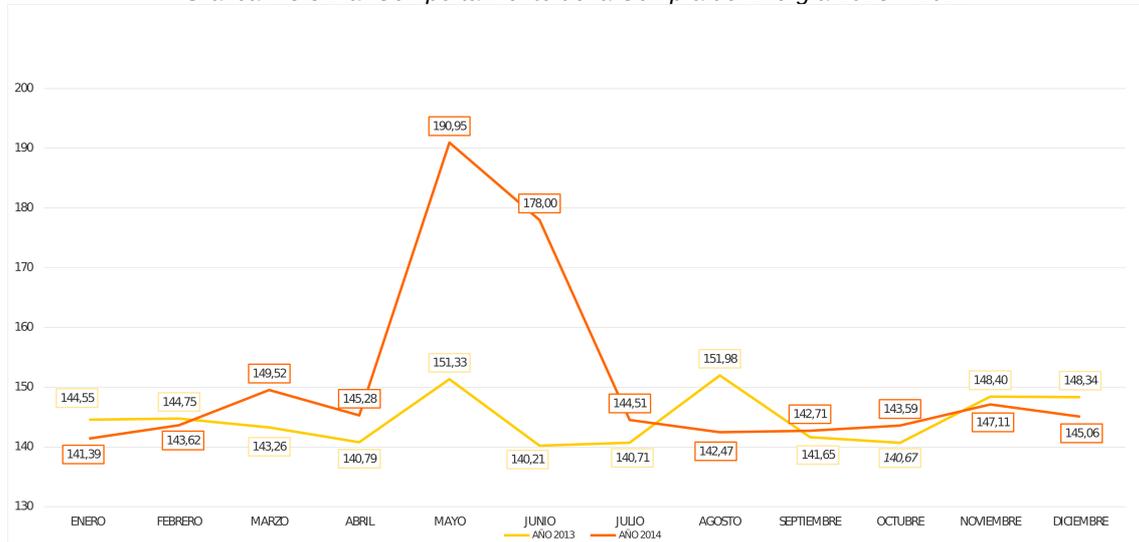
A continuación se efectúa un análisis del comportamiento de cada uno de los componentes del CU.

2 Por la cual se define un nuevo plazo para la aplicación de la opción tarifaria definida en la Resolución CREG 168 de 2008.

### 4.3.3.1 Componente Generación

Durante la vigencia del 2014, en términos generales se sigue conservando la tendencia creciente en la compra de energía, tal como se detalla en la gráfica 4.3.3.1. a.

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

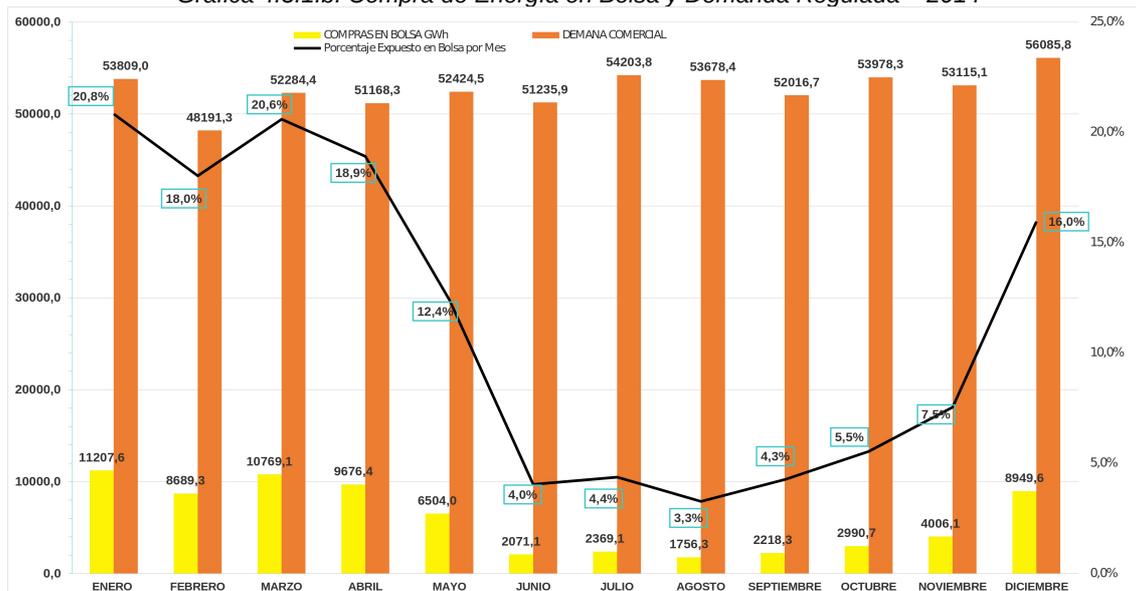


Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP

Entre mayo y junio se presentan incrementos que superan el 26,18% y 26,95%, es decir, sobrepasan los 39.62 \$/kWh y 37.79 \$/kWh respectivamente, lo cual se puede atribuir a que la empresa para estos meses no tenía cubierta totalmente la demanda de sus usuarios en el mercado del Cauca, por tanto, se vio obligada a comprar directamente en bolsa la energía para atender sus necesidades.

De conformidad con los datos extraídos del informe del AEGR, la empresa durante el 2014 presentó una demanda comercial por 632.191 MWh y lo comprado en la bolsa de energía es cercano a los 71.210 MWh, lo cual indica que la Compañía estuvo durante el 2014 expuesta en bolsa en un 11.80%. No obstante lo anterior y tal como se detalla en la gráfica siguiente la exposición en bolsa fue más alta durante los cuatro primeros meses y en diciembre del 2014. Las causas obedecen principalmente al incremento de la demanda comercial de los usuarios, el incremento de la demanda de energía hacia el Ecuador, y el alumbrado navideño, entre otras.

Gráfica 4.3.1.b. Compra de Energía en Bolsa y Demanda Regulada – 2014



Fuente: Informe AEGR

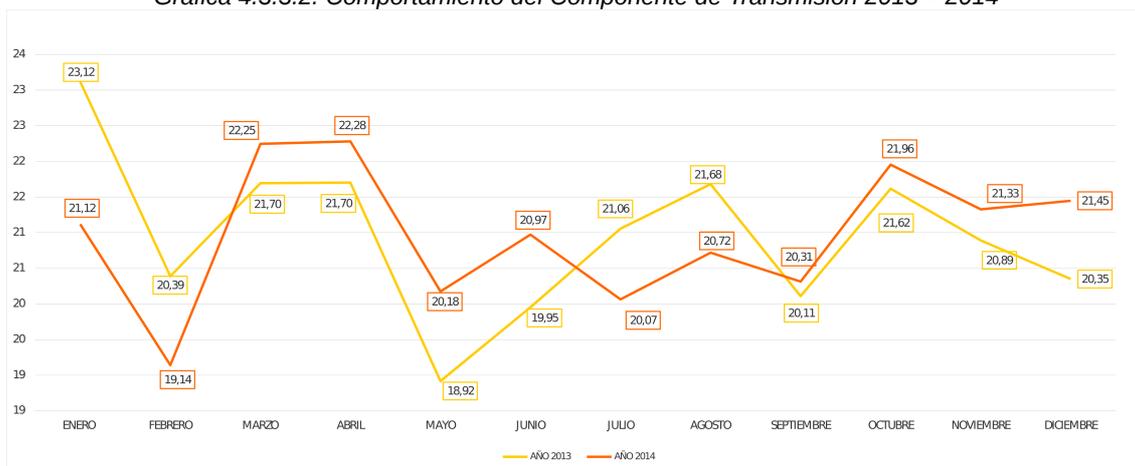
#### 4.3.3.2 Componente Transmisión

Cargo por medio del cual se reconoce el transporte de energía desde las plantas de generación hasta las redes de transmisión regional (STR). De conformidad con la Regulación vigente, este componente es calculado por Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) de conformidad con lo señalado en las Resoluciones CREG 011 de 2009 y Resolución CREG 157 de 2012, es un valor único para todos los comercializadores del SIN.

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

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

Gráfica 4.3.3.2. Comportamiento del Componente de Transmisión 2013 – 2014



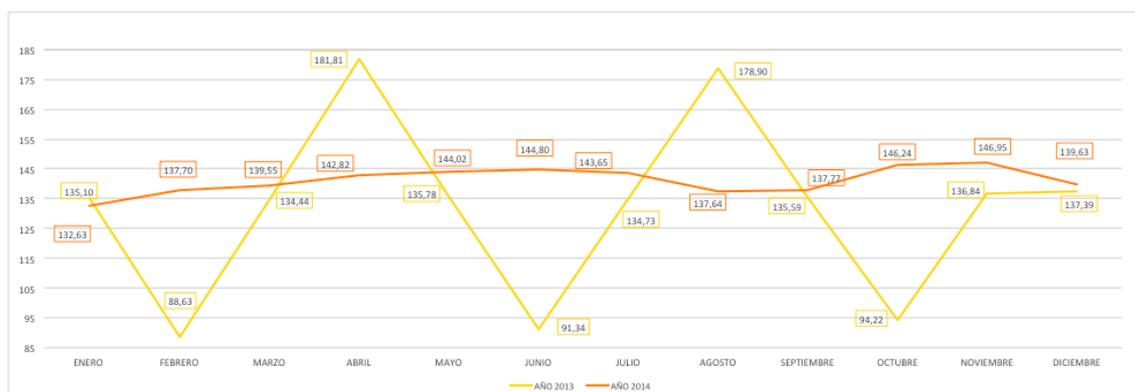
Fuente: Publicación de Tarifas de la ESP y XM S.A. E.S.P.

#### 4.3.3.3. Componente Distribución D

Cada una de las empresas que pertenecen al ADD Occidente envía al Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), el valor del componente de distribución, quien a su vez calcula mensualmente el cargo de distribución único ( $D_{tun}$ ) que deben publicar y aplicar para todos los usuarios, cargos que son aplicados acorde con el nivel de tensión de conformidad con lo establecido por las normas vigentes.

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

Gráfica 4.3.3.3. Comportamiento del Componente de Distribución 2013 – 2014



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

Tal como se reseñó en el informe del 2013, el comportamiento de este componente presentaba oscilaciones; en el periodo de análisis del 2014 se observa que el valor del mismo se estabiliza, ya no se observan cambios abruptos en el valor del mismo, situación que obedece a que el Regulador expidió hacia finales del 2013 la Resolución CREG 133 de 2013, mediante la cual ajusta el artículo 2 de la Resolución CREG 058 de 2008 y modifica la fórmula para el cálculo del  $D_{tun}$  y adiciona al artículo 4 de la

Resolución 058 de 2008, el cálculo de dos índices el  $RI_{a,n,m}$  para cada ADD y el  $RIOR_{j,a,n,m}$  para cada OR.

Es necesario indicar que el prestador informó al LAC y a la Superintendencia mediante el oficio con radicado SSPD No. 20145290602912 del 29 de octubre de 2014, que en el mes de marzo de 2014, se remitió un error en el cálculo del componente de distribución, y solicita al Liquidador y Administrador de Cuentas –LAC, le señalen el procedimiento para efectuar las devoluciones respectivas, en estas condiciones el LAC indica que llevó a cabo las liquidaciones respectivas para efectuar los ajustes atendiendo a lo preceptuado por la norma vigente.

Lo anterior, fue objeto de análisis por parte de la Dirección Técnica de Gestión de Energía, realizando las acciones pertinentes.

Cabe mencionar que mediante radicado SSPD No. 20145290214312 del 30 de abril de 2014, la empresa remitió el cálculo del Porcentaje de Administración Operación y Mantenimiento a reconocer (PAOMR), acorde con lo dispuesto en la Resolución 051 de 2010 y a la Circular 013 de 2012.

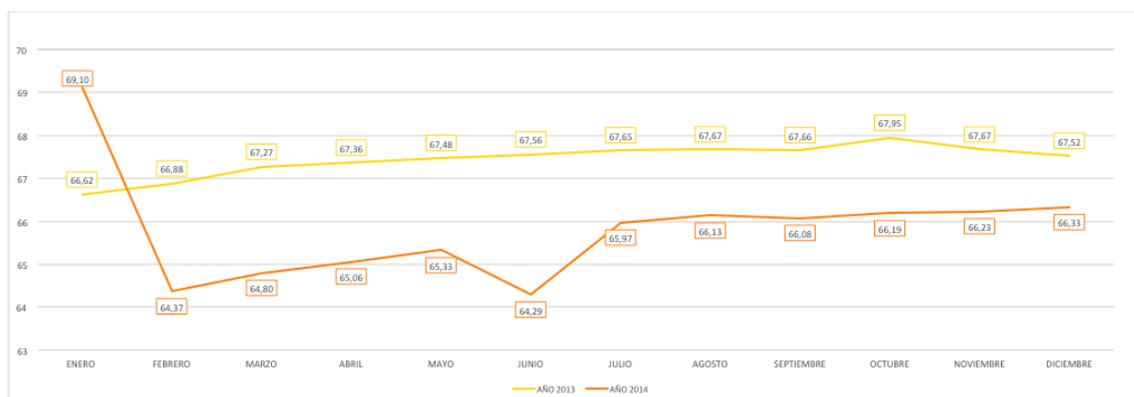
Copia de esta actualización y/o del valor fue puesto en conocimiento de los usuarios, en la publicación de las componentes y tarifas del mes de mayo de 2014, información remitida a esta Entidad, mediante oficio SSPD No. 20145290350892 del 3 de julio de 2014.

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

#### 4.3.3.4. Componente Comercialización C

La gráfica 4.3.3.4., permite observar el comportamiento del componente de comercialización del prestador de las vigencias 2013 y 2014

Gráfica 4.3.3.4. Comportamiento del Componente de Comercialización 2013 – 2014



Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP

En términos generales se observa que el valor del componente de comercialización solo en el mes de enero de 2014, supera el valor de este componente en el 2013, presentando por tanto una disminución en su promedio del 2,40% al situarse en 65,82 \$/kWh.

En julio de 2014, se llevó a cabo visita de inspección a la compañía para verificar el valor del factor del Delta Ipse, empleado para cálculo del Costo de Comercialización, en el cual se observó que el mismo no se ajusta a la regulación, por no haberse efectuado el incremento del mismo. Estas diferencias se encontraron para los cinco primeros meses del 2014, tal como se detalla en la tabla 4.3.3.4.

Tabla 4.3.3.4. Diferencias en Costo de Comercialización

<b>COSTO DE COMERCIALIZACION</b>	<b>Base</b>	<b>ene-14</b>	<b>feb-14</b>	<b>mar-14</b>	<b>al</b>
<b>Costo Comercializ.</b>	<b><math>Cv_{m,i}</math></b>	64,1008	64,3687	64,7994	6
<b>Costo Base de Comercializ.</b>	<b><math>Cf_{m,i}</math></b>	0,0000	0,0000	0,0000	
<b><math>Cm_j</math></b>	<b><math>C^*_{m,i}</math></b>	61,9294	62,2328	62,6241	6
<b>Consumo Facturado Medio</b>	<b><math>CFM_{t-1}</math></b>	118,1642	118,1642	118,1642	11
<b>Costo mes de Contribuc.</b>	<b><math>CER_{m,i}</math></b>	56.605.517	56.605.517	56.605.517	56.6

<b>delta ipse 0.06 y actualizado anual</b>					
<b>COSTO DE COMERCIALIZACION</b>	<b>Base</b>	<b>ene-14</b>	<b>feb-14</b>	<b>mar-14</b>	<b>al</b>
<b>Costo Comercializ.</b>	<b><math>Cv_{m,i}</math></b>	62,8106	63,0721	63,4947	6
<b>Costo Base de Comercializ.</b>	<b><math>Cf_{m,i}</math></b>	0,0000	0,0000	0,0000	
<b><math>Cm_j</math></b>	<b><math>C^*_{m,i}</math></b>	60,6392	60,9363	61,3194	6
<b>Consumo Facturado Medio</b>	<b><math>CFM_{t-1}</math></b>	118,1642	118,1642	118,1642	11
<b>Costo mes de Contribuc.</b>	<b><math>CER_{m,i}</math></b>	56.605.517	56.605.517	56.605.517	56.6
<b>Costos Serv. CND-ASIC</b>	<b><math>CCD_{m-1}</math></b>	26.327.717	27.965.050	26.531.615	26.7

Fuente: Cálculos efectuados en visita

Este hecho fue puesto en conocimiento de acuerdo con los procedimientos internos de a la Dirección Técnica de Gestión de Energía a través del informe de gestión presentado.

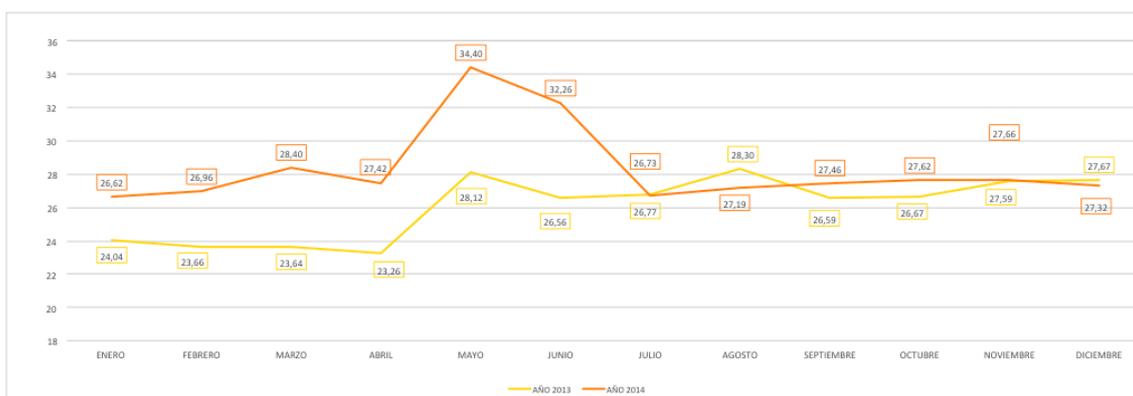
Adicionalmente, sobre este componente, la CREG expidió la Resolución CREG 180 de 2014, en la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional. La norma anterior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

#### 4.3.3.5. Componente de Pérdidas

La fórmula establecida para el componente de pérdidas es dependiente del comportamiento de las componentes de generación y transmisión, por tanto la afectación de las mismas se trasladan a este componente.

La comparación del valor en \$/kWh, de este componente, se presenta mes a mes para los años 2013 y 2014, en la gráfica 4.3.3.5.

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



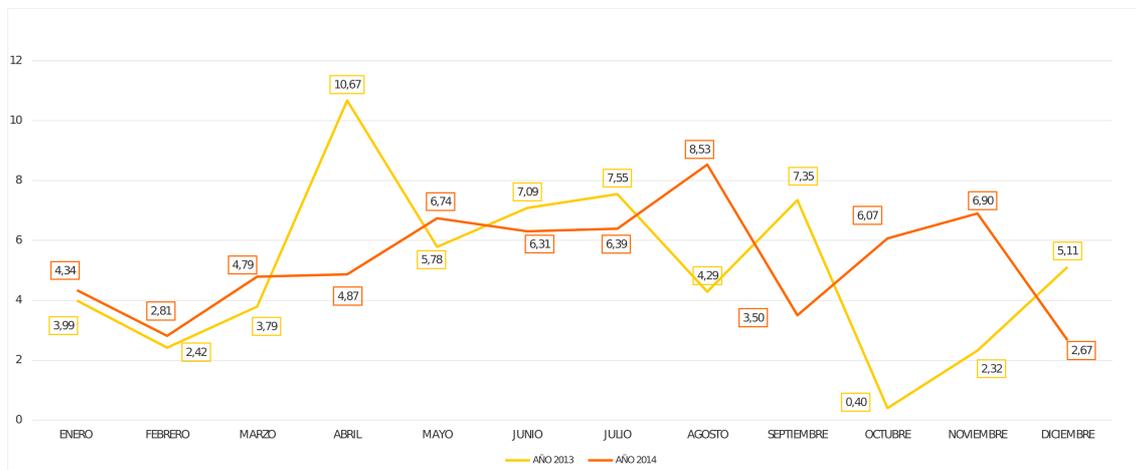
Fuente: Publicación de Tarifas de las ESP

Como era previsible, las pérdidas de la Compañía durante el 2014, presenta un incremento del 8.69%, dado que el promedio de las mismas alcanzó los 28.34 \$/kWh y en el 2013 se situaba en 26,07 \$/kWh, dada la dependencia de la compra de energía.

#### 4.3.3.6. Componente de Restricciones

La gráfica 4.3.3.6., detalla que el mayor valor cobrado a los usuarios por restricciones durante el 2014 fue para agosto, no obstante lo anterior este precio no supera los 10.67 \$/kWh cobrados en abril de 2013.

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



Fuente: Publicación de Tarifas de la ESP

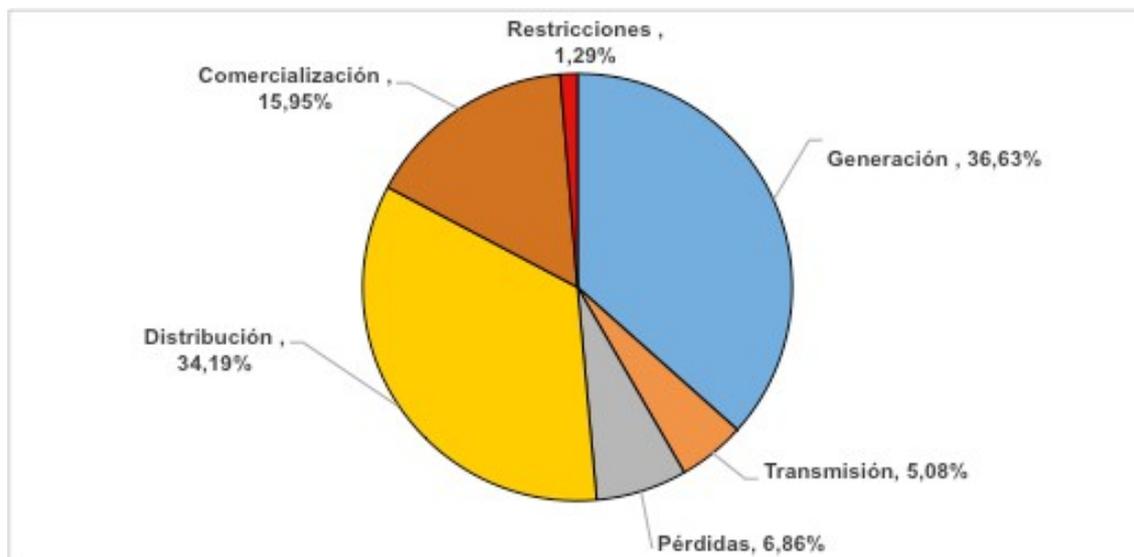
En el 2013 las restricciones alcanzaron un promedio del 5.06 \$/kWh, en los doce meses de la vigencia 2014, el promedio alcanzó un 5.65 \$/kWh, indicando que se presentó un incremento del 5.22%.

El valor total de las restricciones pagadas por el prestador alcanzó los \$2.748 millones y fue superior en \$314 millones, presentando un incremento de 13%; como razón del incremento de los mismos es el precio en bolsa de la energía lo cual hace que mucha de la energía generada entre en mérito.

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

La gráfica 4.3.9., contiene la participación promedio por componente dentro del CU aplicado mes a mes, para el servicio de energía eléctrica de la compañía durante el 2014.

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



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

El peso de los componentes de generación y de distribución dentro del CU promedio del 2014 (412.76 \$/kWh), tienen un peso del 67,82%.

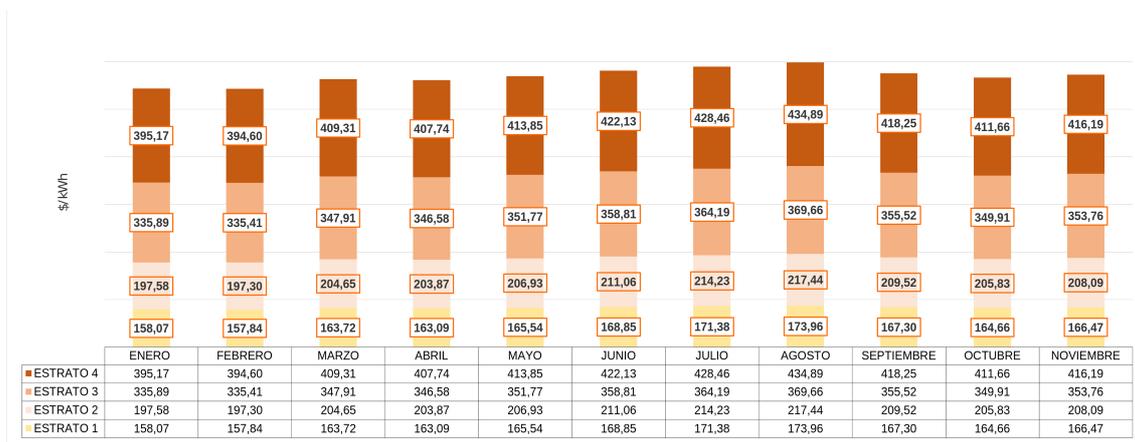
#### Evolución de las Tarifas del año 2014

Para el año 2014, la empresa se acogió a lo establecido en la Resolución CREG 168 de 2008, ampliada en términos por la Resolución CREG 057 de 2014, determinación basada en el comportamiento del componente de generación, específicamente por los precios de la bolsa.

Acorde con lo determinado por la Regulación, la empresa informa a la Superintendencia de Servicios Públicos, el porcentaje de variación (PV), aplicado durante los meses de mayo, junio, julio y agosto de 2014, tal como lo dispone la Resolución CREG 168 de 2008, la empresa aplicó en el nivel de tensión 1 del mercado del Cauca esta opción a partir del CU.

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

Gráfica 4.3.5. Tarifas por Estratos 2014



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

La finalidad de aplicación por parte de la Compañía de la opción tarifaria, permite que al usuario las tarifas del prestador se muestren de una manera estable dado que si la empresa hubiera aplicado el CU calculado con la Resolución CREG 119 de 2007, hubieran percibido un incremento en la tarifa al pasar de 407.74 \$/kWh a 461.61 \$/kWh y al aplicar la tarifa de 413.85 \$/kWh, percibió un incremento de 6.11 \$/kWh

En términos generales, se observa un crecimiento de la tarifa del estrato 4 entre los meses de enero y diciembre de 1.84%.

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

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

#### 4.4. Subsidios aplicados durante el 2014

En la tabla a continuación se presenta un comparativo entre los subsidios otorgados y contribuciones recaudadas por el prestador para los años 2013 y 2014, de acuerdo con la información reportada al SUI por el prestador y la recolectada en la visita integral.

Tabla 4.4.1 Subsidios aplicados 2014

ESTRATO O ACTIVIDAD	SUBSIDIOS Vs. CONTRIBUCIONES		
	AÑO 2013	SUI- AÑO 2014	E.S.P.- AÑO 2014
Estrato 1	35.627.189.503	42.966.417.777	46.312.757.469
Estrato 2	12.348.842.599	13.201.064.047	13.338.077.891
Estrato 3	1.817.045.867	1.850.529.834	1.941.536.155
<b>Total Subsidios</b>	<b>49.793.077.969</b>	<b>58.018.011.658</b>	<b>61.592.371.515</b>
Estrato 4	527.610	-94.776	N/A
Estrato 5	400.338.786	454.905.273	427.847.935
Estrato 6	94.833.829	106.156.272	109.629.007
Industrial	1.624.799.928	1.454.073.670	1.740.684.688
Comercial	3.288.418.421	3.763.052.315	3.823.344.590
Oficial	34.536.615	-4.540.053	N/A
Otros	1.598.129	-24.068	523.147.284
<b>Total Contribución</b>	<b>5.445.053.318</b>	<b>5.773.528.633</b>	<b>6.669.653.504</b>
<b>Déficit</b>	<b>-44.348.024.651</b>	<b>-52.244.483.025</b>	<b>-54.922.718.011</b>

Fuente: SUI-I formación E.S.P.

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.

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.

Sin embargo, de la información cargada al SUI y la suministrada por la empresa para el año 2014, se logra apreciar una diferencia de \$ 3.574.359.857 en subsidios y de \$ 372.977.587 en contribuciones.

#### 4.5. Facturación

Tabla 4.5.1. Valor de facturación por estrato o uso CEO S.A.S. E.S.P 2014

ESTRATO O ACTIVIDAD	VALOR FACTURACIÓN (\$) 2013	VALOR FACTURACIÓN (\$) 2014	
		SUI	E.S.P.
Estrato 1	63.877.291.936	83.204.175.883	84.798.860.110
Estrato 2	29.791.618.033	33.741.414.743	32.790.019.934
Estrato 3	15.364.575.569	17.629.766.496	16.769.769.370
Estrato 4	5.378.275.909	6.693.776.356	6.167.097.542
Estrato 5	2.068.882.610	2.460.074.944	2.289.405.327
Estrato 6	502.901.614	568.913.447	536.874.974
<b>Total Residencial</b>	<b>116.983.545.671</b>	<b>144.298.121.869</b>	<b>143.352.027.257</b>
Industrial	13.454.534.099	16.842.982.512	15.820.559.943
Comercial	16.937.311.281	20.390.649.755	19.626.920.019
Oficial	9.119.274.157	9.957.955.666	9.917.966.333
Otros	9.219.611.544	11.235.558.286	9.289.143.400
<b>Total No Residencial</b>	<b>48.731.331.081</b>	<b>58.427.146.219</b>	<b>54.654.589.695</b>
<b>Gran Total</b>	<b>165.714.876.752</b>	<b>202.725.268.088</b>	<b>198.006.616.952</b>

Del reporte observamos que mayor valor facturado corresponde a los estratos 1 y 2, \$117.588.880.044 y en el estrato 3, \$16.769.769.370 en el sector residencial; así como para el sector no residencial el mayor valor facturado se da en el uso comercial con \$19.626.920.019.

#### 4.6. Cartera

La Compañía Energética de Occidente durante la visita integral presento un reporte de cartera para el año 2014 así:

ESTRATO O ACTIVIDAD	CARTERA (\$) 2014
Estrato 1	53.576.296.861
Estrato 2	12.730632.659
Estrato 3	2.129.628.256
Estrato 4	627.169.919
Estrato 5	245.295.902
Estrato 6	25.386.752
<b>Total Residencial</b>	<b>69.334.410.349</b>
Industrial	9.655.847.123
Comercial	5.371.249.344
Oficial	10.758.749.994
Otros	22.113.426.865
<b>Total No Residencial</b>	<b>47.899.273.327</b>
<b>Gran Total</b>	<b>117.233.683.676</b>

Fuente: formación E.S.P.

De la tabla anterior se observa que la cartera más alta se presenta en el sector residencial en el estrato 1 y en el sector de Alumbrado Público y Oficial. Reporta un monto financiado de \$ 24.784.742.766, con el mismo comportamiento.

Como quiera que la compañía presento a diciembre de 2014 una cartera por valor total de \$117.233.683.676, la empresa viene realizando la labor de cobro Jurídico por medio de un abogado interno vinculado a través de la Firma GEYSO S.A., y presenta un reporte de procesos para el año 2014 de 14, con un saldo de \$ 70.537.201, y un recaudo a corte 31 de diciembre de 2014 de \$ 9.325.461. Información detallada en CD adjunto.

De tal manera que la compañía tiene en gestión de cobro o cartera vencida el 59,20% del total facturado en el año 2014; sin embargo se percibe falta de gestión en la recuperación de la misma, teniendo en cuenta que solo dispone de un profesional para adelantar los procesos de cobro jurídico.

#### **4.7 Análisis De Contenido De La Factura**

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

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

Teniendo en cuenta los aspectos del contenido de la factura valorados, se detectó que la factura carece de la información sobre el consumo base de subsistencia, que viene a ser la base de aplicación de subsidios, información con la cual el usuario puede verificar si el subsidio aplicado corresponde al que estipula la ley para su estrato.

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

De igual manera la empresa realizo el aporte del listado detallado de los Hogares de Bienestar registrados en el sistema comercial de la compañía, encontrando que el 100% de ellos están registrados y clasificados como estrato 1.

En cuanto a las tarifas aplicadas para cada periodo, la compañía realizó la publicación para cada uno de los meses del año 2014 exhibiendo en la cartelera de cada oficina comercial una lista de precios, así como a través de la publicación por prensa.

#### 4.8 Atención Comercial

Según lo expresado por la Empresa Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P., dentro de las políticas de atención al público, se busca mejorar de manera progresiva la atención comercial en oficinas, ubicándolas en sitios estratégicos para lograr una mayor cobertura de usuarios, mejor percepción de agradabilidad por parte de los visitantes y suficiente información ilustrativa.

La compañía cuenta con varios canales dispuestos para la atención de los Clientes:

Oficinas de Atención  
Operativa Móvil de Asesoría al Cliente.  
Call Center  
Canales Virtuales de Atención.

##### 4.8.1. Distribución de zonas de prestación del servicio y centros de atención

La red de atención se encuentra estructurada por tres zonas lo que geográficamente garantiza el acceso a la compañía por parte de los usuarios, de igual manera la empresa ha implementado la Atención itinerante para lugares de difícil acceso.

ATENCIÓN ITINERANTE	
Sucre	Dos sábados al mes
Santa Rosa	Una vez al mes
Corregimiento Siberia	Cuatro veces al mes
Corregimiento Tacueyo	Una vez al mes

ZONA SUR	ZONA CENTRO	ZONA NORTE
Oficinas Comerciales	Oficinas Comerciales	Oficinas Comerciales
ALMAGUER	CAJIBO	BUENOS AIRES
ARGELIA	INZA	CALDONO
BALBOA	JAMBALO	CALOTO
BOLÍVAR	MORALES	CORINTO
FLORENCIA	PAEZ- BELCAZAR	GUACHENE
LA SIERRA	PIENDAMO	MIRANDA
LA VEGA	PURACE	PADILLA
MERCADERES	SILVIA	PUERTO TEJADA
ROSAS	SOTARA	SANTANDER
SAN SEBASTIAN	EL TAMBO	SUÁREZ
S.J. DE VILLALOBOS	TIMBIO	TIMBA
EL BORDO	TOTORO	TORIBIO
	POPAYÁN	VILLARICA

Varias de las oficinas relacionadas fueron reubicadas y remodeladas para ofrecer mayor comodidad a los usuarios.

A la fecha la Compañía Energética de Occidente cuenta con 38 oficinas comerciales totalmente remodeladas, tres de ellas con equipos de digiturno y con 21 cabinas telefónicas instaladas en los diferentes municipios del Cauca, que fortalecen los canales de atención y solución de quejas, peticiones y reclamos.

Asimismo, la Empresa en su gestión comercial de atención al usuario viene incorporando el acceso a medios electrónicos acorde con el avance de la tecnología y la informática y de fácil acceso al público en general.

Se solicitó información respecto de los tiempos de espera y atención en las oficinas encontrando para el año 2014, solo las oficinas de El Bordo, Popayán y Santander de Quilichao, cuentan con digiturno y en estas se determinó el siguiente comportamiento:

Mes	Tiempo Atención 2014	Meta Mensual	Tiempo Atención Gestion Año 2014	Meta Gestion Año	Meta Anual
<b>ene-14</b>	18:26	27:09	18:26	27:09	21:41
<b>feb-14</b>	12:36	22:07	16:16	24:38	21:41
<b>mar-14</b>	18:09	24:55	16:53	24:44	21:41
<b>abr-14</b>	16:37	26:46	16:38	25:14	21:41
<b>may-14</b>	13:55	26:46	16:38	25:33	21:41
<b>jun-14</b>	18:00	19:04	17:32	24:28	21:41
<b>jul-14</b>	15:54	21:10	17:18	23:59	21:41
<b>ago-14</b>	18:43	20:08	18:43	23:31	21:41
<b>sep-14</b>	18:12	19:01	18:27	23:01	21:41
<b>oct-14</b>	13:09	19:26	16:41	22:39	21:41
<b>nov-14</b>	16:23	18:33	16:37	22:17	21:41
<b>dic-14</b>	11:59	15:10	15:41	21:41	21:41

La tabla anterior nos muestra que el pico más alto en tiempos de atención se presentó en el mes de Agosto de 2014 con 18:43 minutos, alcanzando un tiempo promedio de 16 minutos y que el mismo está por debajo de la meta establecida para el mes y el año mismo.

En cuanto a la calidad de la atención, se verifico durante la jornada en la oficina comercial de Popayán, así como de la información suministrada al usuario, encontrando en los agentes una gran disposición y aptitud de servicio, no obstante se alcanza a percibir falta de conocimientos en cuanto a normas y legalidad; de igual manera el suministro limitado de información al usuario en aras de garantizar sus derechos, dando prevalencia a una política empresarial, por lo cual se manifestó al responsable del área la necesidad de fortalecer estos aspectos. Al respecto manifiesta la empresa haber realizado jornadas de capacitación en diferentes temáticas.

Hoy, un cliente del servicio de energía es atendido en un promedio de 16 minutos en las oficinas comerciales, atención ágil y oportuna que sumado a la comodidad de estos centros de atención al cliente, garantizan una respuesta oportuna y cómoda para los usuarios.

La garantía de un servicio oportuno y con calidad, le permitieron a la Compañía Energética de Occidente la reconquista de 44 clientes industriales, con una venta de

energía de 27GWh/año, un logro que destaca la confianza de los clientes industriales y los beneficios de precios competitivos.

#### **4.9. Contrato de condiciones uniformes**

Con el fin de regular las relaciones jurídicas (derechos, deberes y obligaciones) entre las personas que ofrecen servicios públicos domiciliarios y sus usuarios, la Ley 142 de 1994 configuró un tipo de contrato denominado de servicios públicos, también llamado de condiciones uniformes, cuyas estipulaciones se encuentran previamente definidas por el prestador del servicio.

El artículo 128 de la Ley 142 de 1994, dispone, en relación con el contrato de servicios públicos o de condiciones uniformes, lo siguiente:

“ARTÍCULO 128. CONTRATO DE SERVICIOS PÚBLICOS. Es un contrato uniforme, consensual, en virtud del cual una empresa de servicios públicos los presta a un usuario a cambio de un precio en dinero, de acuerdo a estipulaciones que han sido definidas por ella para ofrecerlas a muchos usuarios no determinados.

Hacen parte del contrato no solo sus estipulaciones escritas, sino todas las que la empresa aplica de manera uniforme en la prestación del servicio.

La compañía energética de occidente cuenta efectivamente con las condiciones uniformes bajo las cuales realiza la prestación del servicio, mismo que fue objeto de modificación en el mes de octubre de 2014, cumpliendo la compañía con el deber de publicación a través de la edición de esta fecha del diario “El Nuevo Liberal”.

Mediante esta publicación la empresa pone en conocimiento las diferentes cláusulas que fueron objeto de modificación, y de la cuales vale la pena destacar la referente a las desviaciones significativas, por cuanto se establecen los porcentajes tomando como base unos rangos de consumos quedando para el nivel de consumo más bajo el 700%.

Otras modificaciones aplicadas son las referentes a partes del contrato, temas de suspensión, presentación y forma de notificación de recursos entre otros.

Respecto a la disponibilidad de ejemplares del contrato para responder a solicitudes por parte de los usuarios, se evidencio que la compañía muy a pesar de haber implementado el nuevo contrato en octubre del 2014, a la fecha no ha definido la imagen de presentación del mismo, por lo cual no cuenta con ejemplares impresos y solo a solicitud del usuario procedería a imprimir del sistema el mismo.

#### **4.10. Estratificación**

La estratificación socioeconómica es el instrumento técnico que permite clasificar la población de los municipios y distritos del país, a través de las viviendas y su entorno, en estratos o grupos socioeconómicos diferentes.

Se realiza principalmente para cobrar los servicios públicos domiciliarios con tarifas diferenciales por estrato, y para asignar subsidios y cobrar contribuciones. De esta manera, quienes tienen más capacidad económica pagan más por los servicios públicos y contribuyen para que los estratos bajos puedan pagar sus tarifas.

Se fundamenta entre otros principios constitucionales, en los de solidaridad y en la redistribución de ingresos.

En materia de estratificación encontramos que la oficina de planeación municipal viene implementando un nuevo esquema en el cual ha clasificado como estrato tres (3), veredas y barrios que estaban registrados como estrato uno (1) y (2), hecho que ha generado gran inconformismo en la población por encontrarse afectados económicamente en la aplicación del subsidio y por ende el valor a pagar en la factura.

De igual manera se ha establecido un valor de \$28.000 para la emisión de la certificación de estratificación por parte del ente, documento necesario para adelantar cualquier trámite al respecto ante la empresa.

#### 4.11. Peticiones, Quejas y Reclamos.

A continuación se muestra la gestión de peticiones quejas y reclamos, PQR, recibidas en los centros de servicio, durante el año 2014 extraído de los diferentes sistemas de gestión con los que cuenta la compañía:

Tabla 4.11.1. Causales Reclamos CEO S.A.S. E.S.P 2014

<b>RECLAMOS</b>	
<b>CAUSAL</b>	<b>CANTIDAD</b>
Aforo	16
<b>Alto Consumo</b>	<b>3713</b>
<b>Alto Consumo Con Desviación</b>	<b>1851</b>
<b>Alto Consumo Sin Desviación</b>	<b>3822</b>
Cambio de Medidor o Equipo de Medida	142
Cobro Múltiple	518
o ros e Otros Bienes o Servicios en la Factura	51
<b>Cobros de Otros Cargos de la Empresa</b>	<b>3610</b>
Cobros Inoportunos	308
<b>o ros or Pro e io servaci n e ectura</b>	<b>2227</b>
Cobros por Promedio Sin Medición	668
<b>Cobros por Servicios No Prestados</b>	<b>1085</b>
Dirección Incorrecta	1
Error de Lectura	759
Estrato	25
Exito	12
Medidor o Cuenta Cruzada	39
Otras Inconformidades	263
Pago Sin Abono a Cuenta	50
Por Sus ensi n, orte, Reconexi n y Reinstalaci n	260
<b>Proceso Administrativo</b>	<b>2029</b>
Propiedad de Activos Tarifa	1
<b>Relacionada con Cobros por Promedio</b>	<b>2085</b>
Solidaridad	26
Subsidio y Contribución	25
Tarifa Cobrada	117
Tasas e Impuestos	129
er inaci n e ontrato (Inconf. or Ne aci n a esta Solicitu )	19
<b>TOTAL RECLAMOS</b>	<b>23751</b>

Fuente: formación E.S.P.

Tabla 4.11.2.. Causales Peticiones CEO S.A.S. E.S.P 2014

<b>PETICIONES</b>	
<b>CAUSAL</b>	<b>CANTIDAD</b>
Adición de Cliente	129
<b>Atención Proceso Admón</b>	<b>3750</b>
Cambio Condiciones Facturación	592
Cambio de Capacidad Contratada	222
Cambio de Condiciones	20
Cambio de Datos Contrato	878
Cambio de Dirección a Producto	996
Cambio de Fecha de Conexión/ Desconexión	33
Cambio de Fechas de Provisionalidad	7
Cesión de Derechos	2992
Cobros Otros Ingresos	12
Consulta Titulares de Datos	14
Daño de Medidor y/o Acometida(SAC)	3223
Estudio De Factibilidad Del Servicio(Prov)	446
Financiación de Deuda	7225
Impresión de Pago Anticipado	1531
<b>Impresión Pago Parcial</b>	<b>102608</b>
Información Campañas	844
Información de Financiación	820
Información Denuncia por anomalías de terceros y propias	614
<b>Información General</b>	<b>50411</b>
Inspección del Servicio(SAC)	246
<b>Inst/ cambio Medidor(SAC)</b>	<b>4959</b>
Instalación De Protecciones Y Otros Elementos	248
Instalación O Cambio De Transformador	1867
Instalación O Cambio Postes	1240
Mantenimiento Varios	556
Mantenimientos Programados	85
Modificación Datos de Cliente	880
Negociación/ Transacción ECDF	1543
Notificación Respuesta ECDF	3196
Nuevas Conexiones	244
Recepción Descargos/ Recursos ECDF	2074
Reinstalación	16
Retiro de Producto	1031
Reubicación Medidor (Sac)	2472
Reubicación O Retiro De Estructura	920
Revisión de Diseños(Provision)	35
Revisión de Obras(Provision)	10
Revisión De Red	697
Revisión Suministro/ Medidor(SAC)	1866
<b>Solicitud de Estado de Cuenta</b>	<b>171491</b>
Solicitud de Reconexión	1613
Solicitud Desistimiento RAYCO	17
<b>Solicitud Duplicado</b>	<b>5037</b>
Solicitud Expediente ECDF	11
Solicitud Información RAYCO	8
Solicitud Paz y Salvo	79
Suspensión Mejoramiento Red	6
Suspensión Voluntaria	243
Tala Y Podas De Arboles	650
Traslado de Diferidos	3044
Venta	4597
<b>TOTAL PETICIONES</b>	<b>388343</b>

Fuente: formación E.S.P

Tabla 41.23 Causales Quejas CEO S.A.S. E.S.P 2014

<b>QUEJAS</b>	
<b>CAUSAL</b>	<b>CANTIDAD</b>
<b>Calidad del Servicio</b>	<b>35616</b>
Entrega y Oportunidad de la Factura	420
<b>Falla en la Prestación del Servicio</b>	<b>140458</b>
Inconformidad Atención Funcionario	72
Inconformidad por Conexión	25
Mantenimiento No Ejecutado o Cumplido	30
Normalización del Servicio	440
Revisión a las Instalaciones, e i or el uscri tor	50
<b>Condiciones de seguridad o riesgo</b>	<b>7813</b>
<b>TOTAL QUEJAS</b>	<b>184924</b>

Fuente :formación E.S.P.

De la Tabla anterior, se observa que un 40% de las reclamaciones de la Empresa tienen como causa "Alto consumo" Por otra parte, son representativos los conceptos de "Cobros de Otros Cargos de la Empresa", "Cobros por Promedio Observación de Lectura" y "Proceso Administrativo", la empresa manifiesta que las razones más relevantes por la cual los clientes estiman el consumo es por orden público, zonas en conflicto armado, Limitación de accesos a sectores gobernados por grupos al margen de la ley, Resistencia de clientes ante la instalación de equipo de medida, clientes que retiran el medidor instalado y Medidores dentro de predios con llaves.

De igual manera los temas de calidad del servicio y falla en la prestación del servicio, ya que dentro de eta causa quedan registrados todos los reportes por interrupciones y de manera individual o por usuario.

Ahora bien en cuanto al tema de cambio de medidores y el cobro del mismo, se logró detectar falencias dentro del procedimiento adelantado por la empresa, con el cual puede resultar vulnerado el derecho al debido proceso que le asiste al usuario, motivo por el cual se realizó el requerimiento de cinco (5) expedientes donde se pudiera observar tal agotamiento, encontrando que estos no cuentan con la notificación al usuario del resultado de laboratorio y la concesión del plazo estipulado por ley para su replazo.

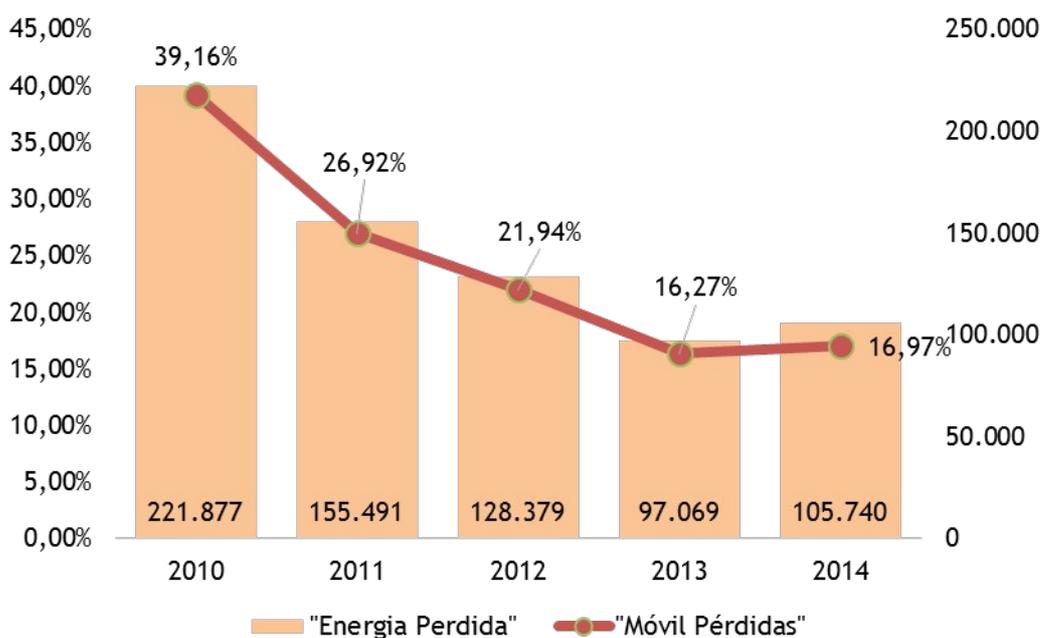
#### **4.12. Índice de Pérdidas**

La Compañía Energética de Occidente ha orientado sus esfuerzos en la viabilidad empresarial, a través del control de pérdidas de energía. Desde el inicio de operaciones, la Compañía ha logrado reducir el índice de pérdidas de energía en un sin embargo se reporta que para el año 2013 se tuvo un 16,27%, pasando a un 16,97% a corte de diciembre de 2014.

Se complementan los esfuerzos con la optimización del servicio de energía, y la búsqueda de brindar la garantía de un servicio seguro, eficiente y con calidad, a través de la modernización y construcción de redes que benefician a los usuarios del servicio de energía en el Cauca.

Indicador	2010	2011	2012	2013	2014
Móvil de Pérdidas	39,16%	26,92%	21,94%	16,27%	16,97%
Energía Pérdida	221877	155491	128379	97069	105740

## Evolución de Pérdidas de Energía



### 4.13. Proceso de Recuperación de Consumos

Durante la visita Integral realizada a la Empresa Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P., se pudo realizar una jornada en la cual hubo contacto con los diferentes usuarios que acudieron a la oficina comercial teniendo como motivo de la visita su inconformidad con la facturación por procesos de recuperación de consumo por no haberse agotado el proceso en debida forma. Teniendo en cuenta lo anterior se requirió al responsable del área el suministro de seis (6) expedientes con el propósito de determinar si los procesos fueron agotados en debida forma.

Expediente de OMAR ROJAS producto 652559680

Expediente de SOLIS CLODOMIRO Y/O JAIME MUÑOZ producto 649051045.

Expediente de DIEGO E. QUIRA Y/O JESUS IVAN ROSADA LARA producto 581813336.

Expediente de RUIZ RICARDINA Y/O ELISA MONROY RUIZ producto 295193725.

Expediente de SIGIFREDO ANGEL GEMBUEL producto 529360005.

Expediente de ALEXANDER LOPEZ MAYA producto 564660909.

Del análisis minucioso de la documentación aportada por la empresa Compañía Energética De Occidente, CEO S.A.S E.S.P., se evidencio que la misma viola el derecho al debido proceso que le asiste a los usuarios en cuanto:

A. Del Levantamiento del acta:

El proceso de recuperación de consumo se inicia a partir del levantamiento del acta y la recopilación de material probatorio en terreno, sin embargo se observa que las actas fueron levantadas con falencias en su diligenciamiento, con motivaciones injustificadas, carentes de firma de los usuarios, entre otros.

B. Del procedimiento para la recuperación de la energía consumida dejada de facturar:

Del análisis del procedimiento agotado por la prestataria, se evidencio que muy a pesar de haberse emitido el documento de Pliego de cargos, el Boucher de envío no reporta el recibido por persona alguna, de igual manera no registra causal de no entrega.

Aunado a lo anterior se evidencia que la empresa no agota a cabalidad el proceso descrito en las condiciones uniformes, por cuanto no existe dentro del expediente aportado registros del periodo probatorio mediante auto de apertura de pruebas debidamente notificado por estado o correo certificado.

Es importante precisar que la empresa solo puede recuperar consumos dejados de facturar para un periodo de cinco (5) meses, sin embargo muy a pesar de haber transcurrido más de los cinco meses la empresa da inicio a los procesos a sabiendas de que ya ha perdido el derecho a su cobro.

## 5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

INDICADORES DE GESTIÓN	Referente 2014	Resultado	Observación
Margen Operacional	21%	7%	No Cumple
Cobertura de Intereses- Veces	20	4	No Cumple
Rotación Cuentas por Cobrar- Días	56	145	No Cumple
Rotación Cuentas por Pagar- Días	26	36	No Cumple
Razon Corriente- Veces	1,50	1,69	Cumple

La empresa no cumple con cuatros 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 el margen operacional y la rotación de cuentas por cobrar los más complicados, al presentar una diferencia de 14% y de 89 días con relación al referente del mercado.

## **6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **Financieras**

La evaluación integral se realiza, con base en la información del plan contable Servicio de energía sistema interconectado nacional (SIN) reporte anual, para poder ser comparado con el año 2013

La pérdida operacional de la compañía, \$940 millones, se encuentra atada al mayor incremento de los costos sobre los ingresos operacionales; de los costos los aumentos relacionados con el personal, mayor valor de \$14.151 millones y la compra de energía en bolsa aumento de \$8.890 millones, presentan los ascensos más significativos.

La empresa presenta pérdida neta del ejercicio \$9.372 millones, en buena parte relacionada con el aumento de los otros gastos, especialmente los ajustes de ejercicios anteriores, que pasaron de \$4.762 millones en el 2013 a \$17.638 millones en el 2014

Una deficiencia que muestra la compañía es el recaudo de cartera, evidenciado por la alta rotación de cuentas por cobrar.

El auditor en su informe de viabilidad financiera concluye:

(...)

“nada ha llamado nuestra atención que nos indiquen que existen riesgos que puedan comprometer la viabilidad financiera de la Compañía. Lo anterior considerando que no se presenten cambios desfavorables en las variables macroeconómicas del país y/o en las condiciones comerciales de Compañía Energética de Occidente SAS ESP”

### **Comerciales**

De la visita realizada a la Compañía Energética De Occidente S.A. E.S.P., encontramos una compañía que trabaja por prestar un servicio con calidad, viene implementando campañas de normalización del servicio asumiendo los costos de los equipos de medida como estrategia para minimizar el índice de pérdidas. La expansión del servicio ha permitido llevar la energía a muchas localidades brindando calidad de vida a sus habitantes.

Las campañas de sensibilización y socialización de los temas del servicio de energía han permitido concientizar a los usuarios en lo referente al uso racional del servicio, los beneficios ambientales, y la necesidad de pagar el servicio oportunamente para mantener la continuidad del mismo con calidad.

Las oficinas comerciales cuentan con la infraestructura tecnológica necesaria para la adecuada atención y brindar a los usuarios unas condiciones agradables para la espera de la misma. En la visita integral realizada el año anterior, se evidenció que algunas oficinas estaban ubicadas en inmuebles que no contaban con la estructura física adecuadas, su infraestructura estaba deteriorada, no mantenían una imagen corporativa ni en fachada ni en el interior, el mobiliario no brindaba comodidad al usuario, no se observó la disposición para la atención prioritaria, desde el acceso al recinto hasta el interior del mismo; y en la visita informada encontramos que la

empresa realizó la gestión tendiente al cambio y mejora de las oficinas de atención que lo requerían.

En cuanto al grado de conocimiento de los funcionarios dispuestos para la atención al usuario, encontramos que sus conocimientos siguen siendo deficientes, ya que en su mayoría desconocen información básica sobre la compañía que representan, temas normativos sobre los cuales se desarrolla la labor que ejercen diariamente. No se evidencia en los agentes de atención la labor de una debida orientación al usuario en pro de garantizar sus derechos, por lo que es necesario reforzar en ellos la obligatoriedad de suministrar la información legal de cada uno de los trámites solicitados por los usuarios, así como los formatos adecuados para ello.

En lo referente a los tiempos de atención encontramos que solo en tres (3) oficinas principales se maneja digiturno, el cual arroja los tiempos de espera y de atención, las otras oficinas no cuentan con esta herramienta sin embargo la afluencia es manejable.

Otro aspecto a verificar fue los avisos por interrupción del servicio en forma oportuna, encontrando que la empresa pone en conocimiento de los usuarios las programaciones de interrupciones utilizando los medios de comunicación de prensa escrita, radio, pagina web y la línea de atención.

La Compañía Energética De Occidente S.A. E.S.P., en conjunto es una empresa que está encaminada a satisfacer a los diferentes mercados con un servicio de alta calidad, todas las acciones y estrategias implementadas tienen como objetivo llegar a todas las comunidades del departamento del Cauca, como la compañía de distribución y comercialización de energía eléctrica más eficiente.

## RECOMENDACIONES

De los aspectos verificados en el área comercial de la Compañía Energética De Occidente S.A. E.S.P., encontramos necesario fortalecer las labores de capacitación de los agentes de atención al usuario en temas de normatividad del sector, así como el cumplimiento del deber de informar al usuario el procedimiento adecuado para cada tipo de actuación y los derechos que le asisten en todas las circunstancias presentadas dentro de la prestación del servicio.

En lo referente a la factura, se considera pertinente registrar dentro de la factura el consumo básico de subsistencia establecido para la zona, en aras de brindarle claridad respecto de los subsidios aplicados.

En los temas de Alto consumo, es pertinente exponer ante la comisión el establecimiento de los nuevos parámetros para determinar la existencia de una desviación significativa pues el establecido para el rango de menor consumo corresponde al 700%. De igual manera se logró evidenciar que la empresa realiza la labor de toma de lectura y de forma inmediata procede a la emisión de la facturación, lo que conlleva a la no realización de la revisión previa en los casos de presentarse una desviación significativa de consumos.

Es necesario realizar una investigación tendiente a determinar la vulneración de derechos en el tema relacionado con los cambios de medidores y su posterior cobro, puesto que la empresa no agota el procedimiento establecido por ley.

En cuanto a los procesos de recuperación de energía, se recomienda realizar una selección aleatoria de procesos extraídos de la base de datos suministrada por la empresa con el propósito de realizar dentro de la investigación pertinente, el análisis del agotamiento de la actuación administrativa a un número representativos de casos, de tal manera que el mismo nos permita establecer efectivamente si la empresa viene violentando el derecho fundamental al debido proceso establecido por Ley y plenamente señalado en el Contrato de Condiciones Uniformes.

Como quiera que se ha encontrado diferencia en la información cargada al SUI y la reportada dentro de la visita integral, se hace necesario entrar a investigar la causa por la cual se presentaron tales variaciones.

### **Tarifario**

Con la expedición y posterior aplicación de la Resolución CREG 133 de 2013 por parte del LAC, la componente de distribución en el ADD occidente durante el periodo de 2014, logra estabilizarse.

La empresa dio aplicación de la opción tarifaria establecida en las Resoluciones CREG 168 de 2008 y CREG 057 de 2014, para los meses de mayo, junio, julio y agosto de 2014, con el propósito de “financiar” el costo real CU y recuperarlo progresivamente con el fin de no trasladar al usuario los altos costos en que incurrió la empresa en la compra de la energía.

Acorde con la visita efectuada, el componente de comercialización para los cinco primeros meses del 2014, la variable delta Ipse, no fue actualizado acorde con lo dispuesto en la Regulación.

Al igual que los años anteriores, la empresa en el 2013 presenta un comportamiento deficitario en su estructura de subsidios y contribuciones, que a 30 de junio alcanzó un déficit por \$10.883 millones.

### **Técnico**

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 a la empresa solicitar revisión de la resolución del cálculo del IRAD, debido a que el índice de referencia del último trimestre es inconsistente.

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

Se recomienda revisar el procedimiento de la empresa para provisión del servicio y alinearlo de acuerdo con las directrices del RETIE

Proyectó: Luis Fabián Sanabria Romero – Profesional Contratista DTGE

Proyectó: Luz Elena Marriaga Montero – Asesor Comercial Delgada de Energía y Gas.

Proyectó: Jhon Christian Giraldo- Profesional Contratista DTGE

Proyectó: David Mozo – Profesional Contratista DTGE

Proyectó: Gloria Patricia Cisneros- Profesional DTGE

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