

# **EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P**



**Superservicios**  
Superintendencia de Servicios  
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS  
COMBUSTIBLE  
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA  
Bogotá, septiembre de 2018**

## EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P.

### ANÁLISIS AÑO 2017

#### 1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

La empresa EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P., en adelante EMCALI, se constituyó en el año 1961 y se encuentra inscrita en el RUPS desde el 28 de diciembre de 2005. Desarrolla las actividades de Generación, Comercialización y Distribución de energía eléctrica desde el 25 de noviembre de 1961.

*Tabla No 1. Datos Generales*

<b>Tipo de Sociedad</b>	EMPRESA INDUSTRIAL Y COMERCIAL DEL ESTADO
<b>Razón Social</b>	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P.
<b>Sigla</b>	EMCALI EICE ESP
<b>Representante Legal</b>	Gustavo Adolfo Jaramillo Velásquez
<b>Actividad desarrollada</b>	Generación, Comercialización y Distribución
<b>Año de entrada en operación</b>	1961
<b>Clasificación</b>	Sistema Interconectado Nacional
<b>Fecha última actualización RUPS</b>	26/01/2018

Fuente: SUI

De acuerdo con lo establecido en la Resolución 20151300047005 de 2015 que modificó la Resolución SSPD No 20071300027015 de 2007; el prestador realizó la actualización del RUPS de manera anual en todas las vigencias comprendidas entre el año 2005 hasta el 2018.

#### 2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

##### 2.1. Aspectos Administrativos

EMCALI es una Empresa Industrial y Comercial del Estado del orden Municipal, prestadora de servicios públicos domiciliarios y no domiciliarios con capital 100% público, de propiedad del Municipio de Santiago de Cali.

Para el desarrollo de su actividad cuenta con una planta de personal de 368 personas vinculadas a la empresa en la Unidad Estratégica de Negocio de Energía, de los cuales dieciséis (16) son empleados públicos y trescientos cincuenta y dos (352) son trabajadores oficiales.

*Tabla No 2. Planta de Personal*

<b>GERENCIA UNIDAD ESTRATEGICA DE NEGOCIO DE ENERGIA</b>	
Empleados Públicos	16
Trabajadores Oficiales	352
Total Empleados Directos	368

Fuente: Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. ESP

EMCALI se encuentra certificada en el Sistema de Calidad ISO 9001 – Versión 2015 para la operación y mantenimiento de sistemas de distribución de energía eléctrica en media tensión con vigencia hasta el 4 de marzo de 2019.

## 2.2. Aspectos Financieros

### Clasificación de Riesgo

Conforme al Artículo 15 del decreto 990 de 2002, son funciones de las Direcciones Técnicas de Gestión de las Superintendencias Delegadas

*“(...) Evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de los prestadores de servicios Públicos domiciliarios sujetos a la inspección, vigilancia y control de acuerdo con los indicadores definidos por las Comisiones de Regulación (...)”*

La Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible en el 2018 realizó el cálculo del riesgo financiero con la última información disponible, es decir la información financiera del año 2017. De acuerdo con los indicadores calculados bajo NIF, para las vigencias 2016 y 2017 el nivel de riesgo según la metodología señalada en la Resolución CREG 072 de 2002 y modificada por la Resolución CREG 034 de 2004, se aprecia en la Tabla No 3.

Tabla No 3. Clasificación inicial de riesgo financiero año 2017.

INDICADORES FINANCIEROS	Tipo	NIF	
		2017	2016
<i>Rentabilidad sobre Activos</i>	Rentabilidad	7%	11%
<i>Rentabilidad sobre Patrimonio</i>	Rentabilidad	14%	37%
<i>Flujo de Caja sobre Activos</i>	Rentabilidad	13%	-16%
<i>Ciclo Operacional</i>	Liquidez	63	-132
<i>Cubrimiento de Gastos Financieros</i>	Liquidez	23	51
<i>Razón Corriente</i>	Liquidez	0,1	-1,5
<i>Patrimonio sobre Activo</i>	Solidez	32%	23%
<i>Pasivo corriente sobre Pasivo Total</i>	Solidez	28%	28%
<i>Activo corriente sobre Activo Total</i>	Solidez	1%	-33%
<b>Patrimonio</b>		<b>438.276.952.000</b>	<b>195.943.651.000</b>
<b>Riesgo Financiero</b>		<b>2</b>	<b>3</b>

Fuente: SUI. Calculo: DTGE

Con base en los resultados obtenidos de los indicadores financieros, según la metodología regulatoria, EMCALI, evidencia un nivel de riesgo financiero medio alto (2) para 2017, mejorando la situación que presento en el año 2016 cuyo resultado estaba catalogado como alto (3).

## Estado de Situación Financiera

Tabla No 4. Estado de Situación Financiera Comparativo 2017-2016

ACTIVOS	2.017	AV	2.016	AV	AH
Efectivo y equivalentes al efectivo	103.575.000	0%	372.785.000	0%	-72%
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-440.634.581.000	-32%	-299.098.003.000	-36%	47%
Inventarios (corrientes)	6.043.424.000	0%	4.028.565.000	0%	50%
Prestamos por cobrar	158.811.000	0%	234.341.000	0%	-32%
Otros activos corrientes	450.498.340.000	33%	21.044.211.000	3%	2041%
<b>Total de activos corrientes</b>	<b>16.169.569.000</b>	<b>1%</b>	<b>-273.418.101.000</b>	<b>-33%</b>	<b>-106%</b>
Inversiones e instrumentos derivados	292.512.469.000	21%	290.081.896.000	35%	1%
Total cuentas por cobrar no corrientes	7.265.486.000	1%	13.916.199.000	2%	-48%
Propiedades, planta y equipo	444.300.144.000	32%	445.449.205.000	53%	0%
Planes de Activos	309.981.227.000	22%	290.635.394.000	35%	7%
Propiedades de Inversión	11.320.302.000	1%	11.856.457.000	1%	-5%
Activos Intangibles	1.074.183.000	0%	2.541.846.000	0%	-58%
Activos por impuestos diferidos	302.141.705.000	22%	56.978.931.000	7%	430%
<b>Total de activos no corrientes</b>	<b>1.368.595.516.000</b>	<b>99%</b>	<b>1.111.459.928.000</b>	<b>133%</b>	<b>23%</b>
<b>TOTAL DE ACTIVOS</b>	<b>1.384.765.085.000</b>	<b>100%</b>	<b>838.041.827.000</b>	<b>100%</b>	<b>65%</b>

PASIVOS	2.017	AV	2.016	AV	AH
Provisiones corrientes	20.782.900.000	2%	11.656.676.000	1%	78%
Prestamos por Pagar	2.066.029.000	0%	1.539.110.000	0%	34%
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios corrientes	80.079.394.000	6%	44.776.273.000	5%	79%
Cuentas comerciales por pagar corrientes por adquisición de bienes		0%	8.880.752.000	1%	-100%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	69.104.119.000	5%	51.100.314.000	6%	35%
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	95.019.503.000	7%	63.136.508.000	8%	50%
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>267.051.945.000</b>	<b>19%</b>	<b>181.089.633.000</b>	<b>22%</b>	<b>47%</b>
Prestamos por pagar	28.579.416.000	2%	30.415.486.000	4%	-6%
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	323.853.399.000	23%	336.810.040.000	40%	-4%
Provisiones no corrientes	2.814.874.000	0%	4.321.869.000	1%	-35%
Pasivo por impuestos diferidos	324.188.499.000	23%	89.461.148.000	11%	262%
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>679.436.188.000</b>	<b>49%</b>	<b>461.008.543.000</b>	<b>55%</b>	<b>47%</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>946.488.133.000</b>	<b>68%</b>	<b>642.098.176.000</b>	<b>77%</b>	<b>47%</b>

PATRIMONIO					
Capital Fiscal	4.680.000	0%	4.780.000	0%	-2%
Reservas	60.353.955.000	4%	60.353.955.000	7%	0%
Resultado de Ejercicios Anteriores	68.525.938.000	5%	-197.641.199.000	-24%	-135%
Resultado del Ejercicio	84.951.222.000	6%	151.159.544.000	18%	-44%
Impactos por la transición al nuevo marco de regulación	144.627.036.000	10%	129.976.124.000	16%	11%
Ganancias o pérdidas por la aplicación del método de participación patrimonial de inversiones en asociadas	31.523.226.000	2%	31.601.886.000	4%	0%
Ganancias o pérdidas por planes de beneficios a empleados	48.290.895.000	3%	20.488.561.000	2%	136%
<b>Total patrimonio</b>	<b>438.276.952.000</b>	<b>32%</b>	<b>195.943.651.000</b>	<b>23%</b>	<b>124%</b>
<b>TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>1.384.765.085.000</b>	<b>100%</b>	<b>838.041.827.000</b>	<b>100%</b>	<b>65%</b>

Fuente: SUI y Estados Financieros Dictaminados Comparativos 2017-2016.

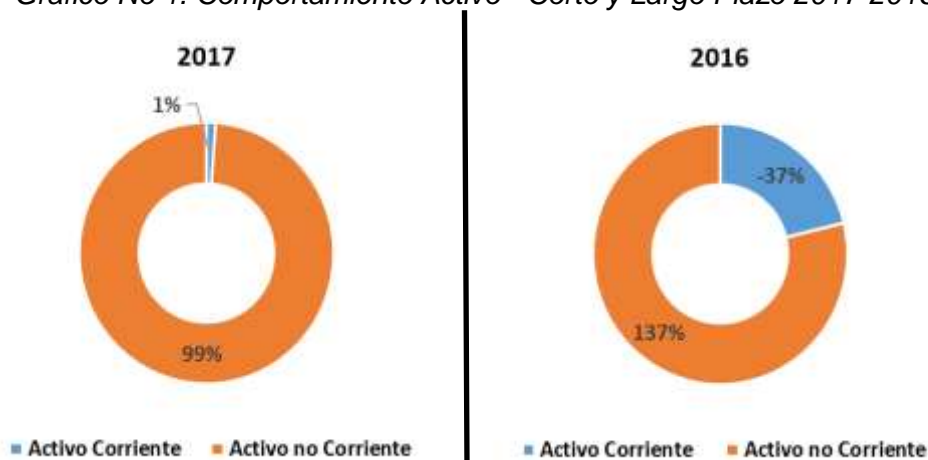
Para la vigencia 2017 los recursos de EMCALI se encuentran apalancados en un 68% con terceros dejando el 32% en la financiación interna, con relación a la vigencia 2016, el porcentaje de apalancamiento con terceros disminuyó en un 9%.

Los activos de la compañía se encuentran concentrados en el largo plazo con un 99% (*Gráfico No 1*), siendo la propiedad planta y equipo el rubro que presenta mayor porcentaje posicionándose en \$ 444.300 millones para el año 2017, presentando una disminución respecto al año 2016 vigencia que se posicionaba en \$445.449 millones. Esta variación, corresponde al efecto neto de la variación entre el incremento de algunos rubros de la Propiedad, Planta y Equipo y el cálculo de la depreciación durante el año. El siguiente rubro significativo de activos a largo plazo son los planes de activos para beneficios post-empleo, que se posicionan en \$309.981 millones, estos corresponden a la constitución de patrimonios autónomos con el consorcio PENSIONES EMCALI ESP 2015 con el fin de cubrir el pago del pasivo post empleo – pensiones, el cual fue realizado para darle cumplimiento a lo establecido en el numeral 7.1 del convenio de ajuste financiero operativo laboral (Fuente Notas a los estados financieros), seguido por impuestos diferidos que se posicionan en 302.141 millones y por ultimo las inversiones e instrumentos derivados que se posicionan en 292.512 millones; rubro compuesto por inversiones de administración y liquidez en 223.485 millones, inversiones en controladas 590.000 pesos e inversiones en asociadas 69.026 millones.

Con relación al corto plazo el porcentaje corresponde al 1% (*Gráfico No 1*), como consecuencia del valor de naturaleza contraria de cuentas por cobrar del servicio de energía a los otros servicios públicos que presta la compañía, pero que EMCALI los revela como activos negativos. La distribución del activo corriente es la siguiente: a) Efectivo y equivalente al efectivo \$ 103 millones, b) Cuentas por Cobrar Corrientes \$ menos 440.635 millones, c) Prestamos por cobrar \$158 millones, d) Inventarios corrientes \$ 6.043 millones, e) otros activos corrientes \$ 450.498 millones.

Las cuentas por cobrar corrientes cuyo monto es de valor negativo, se encuentran divididas en: cuentas por cobrar servicio Público \$180.324 millones, cuentas por cobrar adquisición de bienes \$ 297 millones, Anticipos de Impuestos \$ 51.342 millones y \$ Otras cuentas comerciales por cobrar menos \$ 672.597 millones, estas corresponden a las transacciones entre las unidades de negocio de EMCALI, donde el servicio de Energía les debe a los otros servicios públicos.

*Gráfico No 1. Comportamiento Activo - Corto y Largo Plazo 2017-2016*



Fuente: SUI

Tabla No 5. Propiedad, Planta y Equipo 2017-2016  
(millones de pesos colombianos)

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTORICO	DEPRECIACIÓN	VALOR EN LIBROS 2017	VALOR EN LIBROS 2016
Terrenos	\$ 69.047	\$ 0	\$ 69.047	\$ 69.627
Construcciones en Curso	\$ 93	\$ 0	\$ 93	\$ 118
Maquinaria, Planta Y Equipo En Montaje	\$ 48.305	\$ 0	\$ 48.305	\$ 40.103
Bienes Muebles en Bodega	\$ 2.475	-\$ 51	\$ 2.424	\$ 0
Edificaciones	\$ 30.394	-\$ 2.373	\$ 28.021	\$ 28.941
Repuestos	\$ 11.157	\$ 0	\$ 11.157	\$ 8.303
Plantas, Ductos y Túneles	\$ 99.243	-\$ 24.229	\$ 75.015	\$ 82.485
Redes, Líneas y Cables	\$ 240.293	-\$ 36.905	\$ 203.388	\$ 205.624
Maquinaria y Equipo	\$ 2.645	-\$ 1.274	\$ 1.371	\$ 1.878
Muebles, Enseres y Equipo De Oficina	\$ 748	-\$ 360	\$ 388	\$ 485
Equipos de Comunicación y Computación	\$ 3.564	-\$ 1.908	\$ 1.656	\$ 2.950
Equipos de Transporte, Tracción y Elevación	\$ 7.210	-\$ 3.773	\$ 3.437	\$ 4.934
<b>TOTALES</b>	<b>\$ 515.174</b>	<b>\$ 70.874</b>	<b>\$ 444.300</b>	<b>\$ 445.449</b>

Fuente: SUI y Estados Financieros Dictaminados Comparativos 2017-2016

Haciendo énfasis en la Propiedad Planta y Equipo, como se evidencia en el Gráfico No 2, las variaciones corresponden a:

*“Incremento más significativo corresponde a los activos en construcción o Maquinaria y Equipo en Montaje por \$8.202 millones que de un año a otro se incrementaron en un 20.45%.; seguido de la cuenta de Redes, Líneas y Cables que subió en un 4.67% equivalente a \$ 10.727 millones que corresponde al reconocimiento de activos para las redes de conexión eléctrica y activos del Programa de normalización para redes eléctricas.*

*Así mismo los bienes en bodega y la cuenta de Repuestos reflejan un incremento de \$2.854 millones correspondientes al efecto neto entre la adquisición y uso de elementos para los Proyectos de Inversión.*

*Incremento de la Depreciación Acumulada en un 50.48% equivalentes a \$23.776 millones en el rubro de PPYE en donde la variación más significativa corresponde al rubro de Plantas, ductos y túneles por \$ 7.820 millones y en la cuenta de Redes, líneas y cables por \$ 12.964 millones.”<sup>1</sup>*

Tabla No 6. Propiedad, Planta y Equipo, Costo Histórico 2017-2016  
(millones de pesos colombianos)

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTORICO 2017	COSTO HISTORICO 2016
Terrenos	\$ 69.047	\$ 69.627
Maqu, Plan y Equi en Mont	\$ 48.305	\$ 40.103
Edificaciones	\$ 30.394	\$ 30.725
Repuestos	\$ 11.157	\$ 8.303
Plantas, Ductos y Túneles	\$ 99.243	\$ 98.894
Redes, Líneas y Cables	\$ 240.293	\$ 229.566
<b>TOTALES</b>	<b>\$ 498.439</b>	<b>\$ 477.218</b>

Fuente: SUI y Estados Financieros Dictaminados Comparativos 2017-2016

<sup>1</sup> Información entregada por EMCALI EICE ESP en visita

Gráfico No 2. Inversión Rubros principales



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. ESP

Del endeudamiento con terceros, los rubros más representativos se concentran en el largo plazo y corresponden a, provisiones no corrientes por beneficios a los empleados que se posicionan en 323.853 millones, seguido de pasivo por impuestos diferidos posicionándose en 324.188 millones. Con relación al pasivo a corto plazo de los \$267.052 millones, 36% corresponde a pasivos por impuestos, 30% cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios, 26% cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por pagar, provisiones 8% y préstamos por pagar 1%.

A su vez EMCALI, hace referencia al rubro total préstamos por pagar corto y largo plazo, que asciende a \$30.645 millones, argumenta que la variación por valor de 1.309 millones corresponde al pago de capital realizado en el año 2017 al Ministerio de Hacienda – Nación, en cumplimiento al Convenio de Acreedores.

Con relación al apalancamiento interno, EMCALI presenta un incremento de 124% con relación al 2016, posicionándose en \$438.276 millones a diciembre de 2017. El patrimonio evidencia un mejoramiento de \$27.802 millones en sus ganancias o pérdidas por planes de beneficios a empleados y los resultados de ejercicios anteriores pasa de estar para la vigencia 2016 en -\$197.641 millones a estar para 2017 en \$68.525 millones, el resultado del ejercicio del periodo 2017 se posicionó en 84.951 millones.

Gráfico No 3. Patrimonio 2017- 2016



Fuente: SUI

El comportamiento revelado sobre el patrimonio evidencia presuntos errores donde por ejemplo, cambia el valor de impactos por la transición a nuevo marco regulatorio, varía el capital fiscal, las utilidades de ejercicios anteriores no acumulan exactamente con la utilidad del ejercicio de 2016. La empresa comenta que estos presuntos errores corresponden a la distribución porcentual que se efectúa a los negocios que tiene la compañía, una vez actualizado el costeo basado por actividades, que al aplicar su distribución de recursos se efectúa también en el patrimonio.

### **Estado de Resultados Integrales**

*Tabla No 7. Estado de Resultados Integral Comparativo 2017-2016*

<b>Estado de Resultados Integral</b>	<b>2.017</b>	<b>AH</b>	<b>2.016</b>	<b>AH</b>	<b>AV</b>
Ingresos de Actividades Ordinarias	1.145.706.282.000	100,0%	1.131.601.249.000	100,0%	1,2%
Costo de ventas	1.000.761.487.000	87,3%	957.843.345.000	84,6%	4,5%
<b>Ganancia Bruta</b>	<b>144.944.795.000</b>	<b>12,7%</b>	<b>173.757.904.000</b>	<b>15,4%</b>	<b>-16,6%</b>
Ingresos por Transferencias y subvenciones	2.678.874.000	0,2%	22.276.775.000	2,0%	-88,0%
Gastos de administración, Operación y ventas	98.873.960.000	8,6%	107.300.595.000	9,5%	-7,9%
<b>Ganancia (pérdida), por actividades de operación</b>	<b>48.749.709.000</b>	<b>4,3%</b>	<b>88.734.084.000</b>	<b>7,8%</b>	<b>-45,1%</b>
Ajuste por diferencia en cambio	892.000	0,0%		0,0%	
Ingresos Financieros	60.351.056.000	5,3%	89.289.526.000	7,9%	-32,4%
Otros Ingresos	26.028.894.000	2,3%		0,0%	
Ganancias por aplicación del método de participación patrimonial	6.489.235.000	0,6%	9.129.421.000	0,8%	-28,9%
Reversión de pérdidas por deterioro de valor	5.487.519.000	0,5%	8.126.539.000	0,7%	-32,5%
<b>Otros Ingresos</b>	<b>98.357.596.000</b>	<b>8,6%</b>	<b>106.545.486.000</b>	<b>9,4%</b>	<b>-7,7%</b>
Deterioro	15.453.037.000	1,3%	24.648.818.000	2,2%	-37,3%
Depreciación	706.332.000	0,1%	909.017.000	0,1%	-22,3%
Amortizaciones	1.695.481.000	0,1%	2.121.413.000	0,2%	-20,1%
Provisiones	2.124.615.000	0,2%		0,0%	
Comisiones	1.651.136.000	0,1%	1.595.213.000	0,1%	3,5%
Gastos financieros	4.166.039.000	0,4%	1.736.812.000	0,2%	139,9%
Perdida por aplicación del método de Participación patrimonial		0,0%	71.000	0,0%	-100,0%
Otros gastos diversos	2.674.358.000	0,2%	4.077.204.000	0,4%	-34,4%
<b>Subtotal Otros Gastos</b>	<b>28.470.998.000</b>	<b>2,49%</b>	<b>35.088.548.000</b>	<b>3,1%</b>	<b>-18,86%</b>
<b>Ganancia o Pérdida, Antes de Impuestos</b>	<b>118.636.307.000</b>	<b>10,35%</b>	<b>160.191.022.000</b>	<b>14,2%</b>	<b>-25,94%</b>
Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias corriente	33.291.623.000	2,90%	15.062.623.000	1,3%	121,02%
Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias diferido	393.460.000	0,00%	-6.031.144.000	-0,5%	-106,52%
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>84.951.224.000</b>	<b>7,41%</b>	<b>151.159.543.000</b>	<b>13,4%</b>	<b>-43,80%</b>

Fuente: SUI

EMCALI presta las actividades de Comercialización, Distribución y Generación de Energía Eléctrica, siendo la comercialización la actividad que mayor porcentaje presenta, posicionándose en un 92% de los ingresos totales de actividades ordinarias



para la vigencia 2017, presentando una disminución respecto a la vigencia 2016 que se posicionaba en un 94%.

Para los años 2017 y 2016, los ingresos de actividades ordinarias ascendieron a \$1.145.706 millones y \$ 1.131.601 millones, respectivamente. EMCALI argumenta que los ingresos operacionales se incrementaron debido, entre otras, a:

- Aumento de suscriptores en 15.207
- Disminución del consumo de su mercado en kWh en 76.023.341.

Gráfico No 4. Ingresos Actividades Ordinarias 2017 - 2016



Fuente: SUI

De la misma forma, EMCALI argumenta que los otros ingresos se incrementaron en 213.343 millones debido a:

- Incremento de los ingresos financieros en \$ 3.559 millones, correspondiente a los intereses, dividendos y participaciones de Gases de Occidente S.A. E.S.P., en \$ 1.337 millones, más los dividendos de EPSA S.A. E.S.P.
- Lo más representativo corresponde al incremento del ingreso por el cálculo del impuesto a las ganancias diferido por \$ 221 millones.

El costo de ventas de la compañía se posiciona en \$1.000.761 millones representando el 87% del total de los ingresos de actividades ordinarias. Los costos presentan un incremento del 4.57% equivalentes a \$43.717 millones, originado básicamente por el aumento del rubro de costos generales en \$43.270 millones, dentro del cual se encuentra la compra de energía en bloque y en bolsa. Incremento que durante el año 2017 no fue significativo porque la empresa realizó una mejor negociación en los contratos de energía disminuyendo dichos costos.

Los gastos administrativos y de operación se posicionan en \$98.873 millones, estos disminuyeron en \$8.427 millones de pesos. En este valor se encuentran incluidos los gastos de pensiones de jubilación por \$25.407 millones de pesos que por norma del Contador General de la Nación, para el año 2016 según resolución 139 del 2015 se registraron en la cuenta del gasto y para el año 2017, según resolución 466 de 2016 dicha cuenta fue eliminada del gasto y, de acuerdo con la doctrina contable, los

valores pagados por este concepto se registran afectando el pasivo del cálculo actuarial pensiones actuales, trasladando el valor causado al pasivo real pensiones de jubilación patronales.

- *“Disminución de sueldos y salarios en \$ -203 millones de pesos, disminución de contribuciones imputadas en \$-27.055, en donde la partida más representativa corresponde a disminución de los gastos por pensiones de jubilación por valor de \$25.407 millones de pesos.*
- *Disminución de contribuciones efectivos en \$-481 millones de pesos, correspondiente específicamente a la disminución de aportes sindicales por valor de \$-580 millones de pesos.*
- *Incremento de cotizaciones a entidades administradoras del Régimen de Prima media en \$62 millones de pesos.*
- *Incremento de cotizaciones de riesgos laborales en \$76 millones de pesos.*
- *Aumento de los gastos generales en \$1.733 millones de pesos como resultado de la diferencia entre la disminución de algunos rubros como mantenimiento, arrendamiento operativo, los servicios de aseo y cafetería y el incremento de otros rubros en donde el más representativo corresponde a los otros costos generales que incluye la cuenta del IVA no descontable que se incrementó de un año a otro en \$1.781 millones de pesos”<sup>2</sup>*

Los gastos de deterioro, amortizaciones, provisiones y agotamiento, reflejan una disminución de \$7.700 millones de pesos, debido al siguiente efecto neto:

- *“Disminución en el deterioro de cuentas por cobrar por valor de \$7.476 millones dado que en el año 2016 se deterioró el concepto de anticipo entregado a COEDECO por compra de energía por \$-6.221 millones de pesos, igualmente el deterioro de la cartera por servicios públicos al costo presento una disminución por valor de \$1.255 millones*
- *Disminución en el deterioro de las cuentas por cobrar al costo amortizado por valor de \$2.043 millones, se debe principalmente al efecto neto de:*
- *Reducción los planes de financiación con tasa cero % por valor de -\$8.425*
- *Incremento en los Acuerdo de Pago solicitados por los suscriptores de un año a otro por valor de \$5.901 millones, entre otros.*
- *Incremento en las provisiones litigios y demandas en \$2.125 millones de pesos, correspondiente a demandas laborales”<sup>3</sup>*

Las utilidades del 2017 se posicionaron en \$84.951 millones, estas equivalen al 7.41% de los ingresos de actividades ordinarias, ya descontado los gastos por impuestos. Este porcentaje disminuye con relación al 2016, vigencia que tuvo 13.36% con ganancias por el orden de \$ 151.159 millones de pesos.

### **Estado de Flujo de Efectivo**

La compañía, a solicitud de la Dirección técnica de Gestión de Energía (DTGE), entregó el flujo de caja real a julio de 2018; este muestra excedentes de efectivo por el orden de \$540.517 millones en la vigencia 2018.

En el 2018, a la fecha del presente informe, los rubros principales de entrada de efectivo corresponden a venta de servicios con \$630.489 millones y recaudos de terceros por \$ 189.717 millones, en cuanto a los egresos sus principales salidas corresponden a compra de energía \$366.366 millones, uso de las redes \$93.303 millones, costos de personal \$47.831 millones.

---

<sup>2</sup> Información entregada por EMCALI EICE ESP en visita

<sup>3</sup> Información entregada por EMCALI EICE ESP en visita

Tabla No 8. Flujo de Efectivo real julio 2018

DESCRIPCIÓN	TOTAL REAL A JULIO
<b>INGRESOS TOTALES</b>	<b>878.119</b>
Venta del Servicio	630.489
Ingresos por explotación	16.488
Recuperación perdidas	1.657
Otros recaudos corrientes	5.259
Recaudos no corrientes	34.508
Recaudos de terceros	189.717
<b>EGRESOS TOTALES</b>	<b>767.133</b>
Egresos Propios	602.684
Compra de Energía	366.366
Uso de redes (peajes)	93.303
Costo de Personal	47.831
Proveedores / Contratos / Otros	48.245
Retenciones e Impuestos	41.317
Comisión Fiducia	226
Contribuciones a la S.S.P.	1.171
Contribuciones a la CR	502
Cuota de Auditaje	3.724
Egresos de Terceros y no Ppto	164.449
Manejo comercial del SIC (Contribuciones)	70.923
Cheques anulados y vueltos a girar otras vigencias	9
Recaudos a terceros Megaproyectos	52.751
Crediservicios - Credivalores	37.053
La ascensión a Servicios Funerarios	462
Previsión Exequial total	1.701
Cam Multiservicios	6
Potencias y Tecnologías Incorporadas	148
Imcomelec Ingenieros	665
Devolución Retencion 5% contratos dev. Garantía	674
Traslado R.F. Convenio Prone y Cancelación de ctas	37
Otros terceros devolución	19
<b>FLUJO OPERATIVO</b>	<b>110.986</b>
- Proyectos de Inversión	-14.492
- Inversiones Prone	-2.257
+ Traslados recursos Prone	145
Servicio de la Deuda Interna	2.037
- Amortizaciones	841
- Intereses	1.196
+Venta de Portafolio dividendos	11.097
Flujo después del Servicio	103.442
<b>+ Caja inicial</b>	<b>514.357</b>
<b>CAJA FINAL</b>	<b>540.517</b>

Fuente: Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. ESP

### 2.3. Gestión de Riesgos

La empresa cuenta con unos lineamientos a seguir en el desarrollo para la identificación, evaluación y respuesta al riesgo corporativo identificado por procesos. Estos lineamientos y la política utilizada por el prestador fueron aprobados en julio de 2016.

Actualmente, la empresa está actualizando la política, la matriz y el mapa de riesgos bajo la metodología Administración de Riesgos Empresariales por sus siglas en inglés (ERM) y lo está realizando bajo la asesoría de un tercero. El prestador espera contar con la matriz de riesgos actualizada, consolidada y por unidad de negocio para el mes de diciembre de 2018.

La anterior metodología permite diseñar, desarrollar e implementar un modelo para la Gestión de Riesgos de manera integral en todos sus procesos y en todos los niveles de la organización, con el fin que la empresa obtenga una mejor comprensión de los riesgos estratégicos, permitiéndole al prestador la creación de valor, crecimiento y permanencia en el mercado.

#### Descripción de la Política de Riesgos

El 15 de julio de 2016 fue aprobada la Política de Riesgos de la empresa, la cual aplica las medidas necesarias que permitan gestionar los riesgos identificados, evitar o mitigar cualquier pérdida que pudiera generarse en el desarrollo de sus actividades.

En la siguiente tabla, la empresa define los rangos de la probabilidad, los cuales están divididos en 5 niveles.

*Tabla No 9. Valoración de la Probabilidad*

NIVEL	FACTOR	RANGO DE VALORES	NOMBRE DEL NIVEL
1	0.001	Hasta 0,01	Improbable
2	0.03	De 0,02 a 0,03	Ocasional
3	0.1	De 0,04 a 0,1	Frecuente
4	0.3	De 0,2 a 0,3	Habitual
5	1	Más de 0,3	Constante

Fuente: Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. ESP

Adicionalmente, en la siguiente tabla, la empresa realiza la evaluación del impacto de la siguiente forma:

*Tabla No 10. Valoración del Impacto*

Factor	Nivel	Criterio de Valoración	Factor
1	Leve	Si el hecho llegara a presentarse, tendría consecuencias o efectos mínimos sobre la entidad	1
10	Marginal	Si el hecho llegara a presentarse, tendría bajo impacto o efecto sobre la entidad	10
100	Grave	Si el hecho llegara a presentarse, tendría medianas consecuencias o efectos sobre la entidad	100
300	Desastroso	Si el hecho llegara a presentarse, tendría altas consecuencias o efectos sobre la entidad	300
1000	Catastrófico	Si el hecho llegara a presentarse, tendría desastrosas consecuencias o efectos sobre la entidad	1000

Fuente: Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. ESP

Es de anotar, que la empresa después de valorar el impacto y la probabilidad obtiene los niveles de riesgos tal como se puede observar en la siguiente tabla:

Tabla No 11. Mapa Niveles de Riesgos

Frecuencia	Constante	1	1	10	100	300	1000
	Habitual	0,3	0,3	3	30	90	300
	Frecuente	0,1	0,1	1	10	30	100
	Ocasional	0,03	0,03	0,3	3	9	30
	Improbable	0,001	0,001	0,01	0,1	0,3	1
			1	10	100	300	1000
			Leve	Marginal	Grave	Desastroso	Catastrófico
			Impacto				

Fuente: Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. ESP

La empresa divide los riesgos en los siguientes cuatro niveles:

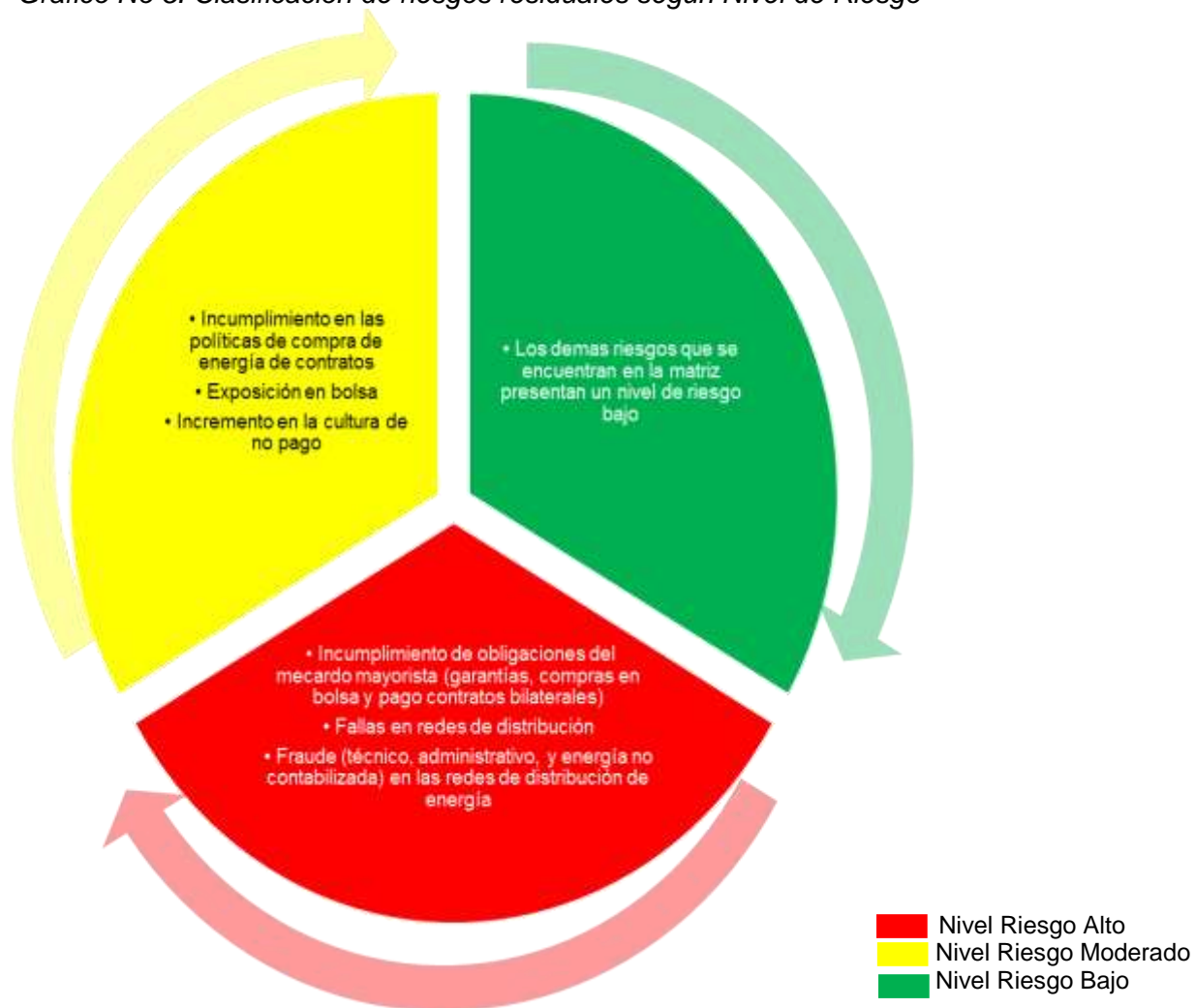
Tabla No 12. Definición de los Niveles de Riesgo

Aceptable (0,001 hasta 0,3)	Tolerable (> 1,0 hasta 9,0)	Inaceptable (>10,0 hasta 30,0)	Inadmisible (>100)
<p>Las medidas adoptadas como prevención y/o protección son suficientes para controlar la capacidad de generar daño por parte del impacto y si se materializa el escenario de riesgo, éste no altera el desempeño normal de los procesos.</p> <p>Es importante mantener sin cambios las medidas tomadas hasta ahora.</p>	<p>Las medidas adoptadas como prevención y/o protección son relativamente suficientes para controlar la capacidad de generar daño por parte del impacto, cualquier cambio adverso en el contexto puede materializar el escenario de riesgo, éste podrá alterar parcialmente el desempeño normal de los procesos.</p> <p>Es importante fortalecer con suficiencia, las medidas tomadas hasta ahora, para llevarlo en el mediano plazo a nivel aceptable.</p>	<p>Las medidas adoptadas como prevención y/o protección son insuficientes para controlar la capacidad de generar daño por parte del impacto, cualquier cambio adverso en el contexto puede materializar el escenario de riesgo, éste podrá alterar casi totalmente el desempeño normal de los procesos.</p> <p>Es importante intervenirlo sustancialmente para fortalecer las medidas tomadas hasta ahora, tomar otras complementarias y llevarlo en el corto plazo a nivel tolerable.</p>	<p>Las medidas adoptadas como prevención y/o protección son insuficientes para controlar la capacidad de generar daño por parte del impacto, cualquier cambio adverso en el contexto puede materializar el escenario de riesgo, éste con certeza, alterará totalmente el desempeño normal de los procesos.</p> <p>Es importante renovar su gestión integral, tomando medidas estratégicas y llevarlo de inmediato a un nivel menor de índice de riesgo.</p>

Fuente: Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. ESP

Los principales riesgos que presenta la unidad del negocio de energía son los que se pueden observar en el Gráfico No 5.

Gráfico No 5. Clasificación de riesgos residuales según Nivel de Riesgo



Fuente: Elaboración propia a partir de datos Matriz de Riesgos de EMCALI.

**Riesgo de mercado:** la empresa puede llegar a presentar este riesgo en el momento de incumplir los pagos y/o presentación de garantías en los tiempos establecidos en la regulación y en los contratos de tal forma de que se inicie el procedimiento de Limitación de Suministro por parte del administrador del sistema ASIC de oficio o por mandato, llevando a la compañía a tener una exposición mayor en bolsa ya que incumple en los pagos de los contratos bilaterales. Adicionalmente, en el evento que tenga incrementos en la demanda de energía que la empresa no ha previsto o por no tener una adecuada cobertura de la demanda, se presenta un riesgo de mercado ya que tiene que salir a comprar esta energía en el mercado de bolsa.

**Riesgo Operativo:** en el momento en que se presenten fallas en los equipos de medición en las fronteras comerciales por inadecuada operación tanto técnica como humana ocasionando la no medición de la energía que entra al sistema de distribución eléctrica. Así mismo, las alteraciones en las redes causadas por un suceso natural, por fallas en los equipos o generado por el hombre o agente externo; que desmejoran los índices establecidos por la regulación y/o la empresa.

**Riesgo Regulatorio:** por la pérdida o suspensión de la acreditación de los laboratorios de energía, de cuadro al marco legal (Decreto 2269 de 1993) las Empresas

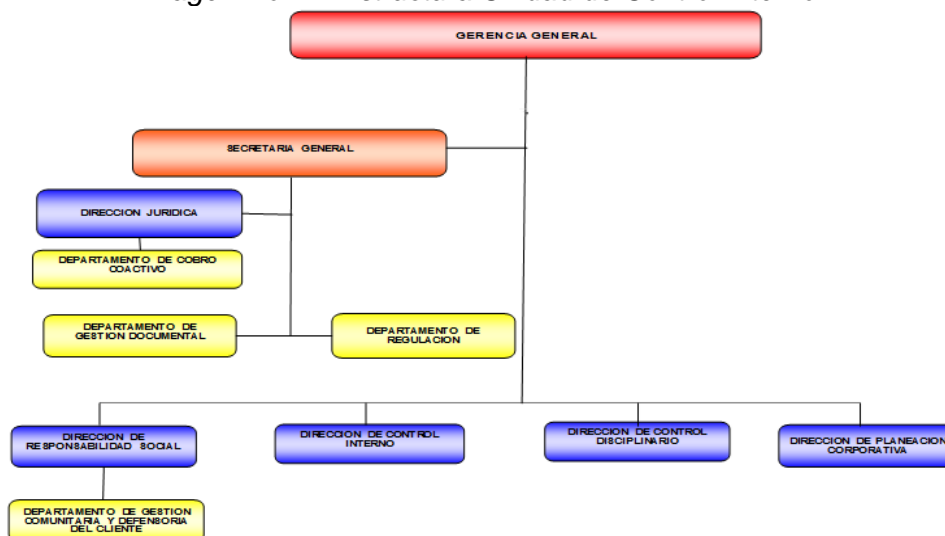
Prestadoras de los servicios de Energía Eléctrica deben contar con laboratorios de ensayo y/o calibración acreditados por el Organismo Nacional competente bajo la norma NTC-ISO/IEC 17025. Además, deberá cumplir con todo lo establecido en la Resolución CREG 097/2008 y todas las resoluciones que la complementen, modifiquen o sustituyan.

La empresa cuenta con una Unidad de Control Interno, la cual fue creada y aprobada el 16 de mayo de 2011, realizando los siguientes roles, entre otros:

- Proporcionar aseguramiento a la evaluación correcta de los riesgos.
- Evaluar los procesos de gestión de riesgos.
- Evaluar la elaboración del informe sobre los riesgos clave.
- Revisar la gestión de riesgos clave.
- Realizar la evaluación de la gestión.
- Realizar la evaluación de los controles.
- Elaborar plan de evaluación y seguimiento a los controles e indicadores.
- Ejecutar programas de auditoría y plan de seguimiento de los sistemas de gestión.
- Consolidar acciones de mejora.
- Consolidar información de evaluación.
- Formular acciones de mejora.
- Realizar seguimiento a la implementación de acciones de mejora.

La Unidad de Control Interno depende directamente de la Gerencia General:

*Imagen No. 1. Estructura Unidad de Control Interno*



Fuente: Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. ESP

La empresa actualmente cuenta con dos comités los cuales son: Modelo Integrado de Planeación y Gestión (**MIPG**) y el Modelo Estándar de Control Interno (**MECI**). El primero está constituido por dos subcomités que son: el Comité Institucional (que lo componen todos los gerentes) y el Comité de Desempeño Técnico (conformado por dos representantes de cada gerencia).

La empresa no cuenta actualmente con un Plan de Continuidad del Negocio, lo único que tendría en el momento que se presente un evento de fuerza mayor es una póliza

multiriesgo con Allianz Seguros y La Previsora CIA de Seguros, para el aseguramiento de: edificios, maquinaria y equipos de producción, mercancías, muebles y enseres, equipo de cómputo y comunicación, herramientas y equipos móviles.

La empresa entregó evidencia de los informes de gestión de la Unidad de Control Interno.

## 2.4. Normas Internacionales de Auditoría (NIA)

De acuerdo con lo establecido en el artículo 51 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 6 de la Ley 689 de 2001, las empresas públicas no se encuentran obligadas a contratar Auditoría Externa de Gestión y Resultados, ni a reportar informe de auditoría de conformidad con la Resolución SSPD 20061300012295 de 2006.

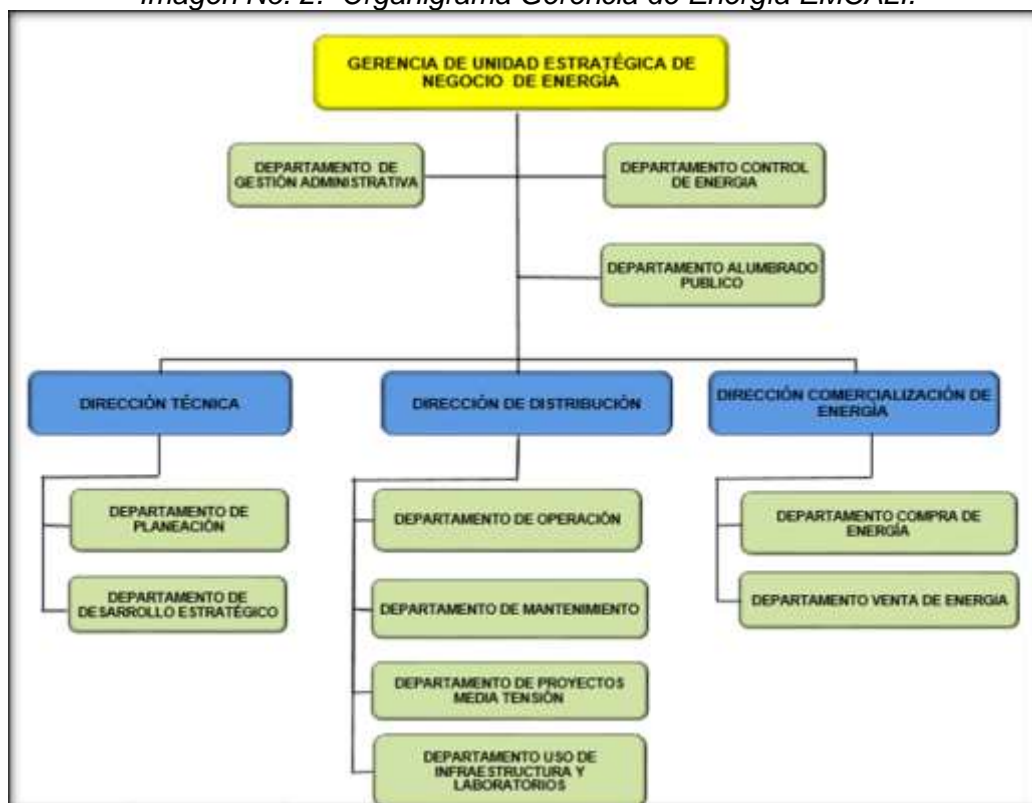
## 3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

A partir de la información que se muestra en este capítulo, se expondrán las principales condiciones encontradas por la Superservicios, en relación al operador de red EMCALI a diciembre del año 2017.

### 3.1. Organigrama Gerencia de Unidad Estratégica de Negocio de Energía

La estructura organizacional al interior de esta Gerencia, se encuentra conformada por un total de catorce (14) subareas, tal como se muestra a continuación:

Imagen No. 2. Organigrama Gerencia de Energía EMCALI.



Fuente: Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. ESP



De dicha estructura, es importante resaltar que en el proceso de mejora continua liderado durante el año 2017 al interior de la gerencia de EMCALI se destaca el fortalecimiento de la GERENCIA DE UNIDAD ESTRATÉGICA DE NEGOCIO DE ENERGÍA (En adelante Gerencia de Energía) mediante la creación de una nueva subarea, denominada Dirección Técnica, la cual responde jerárquicamente a la citada gerencia.

La importancia de esta nueva Dirección radica en los procesos que son manejados a través de la misma, entre los que se encuentran los departamentos de Planeación y Desarrollo Estrategico, al igual que la Coordinación de Regulación Técnica y Tarifas. Esta última, si bien no se observa en la Imagen N°1, existe y esta bajo los lineamientos del Director Técnico.

Ahora bien, de acuerdo con lo observado en la visita realizada para el desarrollo de la evaluación integral, se destaca que los Departamentos de Planeación y Desarrollo Estrategico, trabajan de manera conjunta en búsqueda de una correcta optimización de los recursos, detectando aquellos factores o puntos clave que pueden mejorar la gestión de la Gerencia de Energía, creando estrategias que le permitan a EMCALI permanecer y fortalecer su sistema, en pro de dar un mejor servicio a sus usuarios, corrigiendo aquellos aspectos que puedan limitar el posible crecimiento de la Empresa frente a las demás empresas del sector.

De igual forma, la coordinación de regulación técnica y tarifaria se presenta como un gran avance al interior de la EMCALI, ya que actualmente existe alguien encargado de atender los diferentes cambios normativos que se den en el tiempo, evaluando, direccionando y analizando con los diferentes interesados las posibles implicaciones directas que se puedan presentar.

### 3.2. Descripción de la infraestructura

EMCALI opera un sistema constituido principalmente por redes en 34,5 kV y 13,2 kV, el cual se conecta al STN a través de las subestaciones eléctricas de la Empresa de Energía del Pacífico S.A. ESP. – EPSA ESP. Es decir, que a la fecha no cuenta con puntos de conexión propios al STN, ni posee activos en dicho nivel de conexión.

El sistema está compuesto por un total de veintiuna (21) subestaciones en los niveles de tensión 3 y 4. Cantidad que no varía desde el año 2015, cuando entró en operación la subestación Alférez 1.

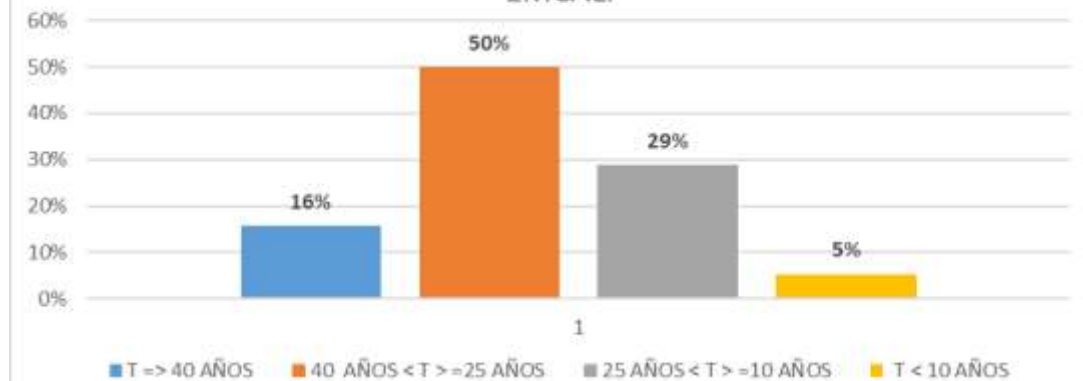
*Tabla No 13. Cantidad de subestaciones por nivel de tensión año 2017 EMCALI*

NT	Numero de Subestaciones	Numero de Transformadores	Capacidad Instalada por Nivel de Tension
4	11	26	1230
3	10	18	428,8

Fuente: Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. ESP

En cuanto a los transformadores de potencia asociados a dichas subestaciones se encontró que más del 60% de dichos activos cuentan con edades de operación superiores a 25 años, tal como se muestra en el *Gráfico No 6*.

**Gráfico No 6. Edad transformadores de potencia EMCALI**  
**RANGOS DE EDAD TRANSFORMADORES DE POTENCIA**  
**EMCALI**



Fuente: Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. ESP

Situación que debe ser tomada en cuenta por la Gerencia General dentro de su plan de reposición de activos, ya que la consecución de repuestos y/o desarrollo de labores especializadas de mantenimiento se podrían dificultar por la edad de los mismos, en particular sobre un grupo de transformadores que sobrepasan los 60 años de operación (13% del total de los transformadores). Adicionalmente, porque la salida de uno o varios de estos activos, podría poner en riesgo la confiabilidad del sistema, al afectar 2 de las principales subestaciones del centro de la ciudad de Cali, como son la subestación Centro y la subestación Sur.

Contexto que se repite en las celdas de los interruptores de potencia de algunas de las subestaciones, donde cerca del 51% de dichos activos tienen tiempos de operación superiores a 25 años.

En lo que respecta a la evolución del número de circuitos por nivel de tensión, 2016 vs 2017, se observa la construcción y puesta en operación de 4 nuevos circuitos, 2 en nivel de tensión 2 y los otros 2 en el nivel de tensión 3. Pasando así, de un total de 163 circuitos en el año 2016 a un total de 167 a diciembre del año 2017.

**Tabla No 14. Cantidad de circuitos por nivel de tensión año 2016 EMCALI**

AÑO	Nivel de Tension	Numero de alimentadores	Kilometros de Red
2016	115	1	5,37
	34,5	24	160,5
	13,2	138	2275,5

Fuente: Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. ESP

**Tabla No 15. Cantidad de circuitos por nivel de tensión año 2017 EMCALI**

AÑO	Nivel de Tension	Numero de alimentadores	Kilometros de Red
2017	115	1	5,37
	34,5	26	162,1
	13,2	140	2296,7

Fuente: Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. ESP

De las tablas anteriores, se observa como EMCALI a pesar de contar con subestaciones a nivel de 115 kV, solo cuenta con único circuito en este nivel tensión, a través del cual atiende a uno de sus usuarios no regulados.

Ahora bien, de acuerdo con lo evaluado para EMCALI por parte de la firma GERZ en el año 2014, así como los análisis realizados por la UPME, las condiciones del SDL de EMCALI, indican la necesidad de reforzar la capacidad de transporte para atender la demanda interna de la ciudad de Cali, especialmente en lo que corresponde a la expansión del SDL a nivel de 115 kV. Situación que se aborda más adelante en esta sección.

Así mismo, se evidenció que dentro de los puntos adicionales importantes a ser evaluados en su plan de inversión se encuentra:

- Limitación del nivel de respuesta en transformación a nivel 115/34,5 kV sobre varias las subestaciones, entre las que se encuentran: San Luis, Meléndez, San Antonio, Chipichape y Termoyumbo. A causa del nivel de cargabilidad de algunos de los transformadores de potencia.
- Limitación de la capacidad de transporte en varios de los circuitos de 34,5 kV de su sistema. Situación que se agrava con la radialidad de varios de estos circuitos.

Por lo tanto, con base en todo lo anterior, es evidente que EMCALI deberá enfilar esfuerzos con el fin de acceder a una partida presupuestal lo suficientemente fuerte, que le permita realizar un conjunto de proyectos de expansión, repotenciación y mejoramiento sobre todo su sistema de distribución, con lo cual se pueda continuar dando un servicio de calidad a sus usuarios y responda al nivel de crecimiento de su mercado.

### **3.3. Calidad del Servicio**

Con relación a la calidad del servicio con la cual EMCALI prestó el servicio de energía eléctrica durante el año 2017, la Dirección Técnica de Gestión de Energía a través del Informe Diagnóstico de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica en Colombia del año 2017, logró determinar el comportamiento del indicador Trimestral Agrupado de la Discontinuidad – ITAD de EMCALI para todos los niveles de tensión definidos en la resolución CREG 097 de 2008. Sobre el particular, se encontró que dichos índices (ITAD NT1 y ITAD NT 2 y NT3), están por debajo de los Índices de Referencia Agrupados de la Discontinuidad - IRAD de los años 2006 y 2007, definidos de manera particular para este operador de red a través de las resoluciones CREG 136 y 175 de 2010.

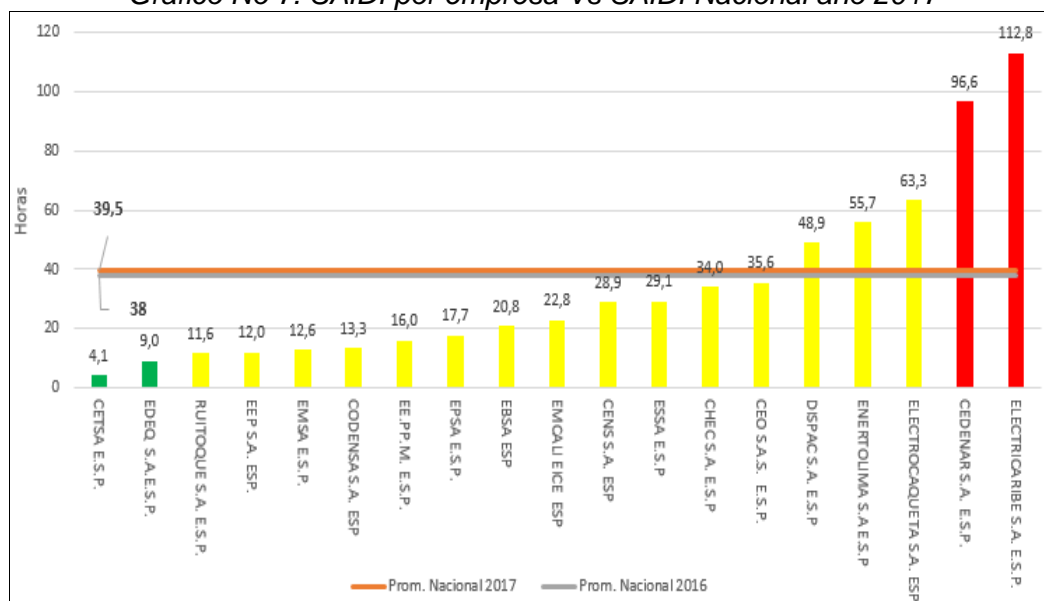
Lo cual demuestra que EMCALI propendió por mejorar la calidad del servicio prestado a los diferentes usuarios de su mercado, ya que sus valores trimestrales del ITAD se encuentran por debajo de los índices de referencia IRAD.

Ahora bien, dentro del proceso de revisión de la información soporte de algunos de los periodos reportados al SUI, se encontró que al parecer existen algunas interrupciones catalogadas como excluibles dentro del cálculo del ITAD, que deberán ser revisadas a profundidad ya que podrían haber sido clasificadas de forma errada. Lo anterior, será revisado al interior de la Dirección Técnica de Gestión de Energía.

Ahora bien, es importante mencionar que el esquema planteado por la Resolución CREG 097 de 2008, solo permite a las empresas de distribución compararse consigo mismas respecto a los años 2006 y 2007 (tomados como referencia o punto de partida), y no consiente la comparación objetiva con otras empresas de Colombia o el mundo que tengan características similares. Razón por la cual, se procede a revisar el comportamiento de dos indicadores internacionales, SAIDI y SAIFI (Definidos en el estándar “IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices” IEEE Std 1366-

2012), que, si bien no están dentro del marco de la regulación para el periodo de evaluación, permiten hacer comparaciones objetivas entre diferentes empresas, con condiciones similares.

Gráfico No 7. SAIDI por empresa Vs SAIDI Nacional año 2017

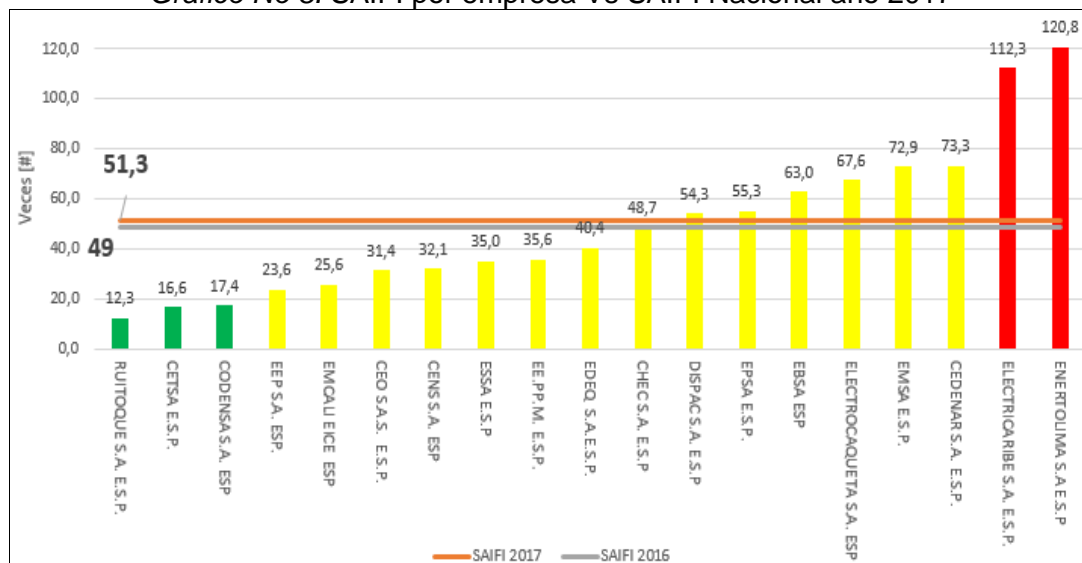


Fuente: Informe Diagnóstico de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica en Colombia 2017 – Superservicios

Al evaluar el comportamiento del indicador SAIDI de EMCALI durante el año 2017, y compararlo con el SAIDI promedio nacional, el cual se ubicó en 39,5 horas de interrupciones año (línea horizontal en color naranja), se encontró que dicho indicador esta por debajo de la media nacional, con un total de 22,8 horas de interrupciones.

Situación similar se presentó con el indicador SAIFI, el cual esta en 25,6 interrupciones durante el año 2017, muy por debajo de la media nacional que estuvo por 51,3 interrupciones.

Gráfico No 8. SAIFI por empresa Vs SAIFI Nacional año 2017



Fuente: Informe Diagnóstico de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica en Colombia 2017 – Superservicios

Ahora bien, a nivel de calidad del servicio por municipio del OR EMCALI, los municipios con mayor afectación son Jamundí y Puerto tejada, así:

*Tabla No 16. Listado de municipios con bajo nivel de calidad de EMCALI – 2017  
Indicador SAIDI*

OPERADOR	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SAIDI	Nº PROMEDIO DE USUARIOS
Empresas Municipales de Cali E.I.C.E ESP.	Valle del Cauca	Jamundí	40,2	573,3
	Cauca	Puerto Tejada	23,8	5822,8

Fuente: Informe Diagnóstico de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica en Colombia 2017 – Superservicios

*Tabla No 17. Listado de municipios con bajo nivel de calidad de EMCALI – 2017  
Indicador SAIFI*

OPERADOR	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SAIFI	Nº PROMEDIO DE USUARIOS
Empresas Municipales de Cali E.I.C.E ESP.	Cauca	Puerto Tejada	54,7	5822,8
	Valle del Cauca	Jamundí	53,9	573,3

Fuente: Informe Diagnóstico de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica en Colombia 2017 – Superservicios

Circuitos sobre los cuales se pudo validar que la Empresa dispuso de recursos económicos y financieros durante los meses de febrero, abril, mayo, septiembre y octubre del año 2017, que permitieran reducir el número de incidencias y eventos sobre los usuarios de dichos municipios.

De igual forma, se pudo constatar que internamente el departamento y la dirección de distribución de EMCALI construyeron y ejecutan un Plan de Calidad del Servicio que busca constantemente mejorar los indicadores de calidad del servicio. Dicha estrategia, se fundamenta en el histórico de las interrupciones por circuito de todo su mercado hasta de los últimos 5 años, proceso a partir del cual establecen el listado de los 20 circuitos más críticos en cuanto a los criterios de confiabilidad y calidad del servicio, sobre los cuales enfocaran esfuerzos desde la Gerencia de Energía.

El cumplimiento de los criterios de calidad y confiabilidad, se evalúa a partir de: i) Indicador SAIDI, ii) Indicador SAIFI, iii) Energía No Servida, iv) Estadística de tiempo total en falla (5 años de periodo), y, v) Estadística de frecuencia total de falla (5 años de periodo). Lo que permite enfocar esfuerzos de una forma más asertiva, ya que permite determinar qué tipo de Inversiones son las más adecuadas para cada circuito del listado. Dentro de las posibles tareas a desarrollar sobre los mismos, se encuentran:

- Cambio de conductor desnudo por conductor Semiaislado. Instalación de cable de guarda.
- Instalación de sistema de puesta a tierra
- Instalación de elementos de corte.

### 3.4. Mantenimiento de activos

De acuerdo con los planes semestrales de mantenimiento desarrollados durante el año 2017 por EMCALI, dentro de las subestaciones a nivel de 115 kV, se encontró que la Gerencia de Energía ejecutó actividades de mantenimiento preventivo y de reposición de activos, sobre varias de las subestaciones de su sistema dentro de las que se encuentran: Pance, Juanchito 115 kV, Chipichape, Melendez y Termoyumbo. Siendo la subestación Juanchito, la cual recibió un mayor número de intervenciones con un total de 5, seguido por la subestación Termoyumbo con 2. Actividades enfocadas principalmente en garantizar la protección y monitoreo de los activos de conexión de EMCALI.

De forma simultánea al análisis realizado a los planes semestrales de mantenimiento enunciados en el párrafo anterior, se evaluó la información contenida en la aplicación de Herramientas Operativas - HEROPE de XM, asociada con las aperturas no controladas de los activos del STR localizados en subestaciones de este operador de red, encontrando lo siguiente:

*Tabla No 18. Relación de eventos no programados activos del STR de 2017*

ACTIVO DEL STR AFECTADO	NUMERO DE EVENTOS
BAHIA ACOUPLE 1 AGUABLANCA 115 kV	2
BAHIA ACOUPLE 1 SAN LUIS 115 kV	1
BL1 AGUABLANCA A ALFEREZ II 115 kV	3
BL1 AGUABLANCA A JUANCHITO (EPSA) 115 kV	5
BL1 LA CAMPIÑA A CHIPICHAPE 115 kV	2
BL1 SAN LUIS A JUANCHITO 115 kV	5
BL1 SAN LUIS A TERMOYUMBO 115 kV	2
BL2 AGUABLANCA A JUANCHITO (EPSA) 115 kV	2
<b>Total general</b>	<b>22</b>

Fuente: XM S.A. ESP.

Las bahías de línea: BL1 SAN LUIS A JUANCHITO 115 kV y BL1 AGUABLANCA A JUANCHITO (EPSA) 115 kV, lideran el listado en cuanto al número de salidas durante el año 2017. El primero de los casos asociado con problemas de inundación en la SE Juanchito y el segundo por causas no determinadas sobre dicha bahía de línea.

Adicional a las causas ya mencionadas, se encontraron aperturas de elementos asociadas a mantenimientos correctivos sobre activos asociados a las subestaciones Aguablanca, San Luis y Alférez I. Sobre las cuales no se evidencia actividades de mantenimiento preventivo o predictivo realizadas en la vigencia de evaluación.

En atención a lo expuesto, EMCALI debe fortalecer sus estrategias de mantenimiento preventivo para los años posteriores basado en el histórico de interrupciones a nivel del STR, contenidas en el histórico de sus eventos y de la herramienta HEROPE de XM.

Así mismo, es importante mencionar que de acuerdo con la política de mantenimiento que actualmente es desarrollada por EMCALI, existen 4 pilares principales hacia los cuales direccionan esfuerzos, así: i) Plan de Mantenimiento Área de Protecciones, ii) Plan de Mantenimiento Conexión y Transformación, iii) Plan de Mantenimiento Red Aérea, y, iv) Plan de Mantenimiento Red Subterránea. Todas ellas, enfocadas principalmente en garantizar la vida útil de los activos, la calidad del servicio suministrada a los usuarios y el mejoramiento de los indicadores de calidad del servicio definidos por la CREG. A dichos programas, se les hace el seguimiento periódico mediante indicadores de gestión, debidamente construidos.

### 3.5. Proyectos de Inversión

De acuerdo con la información de proyectos de inversión reportada al SUI por parte de EMCALI durante la vigencia 2017, el nivel de inversión de esta Empresa aumentó aproximadamente en un 78% frente a lo ejecutado durante el año 2016.

Dentro de los proyectos con mayor nivel de inversión durante el año 2017, se encuentra el proyecto: CPROG RECURSOS PROGRAMA REDUCCION DE PERDIDAS SOLICITADOS A LA CREG, el cual tenía como objetivo principal la reducción del indicador de pérdidas totales. Dicho proyecto representó el 47% del total del presupuesto de ese año, seguido por los proyectos de normalización de redes con el 18% y la construcción de nuevos circuitos en nivel de tensión 2 con un 7%.

*Tabla No 19. Relación de proyectos de inversión reportados al SUI 2016 vs 2017*

NOMBRE DEL PROYECTO	AÑO 2016	AÑO 2017
CPROG RECURSOS PROGRAMA REDUCCION DE PERDIDAS SOLICITADOS A LA CREG	\$ 18.967.244.233	\$ 33.713.007.972
EQUIPOS MANTENIMIENTO REDES DISTRIBUCION ENERGIA	\$ -	\$ 1.980.559.836
EXPANSION DE LA INFRAESTRUCTURA SDL	\$ 1.859.279.074	\$ 2.200.183.282
INFRAESTRURA ALTERNATIVA PODA ARBOLES		\$ 1.271.662.528
INSTALACION EQUIPOS DE FLEXIBILIDAD FASE IV	\$ 714.000.000	
MEGAOBRAS REDES ELECTRICAS		\$ 1.302.023.000
NUEVOS CIRCUITOS N2 KV	\$ 4.590.228.778	\$ 4.831.852.233
PILOTO GENERACION DISTRIBUIDA		\$ 947.579.555
PLAN DE EXPANSION EMCALI 2014 – 2024	\$ 528.913.991	\$ 3.782.059.723
PROGRAMA NORMALIZACION DE REDES DE ENERGIA PRONE	\$ 7.670.053.075	\$ 12.872.742.664
PROYECTO PILOTO HOGARES SOSTENIBLES		\$ 69.979.710
PROYECTO PILOTO RESTAURACION AUTOMATICA DEL SERVICIO EN BT	\$ 60.497.522	
READECUACIÓN DE REDES SUBTERRANEAS		\$ 1.101.991.935
READECUACION REDES SUBTERRANEAS ENLACES DEL SDL	\$ 3.642.823.927	\$ 1.623.461.025
RECUPERACION PERDIDAS TECNICAS DE ENERGIA	\$ 319.000.000	
REFORMA REDES ELECTRICAS BARRIO GRANADA		\$ 3.256.676.592
REPOSICION DE TRAFOS AVERIADOS Y OBSOLETOS	\$ 1.593.707.760	\$ 2.119.462.600
<b>Total general</b>	<b>\$ 39.945.748.360</b>	<b>\$ 71.073.242.655</b>

Fuente: SUI

Así mismo, es importante destacar el aumento presentado dentro del proyecto de desarrollo del Plan de Expansión 2014-2024, que registró un incremento de 7 veces el valor destinado para este mismo proyecto durante el año 2016. Monto que, si bien no es una cifra despreciable, es una cantidad pequeña frente a las necesidades que tiene evidenciado EMCALI para fortalecer su sistema.

Con base por lo definido dentro de sus políticas de mantenimiento, y de acuerdo con lo presentado en la *Tabla No 19*, durante la vigencia 2017 se realizaron obras de mantenimiento a redes de distribución por el orden de \$ 9.234 millones, enfocadas a mejorar los indicadores de calidad y fortalecer su sistema.

Dentro del proceso de cumplimiento a lo establecido en las Resoluciones CREG 070 de 1998, CREG 097 de 2008 y CREG 024 de 2013, EMCALI en calidad de operador de red, es responsable de evaluar, preparar y desarrollar el Plan de Expansión de su sistema, el cual deberá ser presentado ante la UPME para su revisión, aprobación e inclusión en el Correspondiente Plan de Expansión de Referencia.

En razón a lo expuesto, contrató a la firma GERZ con el fin de que realizara un análisis integral de las condiciones del sistema de distribución de EMCALI, identificando cuales son las obras necesarias para eliminar posibles restricciones y garantizar el cubrimiento de la demanda. Proceso que fue desarrollado durante el año 2013, y terminó con la entrega de toda la información relacionada con el Plan de Expansión de este sistema ante la UPME, en el mes de agosto del año 2015 y su posterior concepto de aprobación durante el mencionado mes. Lo anterior, dio como resultado que EMCALI para el mes de mayo del año 2016, manifestara de forma escrita ante la UPME su intención de ejecutar el mencionado Plan de Expansión, que se desarrollaría en el periodo 2016 – 2024.

El Plan de Expansión se encuentra dimensionado por EMCALI a ser desarrollado en 2 grandes fases, la Fase I, a ser desarrollado entre los años 2016 y 2018, y la Fase II, entre los años 2019-2024, por un valor total de \$ 141.000 MCOP.

Para el caso de la Fase I, la cual se encuentra en ejecución, el valor de las obras será de aproximadamente \$ 87.000 MCOP, y las obras tienen el siguiente alcance:

*Tabla No 20. Alcance de las obras del Plan de Expansión de EMCALI Fase I*

Alcance – Fase 1 año 2016-2018 En ejecución
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cambio de Nivel de tensión Corredor 115 kV que abarca las Subestaciones Sur - Diesel II – Meléndez - Juanchito.</li> <li>• Construcción de la nueva Subestación LADERA 115 kV y reconfiguración línea PANCE-SAN ANTONIO 115 kV</li> <li>• Modernización de la nueva Subestación CENTRO.</li> </ul>

Fuente: Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. ESP

Y para la fase II, las obras serán del orden de los \$ 54.000 MCOP, con las siguientes obras asociadas.

*Tabla No 21. Alcance de las obras del Plan de Expansión de EMCALI Fase II*

Alcance – Fase 2 año 2019-2024.
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nueva subestación Arroyohondo 115/34.5/13.2 kV</li> <li>• Ampliación subestación Campiña 115/34.5/13.2 kV</li> <li>• Reconfiguración enlace Menga- Chipichape y Menga- Campiña.</li> <li>• Nueva Subestación Saladito 115/34.5/13.2 kV</li> </ul>

Fuente: Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. ESP

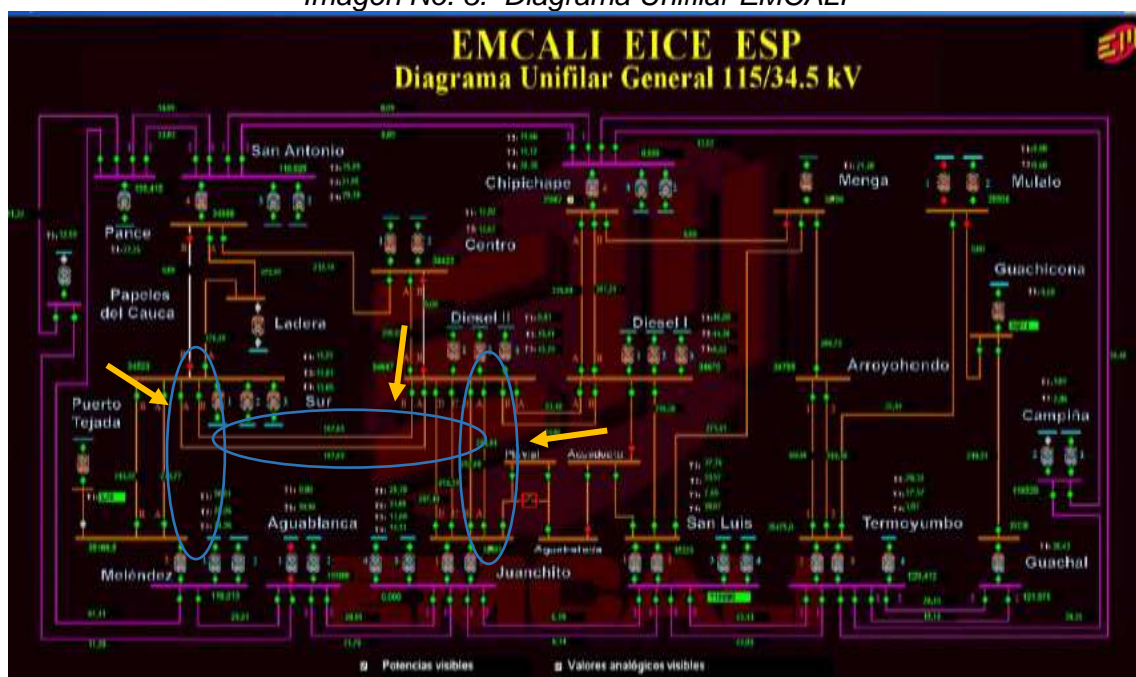


Al evaluar el nivel de avance al mes de diciembre del año 2017 se encontró lo siguiente:

- Cambio de Nivel de tensión Corredor 34,5 kV a 115 kV, que abarca las Subestaciones Sur -Diesel II – Meléndez - Juanchito, se logró obtener la Aprobación de Vigencias Futuras para el desarrollo del proyecto, la ejecución de la Ingeniería de Detalle, la revisión y la obtención del concepto final del PMA por parte del DAGMA<sup>4</sup>, se desarrolló el Proceso de Pre-Calificación Contratistas, se realizó la Evaluación final de la Precalificación y se inicia proceso de Contratación con de los contratitas Pre-calificados.

Al respecto, es importante mencionar que este Proyecto es de alta importancia para EMCALI, ya que permitirá reforzar una gran parte de su sistema de Distribución. El alcance de las obras incluye la repotenciación de una de las troncales de mayor relevancia, la cual recorre la ciudad de Cali de un extremo a otro, desde la subestación Juanchito hasta la zona sur de la ciudad, en la subestación Sur. En la *Imagen No. 3*, señalada con figuras elipsoidales en azul y flechas de color amarillo, se pueden observar cuales son los activos a intervenir. Esta obra, no solo incluirá la expansión y reforzamiento de las subestaciones antes mencionadas, sino también de algunas cercanas a las mismas.

*Imagen No. 3. Diagrama Unifilar EMCALI*



Fuente: Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. ESP

- Construcción de la nueva Subestación LADERA a 115kV se pudo lograr la Aprobación de las correspondientes Vigencia, la ejecución Ingeniería de Detalle, se desarrolló el Proceso de Pre-Calificación Contratistas, la evaluación final de la Precalificación, se realizó el proceso de contratación del Estudio Impacto Ambiental.

<sup>4</sup> DAGMA: Departamento Administrativo de Gestión del Medio Ambiente de la Alcaldía de Santiago de Cali

Con relación a los proyectos antes mencionados, se encontró que existen tareas previstas en el cronograma de ejecución que debían ser desarrolladas durante la vigencia 2017, entre las que se encuentran:

- Para el caso del corredor a 115 kV, la etapa Inicio del Suministro, Construcción, Montaje, se pasó al 2018, ya que el dinero para dichas obras se obtuvo para el segundo semestre del año 2017
- En la subestación Ladera, uno de los corredores de línea involucraba la instalación de torres dentro de un parque cementerio, que conllevó a la consecución de múltiples permisos y negociaciones de derechos de servidumbre.

### 3.6. Cumplimiento RETIE

En cuanto al reporte de información relacionada con accidentes de origen eléctrico, el numeral 9.5 del RETIE establece:

*“En los casos de accidentes de origen eléctrico con o sin interrupción del servicio de energía eléctrica, que tengan como consecuencia la muerte, lesiones graves de personas o afectación grave de inmuebles por incendio o explosión, la persona que tenga conocimiento del hecho debe comunicarlo en el menor tiempo posible a la autoridad competente o a la empresa prestadora del servicio.*

*Las empresas responsables de la prestación del servicio público de energía eléctrica, deben dar cumplimiento a lo establecido en el inciso d) del artículo 4 de la Resolución 1348 de 2009 expedida por el Ministerio de la Protección Social, en lo referente al deber de investigar y reportar cualquier accidente o incidente ocurrido con su personal directo o de contratistas en sus redes eléctricas. Adicionalmente, deben reportar cada tres meses al Sistema Único de Información (SUI) los accidentes de origen eléctrico ocurridos en sus redes y aquellos con pérdida de vidas en las instalaciones de sus usuarios. Para ello, debe recopilar los accidentes reportados directamente a la empresa y las estadísticas del Instituto de Medicina Legal o la autoridad que haga sus veces en dicha jurisdicción, siguiendo las condiciones establecidas por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) en su calidad de administrador de dicho sistema; el reporte debe contener como mínimo el nombre del accidentado, tipo de lesión, causa del accidente, lugar y fecha, y las medidas tomadas. Esta información será para uso exclusivo de las entidades de control, Ministerio del Trabajo, Ministerio de Salud y Protección Social y Ministerio de Minas y Energía. El incumplimiento de este requisito, el encubrimiento o alteración de la información sobre los accidentes de origen eléctrico, será considerado una violación al RETIE.” Énfasis fuera de texto*

Información que, al ser validada en el SUI, se encontró que el nivel de accidentalidad de EMCALI aumento un 60% en el año 2017, con respecto al año 2016:

Tabla No 22. Relación de Accidentes de Origen Eléctrico de EMCALI 2016 Vs 2017

TIPO DE LESIÓN	AÑO	
	2016	2017
Tetanización	8	
Electrólisis	1	1
Quemaduras	6	23
<b>Total general</b>	<b>15</b>	<b>24</b>

Fuente: Superservicios

Dentro de las lesiones que más aumentaron se encuentran las quemaduras por contacto con elementos energizados, que representa el 96% de los accidentes y/o incidentes reportados durante la vigencia 2017. Según definición de la Organización Mundial de la Salud, las quemaduras son una lesión de los tejidos que se produce cuando el cuerpo recibe más energía de la que puede absorber sin sufrir daños.

Así mismo, es importante indicar que:

- La totalidad de los accidentados reportados son particulares, es decir personas sin vinculación laboral alguna con EMCALI.
- Al evaluar los campos EDAD con TIPO de ID, al parecer no se encuentra una correlación directa en la información reportada, ya que 21 de los 23 registros que la empresa reporta sufrieron quemaduras, tienen la edad de 1 año, donde 3 ellos tienen cédula de ciudadanía, y los otros no se sabe qué tipo de identificación tienen, ya que se reportan como N.N. Pero si se tienen nombres completos y direcciones asociadas a dichas personas.
- 21 de los 24 registros reportan como origen del accidente la violación de distancias de seguridad.
- La causa de la totalidad de los accidentes reportados es por contactos indirectos con redes energizadas.

Del análisis realizado a la información reportada a través del Formato 19 (establecido por la resolución SSPD 8055 de 2010), EMCALI deberá profundizar sobre el nivel de información de las personas afectadas, ya que se demuestra que se tiene información a partir de la cual reportar datos más exactos. En este mismo sentido, deberá enfocar esfuerzos en campañas de educación y socialización en riesgo eléctrico a los diferentes usuarios de su mercado, ya que como bien se resaltó, el 100% de los accidentados son usuarios del servicio suministrado por EMCALI.

### 3.7. Cumplimiento al Código de Medida

En cumplimiento de la Resolución CREG 038 de 2014, también conocido como código de medida, se tiene que la empresa reporta un total de 349 fronteras, de las cuales la mayor participación está representada en las que se tienen con usuarios no regulados.

Tabla No 23. Relación Fronteras

Tipos de Fronteras	
Alumbrado Público	9
Reguladas	13
Generación	1
Importación	30
No Regulada	296
<b>Total Fronteras</b>	<b>349</b>

Fuente: información suministrada por la Empresa

De igual manera, y en cumplimiento de la resolución citada, la empresa debe dar cumplimiento a la certificación de conformidad de los elementos que componen la frontera, a tener instalados medidores con capacidad de registro de energía reactiva, a contar o tener instalados en sus fronteras medidores de respaldo entre otras obligaciones que impone dicha norma a los prestadores del servicio de energía eléctrica en Colombia. En la siguiente tabla se presenta el resumen de la ejecución de las actividades de obligatorio cumplimiento para EMCALI.

*Tabla No 24. Informe General de Cumplimiento de las Disposiciones Correspondientes del Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014) para las Fronteras Comerciales*

MEDICIÓN		INFORME GENERAL CUMPLIMIENTO CÓDIGO DE MEDIDA				
		META	EJEC	PROG	CUMP	SOPORTE
1	Certificación de conformidad de producto para los elementos del sistema de medición, según el artículo 10	308	304	4	99%	1. De las fronteras representadas se ha cumplido en un 99% el requisito establecido. El 1 % restante se encuentra programada su ejecución.
2	Medidores de energía reactiva, según el artículo 12	308	308	-	100%	2. Todas las fronteras representadas, a las que corresponda instalación de medidor de energía reactiva, tienen instalado este medidor a través de equipos de medida multifunción.
3	Medidores de respaldo, según el artículo 13	129	129	-	100%	3. Las fronteras con puntos de medición 1 y 2 tienen instalado medidor de respaldo
4	Registro y lectura de la información, según el artículo 15	308	308	-	100%	4. Registro y lectura con base en lo establecido en la regulación vigente efectuadas desde el CGM y registro físico y digital de hojas de vida.
5	Protección de datos, según el artículo 17	-	-	-	-	5. Se atienden las disposiciones en referencia a la seguridad de la información establecidas por los acuerdos emitidos por el consejo nacional de operación.
6	Centro de gestión de medidas, CGM, según el artículo 18	-	-	-	-	6. Se dispone de centro de gestión de medida con correcta lectura, registro y validación de consumos.
7	Fronteras de distribución, según el artículo 20	17	17	17	100%	7. Se efectuó la instalación de medidores principales y respaldos requeridos en fronteras de distribución restantes y se programa la ejecución de pruebas de rutina.
8	Hoja de vida del sistema de medición, según el artículo 30	308	308	0	100%	8. Se tiene dispuesta la hoja de vida por frontera comercial con reporte al sistema de intercambios comerciales.
9	Lectura de las mediciones en las fronteras comerciales	-	-	-	-	9. Se actualizo el software de lectura con inclusión de módulo de hoja de vida para reportes al sistema de intercambios comerciales.
10	Indicadores de gestión e informe de operación, según el artículo 40	-	-	-	-	10. Se anexa archivo con los indicadores e informe de gestión.

Fuente: información suministrada por la Empresa

También los prestadores deben tener registro de las fallas que se sucedan en sus fronteras y estas deben ser consolidadas por el Centro de Gestión de Medida – CGM, que para el caso de EMCALI durante el 2017 solo presentó 6 fallas en las fronteras con usuarios no regulados, estas se presentan a continuación.

Tabla No 25. Fronteras Usuarios No Regulados Reportadas En Falla

Nombre Frontera	Equipo en Falla	Fecha Inicio Falla	Fecha Fin Falla	ACCIÓN
AGRAF S.A.	Transformador de Corriente (TC)	12/05/2017	24/05/2017	NORMALIZACIÓN EQUIPO AUXILIAR DE MEDIDA
INDUSTRIAS RAPID Y CIA LTDA	Transformador de Potencial (TP)	02/03/2017	22/03/2017	NORMALIZACIÓN EQUIPO AUXILIAR DE MEDIDA
PRICESMART BARRANQUILLA	Sistema de Transmisión de Datos	05/01/2017	27/01/2017	NORMALIZACIÓN SISTEMA DE COMUNICACIÓN
PRICESMART CALI NORTE	Sistema de Transmisión de Datos	05/01/2017	25/01/2017	NORMALIZACIÓN SISTEMA DE COMUNICACIÓN
UNILEVER COLOMBIA SCC SA ALIMENTOS NUEVA SUBESTACIÓN	Sistema de Transmisión de Datos	08/01/2017	24/01/2017	NORMALIZACIÓN SISTEMA DE COMUNICACIÓN
PRICESMART BOGOTA	Sistema de Transmisión de Datos	05/01/2017	24/01/2017	NORMALIZACIÓN SISTEMA DE COMUNICACIÓN

Fuente: información suministrada por la Empresa

#### 4. ASPECTOS COMERCIALES

##### 4.1. Mercado Atendido

EMCALI para el 2017 atendió un total de 663.944 usuarios, de los cuales 609.185 son residenciales - UR y 54.759 corresponden a usuarios no residenciales - UNR.

La empresa atiende con redes propias además de los usuarios ubicados en el municipio de Cali (Valle del Cauca) a usuarios en el municipio de Puerto Tejada (Cauca), además de realizar la actividad como comercializador.

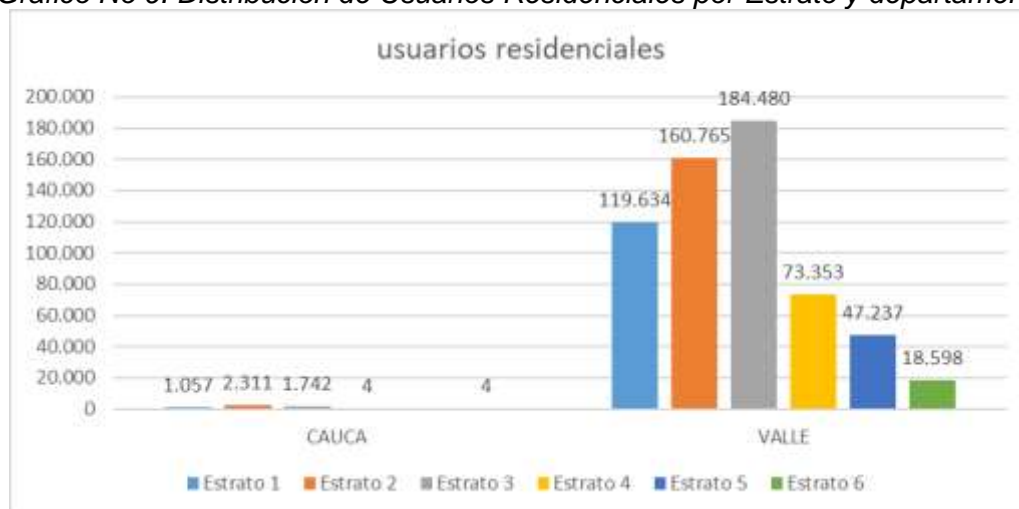
Tabla No 26. Distribución de Usuarios Residenciales por Estrato

Departamento	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Total Residencial
Cauca	1.057	2.311	1.742	4		4	5.118
Valle	119.634	160.765	184.480	73.353	47.237	18.598	604.067
<b>totales</b>	<b>120.691</b>	<b>163.076</b>	<b>186.222</b>	<b>73.357</b>	<b>47.237</b>	<b>18.602</b>	<b>609.185</b>

Fuente: SUI información suministrada por la empresa

Por estratos dentro de los UR, el de mayor notoriedad es el estrato 3 con una participación del 30.6%, seguido del estrato 2 con el 26.8% del total de los usuarios residenciales. En lo que hace referencia a la recepción de los subsidios del Fondo De Solidaridad Para Subsidios y Redistribución de Ingreso – FSSRI, se puede observar que del total de UR el 77.2% son receptores de subsidios (estratos 1,2 y3) y que solo el 10.8% de ellos (estratos 5 y 6) son aportantes de la contribución de solidaridad, ello sin tener en cuenta los no residenciales.

Gráfico No 9. Distribución de Usuarios Residenciales por Estrato y departamento



Fuente: SUI: Formato 2 y 3 – Suscriptores por estrato

Tabla No 27. Distribución del consumo (kWh) Usuarios Residenciales por Estrato

Departamento	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Total Residencial
CAUCA	1.311.879	3.771.345	2.743.343	1.302		21.728	7.861.315
VALLE	1.991.727.597	289.213.151	323.288.271	140.826.135	113.642.728	75.746.480	1.142.444.362
<b>Totales</b>	<b>1.993.039.476</b>	<b>292.984.496</b>	<b>326.031.614</b>	<b>140.827.437</b>	<b>113.642.728</b>	<b>75.768.208</b>	<b>1.150.305.677</b>
<b>Participación %</b>	<b>17%</b>	<b>25%</b>	<b>28%</b>	<b>12%</b>	<b>10%</b>	<b>7%</b>	<b>100%</b>

Fuente: SUI, cálculos DTGE

De igual manera el consumo realizado por estrato mantiene la tendencia relacionada con el número de usuarios, es decir se tiene mayor participación de los estratos 3 y 2 con el 28% y 25% respectivamente.

A nivel general se observa que la empresa ha decidido enfocar sus esfuerzos en sectores distintos de los usuarios residenciales y se enfoca de manera principal en conservar aquellos en los que posee propiedad de redes de distribución, es decir en los que actúa como Operador de Red.

Tabla No 28. Distribución de Usuarios No Residenciales por Actividad

Departamento	Industrial	Comercial	Oficial	Otros	Total No Residencial
Antioquia	1	1	1		3
Atlántico	1	1	2		4
Bolívar			3		3
Caldas		1			1
Cauca	25	464	16	11	516
Córdoba	1				1
Cundinamarca	1	1	2		4
Bogotá D.C.	2	5	38	1	46
Meta			1		1
Nariño			1		1
Risaralda		2			2
Sucre			2		2
Valle	2.037	50.146	1.324	668	54.175
<b>Totales</b>	<b>2.068</b>	<b>50.621</b>	<b>1.390</b>	<b>680</b>	<b>54.759</b>

Fuente: SUI, cálculos DTGE

En cuanto a los UNR, si bien la empresa tiene mayor participación en los municipios de Cali y Puerto Tejada con una participación del 99% del total de estos usuarios, la condición de libertad de mercado le permite a EMCALI atender comercialmente a 68 usuarios ubicados fuera de su mercado. Se debe mencionar que del total kWh que comercializa la empresa el 57.2% es realizado a los usuarios no residenciales y el restante 42.8% a los usuarios residenciales.

*Tabla No 29. Distribución del consumo (kWh) No Residenciales por Actividad*

Departamento	Industrial	Comercial	Oficial	Otros	Total No Residencial	participación %
Antioquia	4.607.849	2.975.960	531.136		8.114.945	0,5%
Atlántico	1.263.953	4.429.252	2.166.444		7.859.649	0,5%
Bolívar			31.619.539		31.619.539	2,1%
Caldas		740.949			740.949	0,0%
Cauca	7.156.297	3.585.941	250.311	96.191	11.954.459	0,8%
Córdoba	3.168.065				3.168.065	0,2%
Cundinamarca	5.866.847	2.124.162	1.742.229		9.733.238	0,6%
Bogotá D.C.	1.665.097	11.793.241	67.516.253	2.187.988	83.162.579	5,4%
Meta			509.508		509.508	0,0%
Nariño			1.891.106		1.891.106	0,1%
Risaralda			1.891.106		1.891.106	0,1%
Sucre			5.493.370		5.493.370	0,4%
VALLE	319.620.589	611.418.782	161.608.859	276.401.871	1.369.050.101	89,2%
Totales	343.348.697	637.068.287	275.219.861	278.686.050	1.535.188.614	100,0%
	22,4%	41,5%	17,9%	18,2%	100,0%	

Fuente: SUI, cálculos DTGE

Analizando los consumos por la actividad de los UNR, se observa que la mayor participación se presenta en los Comerciales con un 41.5%, seguidos de los denominados "Otros<sup>5</sup>" con el 18.2% del total del consumo de los UNR.

En este aspecto se nota la labor comercial de captura de usuarios en regiones distintas a su mercado natural, como se observa la entrada en mercados como Bogotá D.C. con 50 usuarios y con una participación del 5.4% del consumo del total de los UNR.

Los mercados de comercialización donde se efectuaron las ventas facturadas por EMCALI para el año 2017, son:

*Tabla No 30. Mercados EMCALI*

MERCADOS					
162-CALDAS	163-PEREIRA	165-CALI	166-TULUA	168-CARTAGO	172-CAUCA
173-NARIÑO	175-META	176-BOGOTA	442-COSTA CARIBE	561-EPSAU	704-ANTIOQUIA UNIFICADO CREG078

Fuente: SUI

Teniendo en cuenta los mercados atendidos, a continuación, se presenta la participación (%) de cada uno de los mercados para el año 2017 en relación con la cantidad de energía vendida y facturación de la empresa:

<sup>5</sup> Aquí se incluyen o agrupan los usuarios provisionales, alumbrado público y distritos de riego, entre otros

Tabla No 31. Participación por Mercados 2017

Mercado	Consumo (kWh)	% Consumo	Facturación total (\$)	% Facturación Total
162-CALDAS	740.949	0%	347.910.196	0%
163-PEREIRA	5.887.779	0%	2.328.312.043	0%
165-CALI	2.498.311.241	93%	1.201.639.476.938	95%
166-TULUA	2.498.909	0%	1.138.467.988	0%
168-CARTAGO	1.287.242	0%	564.929.746	0%
172-CAUCA	4.234.409	0%	1.391.270.516	0%
173-NARIÑO	1.891.106	0%	627.989.234	0%
175-META	509.508	0%	209.748.586	0%
176-BOGOTA	92.895.817	3%	34.875.808.972	3%
442-COSTA CARIBE	48.140.623	2%	15.501.685.009	1%
561-EPSAU	24.978.436	1%	8.218.461.484	1%
704-ANTIOQUIA UNIFICADO CREG078	8.114.945	0%	3.024.769.364	0%
Total	2.689.490.964	100%	1.269.868.830.076	100%

Fuente: SUI

De acuerdo a los resultados encontrados, se observa que el mercado relevante donde EMCALI tiene más participación en el 165-CALI, donde se concentra su prestación del servicio con más del 90% tanto de energía vendida como facturada.

#### 4.2. Facturación y Recaudo

A través de la Resolución SSPD No 20102400008055 de 2010, la SSPD requiere a los prestadores para que por medio del Formato 17, realicen el reporte de la información de facturación y recaudo realizado durante el periodo a informar, de acuerdo a las distintas cuentas indicadas en el formato.

*“(...) 4. Facturación Total: < Definición modificada por el artículo 22 de la Resolución 26285 de 2010. El nuevo texto es el siguiente: > Corresponde al valor total facturado en pesos del año que se reporta, incluyendo el saldo de las Cuentas por Cobrar al 31 de diciembre del año anterior. Los valores a reportar se deben informar en pesos Colombianos.*

*5. Recaudo Total: < Definición modificada por el artículo 22 de la Resolución 26285 de 2010. El nuevo texto es el siguiente: > Corresponde al valor total recaudado en pesos del año que se reporta, incluyendo el recaudo de los saldos de las Cuentas por Cobrar al 31 de diciembre del año anterior. Los valores a reportar se deben informar en pesos colombianos. (...)”.*

A continuación, se muestran los valores reportados para la vigencia correspondiente al año 2017:

Tabla No 32. Facturación y Recaudo

COD_CUENTA	NOMBRE_CUENTA	FACTURACIÓN TOTAL	RECAUDO TOTAL	%
1100301	CARGOS POR USO DE SDL	32.844.096.105,46	21.041.053.937,99	64%
1100302	CARGOS POR USO DE USUARIOS NO REGULADOS	13.839.562.792,39	12.282.772.481,94	89%
1100401	RESIDENCIAL ESTRATO 1 (NO SUBNORMALES)	119.503.861.129,36	78.013.124.880,68	65%
1100402	RESIDENCIAL ESTRATO 2 (NO SUBNORMALES)	152.017.370.200,45	136.518.651.755,84	90%
1100403	RESIDENCIAL ESTRATO 3 (NO SUBNORMALES)	161.708.291.598,41	152.653.524.139,13	94%
1100404	RESIDENCIAL ESTRATO 4	68.048.576.736,87	64.979.170.227,40	95%
1100405	RESIDENCIAL ESTRATO 5	54.148.781.066,82	51.935.713.839,14	96%
1100406	RESIDENCIAL ESTRATO 6	35.736.597.311,47	34.002.363.308,18	95%
1100407	USUARIOS DE BARRIOS SUBNORMALES (NO INCLUIDOS EN LOS ESTRATOS)	15.129.940.302,73	6.085.982.314,07	40%
1100408	COMERCIAL (INCLUYEN NO REGULADOS)	297.187.120.156,93	278.094.920.003,06	94%
1100409	INDUSTRIAL (INCLUYEN NO REGULADOS)	132.076.930.753,50	125.101.556.283,90	95%
1100410	OFICIAL (INCLUYEN NO REGULADOS)	102.717.256.534,74	95.651.016.882,12	93%
1100411	ALUMBRADO PÚBLICO	60.139.783.286,49	56.023.114.439,88	93%
1100414	OTROS (INCLUYEN NO REGULADOS) COMER	54.152.446.164,23	49.264.519.994,88	91%
Total		1.299.250.614.139,85	1.161.647.484.488,21	100%

Fuente: SUI Formato 17 Resolución SSPD 20102400008055 de 2010. Base de datos SUI. Fecha de corte 19/09/2017.



### 4.3. Mercado Mayorista

Con el fin de atender la demanda de energía, EMCALI adquiere a Generadores o comercializadores la energía requerida para el mercado regulado y no regulado mediante contratos de energía, bajo la modalidad de pague lo contratado o pague lo demandado. A continuación, se presentan la relación de los distintos contratos que tuvo la empresa relacionados con la vigencia 2017 y discriminados en los realizados para atender el mercado regulado y no regulado de la empresa.

*Tabla No 33. Contratos de Compra de Energía para 2017 - Mercado Regulado*

Proveedor	vigencia	tipo	energía 2017 (GWh/año)	% cobertura
EPM	01-01-2016 a 31-12-2017	PC	57,021	2,0%
EMGESA	01-01-2016 a 31-12-2017	PC	103,253	4,4%
CHIVOR	01-01-2016 a 31-12-2017	PC	150	6,3%
CHIVOR	01-01-2017 a 31-12-2018	PC	50	2,1%
CHIVOR	01-01-2017 a 31-12-2017	PC	76,2	3,2%
TERMOTASAJERO	01-01-2017 a 31-12-2017	PC	14,016	0,6%
GENERARCO	01-01-2017 a 31-12-2017	PC	140	5,9%
EPSA	01-01-2017 a 31-12-2017	PC	150,378	6,3%
PROELECTRICA	01-01-2017 a 31-12-2017	PC	87,6	3,7%
TERMOTASAJERO	01-01-2017 a 31-12-2017	PC	43,8	1,8%
COENERSA	01-01-2017 a 31-12-2017	PC	50,448	2,1%
AMERICANA	01-01-2017 a 31-12-2017	PC	50,448	2,1%
EMCALI	01-01-2017 a 31-12-2018	PC	48,08592	2,0%
EMCALI	01-01-2017 a 31-12-2018	PG	63,57629545	2,7%
EMCALI	01-01-2017 a 31-12-2020	PC	430,78272	18,2%
EMGESA	01-01-2017 a 31-12-2017	PC	524,2371812	22,1%
EPSA	CONTINUA	PD	0,1148	0,0%
ISAGEN	01-01-2017 a 31-12-2017	PC	60	2,5%

Fuente: información suministrada por la Empresa

La empresa adquirió para el periodo analizado, un total de 2.3 TWh para el mercado regulado y 8.1 TWh para el mercado no regulado.

*Tabla No 34. Contratos de Compra de Energía para 2017 – Mercado No Regulado*

Proveedor	vigencia	tipo	energía 2017 (GWh/año)	% cobertura
EMCALI	01-01-2016 a 31-12-2017	PC	120	14,7%
CHIVOR 26281	01-02-2014- a 31-12-2017	PC	143,914206	17,6%
EPSA	01-07-2014 a 31-12-2017	PC	84	10,3%
EMCALI	01-09-2016 a 31-12-2020	PG	109,990728	13,5%
EMCALI	01-01-2017 a 31-12-2018	PC	112,20048	13,7%
EMCALI	01-01-2017 a 31-12-2018	PG	142,6575246	17,5%
EMCALI	01-06-2017 a 31-12-2017	PC	53,672	6,6%

Fuente: información suministrada por la Empresa

Con respecto a la estrategia de adquisición de la energía demandada se observa, que en el mercado regulado la empresa se amparó en contratos con el 88.5 % y para el restante 11.5% recurrió al mercado de la bolsa de energía. Con respecto al mercado no regulado, la estrategia utilizada fue un tanto más conservadora ya que solo el 6.2% de la energía demandada para dicho mercado fue atendida en la bolsa de energía, esto puede explicarse a que es un mercado más maduro y con mejores herramientas para proyectar las demandas de energía.

Tabla No 35. Coberturas Año 2017 (Datos En Gwh)

MERCADO / ITEM	DEMANDA	ENERGÍA CONTRATADA	% COBERTURA	ENERGÍA EN BOLSA	% BOLSA
MERCADO REGULADO	2.371.586.978	2100	88,5%	272	11,5%
MERCADO NO REGULADO	8.173.341.015	766,43	93,8%	51	6,2%

Fuente: información suministrada por la Empresa

#### 4.4. Atención a usuarios

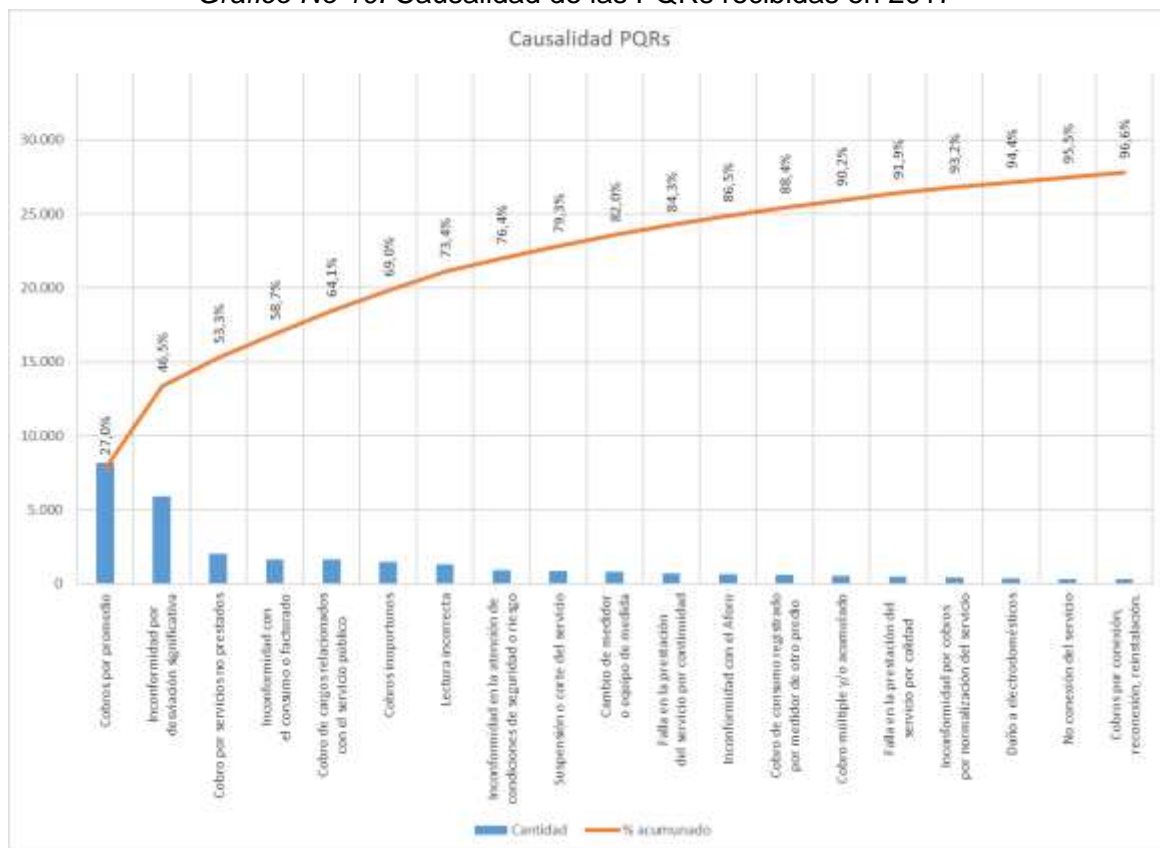
La empresa reportó para la vigencia de 2017, más de 30 mil PQR's interpuestas por sus usuarios con el fin de obligar a la empresa a revisar sus decisiones y siempre que afecten la prestación del servicio.

Tabla No 36. Causalidad de las PQRs recibidas en 2017

Causales de PQRs	Cantidad	% acumulado
Cobros por promedio	8.206	27,0%
Inconformidad por desviación significativa	5.926	46,5%
Cobro por servicios no prestados	2.045	53,3%
Inconformidad con el consumo o facturado	1.667	58,7%
Cobro de cargos relacionados con el servicio público	1.639	64,1%
Cobros inoportunos	1.462	69,0%
Lectura incorrecta	1.346	73,4%
Inconformidad en la atención de condiciones de seguridad o riesgo	913	76,4%
Suspensión o corte del servicio	869	79,3%
Cambio de medidor o equipo de medida	820	82,0%
Falla en la prestación del servicio por continuidad	701	84,3%
Inconformidad con el Aforo	673	86,5%
Cobro de consumo registrado por medidor de otro predio	579	88,4%
Cobro múltiple y/o acumulado	554	90,2%
Falla en la prestación del servicio por calidad	506	91,9%
Inconformidad por cobros por normalización del servicio	408	93,2%
Daño a electrodomésticos	358	94,4%
No conexión del servicio	344	95,5%
Cobros por conexión, reconexión, reinstalación.	331	96,6%
Cobro de otros bienes o servicios en la factura.	304	97,6%
Solicitud de rompimiento de Solidaridad	303	98,6%
Cobro de medidor	118	99,0%
Tarifa incorrecta	58	99,2%
Subsidios y contribuciones	53	99,4%
Entrega inoportuna o no entrega de la factura	40	99,5%
Pago sin abono a cuenta	37	99,6%
Cobro de acuerdo de pago o financiación	34	99,7%
Clase de uso incorrecto	27	99,8%
Negación de la solicitud de suspensión	21	99,9%
Estrato incorrecto	14	99,9%
Datos generales incorrectos	9	100,0%
Terminación del contrato	4	100,0%
Suspensión por mutuo acuerdo	3	100,0%
Fallas en la conexión del servicio	1	100,0%

Fuente: SUI, cálculos DTGE

Gráfico No 10. Causalidad de las PQRs recibidas en 2017



Fuente: SUI, cálculos DTGE

Las causalidades que mayor porcentaje representan para la empresa están relacionadas con: Cobros por promedio, Inconformidad por desviación significativa, Cobro por servicios no prestados, Inconformidad con el consumo facturado, Cobro de cargos relacionados con el servicio público, Cobros inoportunos, Lectura incorrecta, Inconformidad en la atención de condiciones de seguridad riesgo y Suspensión o corte del servicio, las cuales representan un 80% del total de las PQRs recibidas por la empresa.

#### 4.5. Tarifas

Teniendo en cuenta que la empresa atiende usuarios regulados y no regulados, en el presente informe se analizarán independientemente las tarifas de la empresa para estos dos tipos de usuarios.

##### 4.5.1. Tarifas Reguladas

En este capítulo, se analizará inicialmente cada uno de los componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio y luego el comportamiento de la tarifa durante el año 2017. La información utilizada para este análisis corresponde a las publicaciones de tarifas realizadas por la empresa en el Diario de Occidente en cumplimiento al artículo 18 de la Resolución CREG 119 de 2007 y que son remitidas mensualmente a la SSPD.

## Componente de Generación (G)

Este componente se calcula con base en la metodología establecida en la Resolución CREG 119 de 2007 y permite trasladar vía tarifa a los usuarios los costos de compra de energía del comercializador bien sea vía contratos bilaterales o bolsa.

El componente de Generación para el mes de enero de 2017 estaba en 152,03 \$/kWh que de acuerdo con la metodología tarifaria se calcula con las compras de energía del mes de diciembre de 2016. A partir del mes de febrero de 2017 el componente se incrementa en un valor promedio de 37,77 \$/kWh y se mantiene sobre los 180 \$/kWh durante todo el año. (Ver *Gráfico No 11*)

*Gráfico No 11. Componente de Generación (G) 2017*



Fuente: Información publicada por EMCALI

Este incremento de enero a febrero de 2017 puede explicarse como un cambio en los contratos bilaterales que tiene suscritos la empresa y que afectan los precios de compra de la energía, ya que para enero el precio promedio de compra en contratos con destino al mercado regulado (**Pc**) se encontraba en 190,63 \$/kWh y para febrero se encontraba en 206,98 \$/kWh. (ver *Gráfico No 12*).

En el *Gráfico No 12*, se muestra el costo promedio ponderado por energía de todos los contratos bilaterales liquidados con destino al mercado regulado (**Mc**) liquidado por XM S.A. E.S.P. en su calidad de ASIC; el **Pc** y el valor parcial del componente de Generación (**G Contratos**) proveniente de la parte de la fórmula del G que transfiere las compras vía contratos a la tarifa. No se tiene en cuenta en este análisis el Precio promedio de compras en bolsa (**Pb**) ya que, de acuerdo a la metodología tarifaria, las compras en bolsa se transfieren en su totalidad a la demanda.

Gráfico No 12. Precio Energía Comprada en Contratos 2017



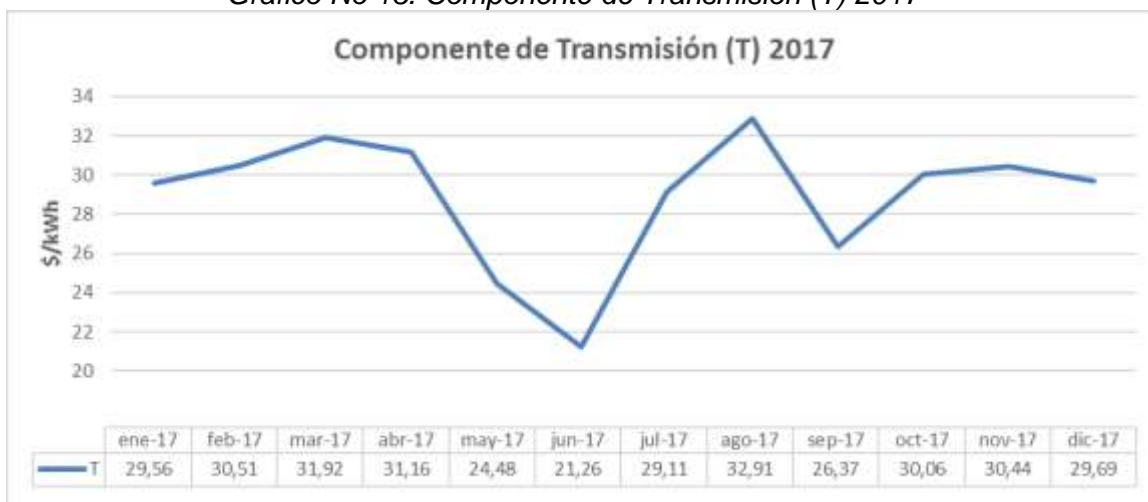
Fuente: Elaboración SSPD con información liquidada por el ASIC.

En la gráfica se puede observar que el **Pc** de la empresa durante el año 2017 estuvo por encima del **Mc**, y aplicando la metodología para el cálculo del componente se obtiene un **G contratos** menor al **Pc** por lo que no se transfiere la totalidad del precio pagado por concepto de compra de energía en contratos.

### Componente de Transmisión (T)

El componente de Transmisión es liquidado y publicado por XM S.A. E.S.P. en calidad de LAC de acuerdo con la Resolución CREG 011 de 2009 y las empresas comercializadoras cobran a sus usuarios dicho valor.

Gráfico No 13. Componente de Transmisión (T) 2017



Fuente: Información publicada por EMCALI

En el *Gráfico No 13* se muestran los valores del componente de Transmisión cobrado por la empresa a sus usuarios durante el año 2017. El componente reconoce a los transmisores nacionales el valor de las inversiones realizadas mediante un ingreso regulado establecido por la CREG a través de resolución particular. EMCALI no tiene activos de transmisión.

## Componente de Pérdidas (P)

El componente de Pérdidas reconoce al comercializador el costo de pérdidas de energía que por razones técnicas o no técnicas se pierden en el STN, STR y SDL. De acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 173 de 2011, este componente se calcula como una fracción de los componentes de Generación y Transmisión bajo las mismas condiciones del porcentaje de pérdidas reconocidas al Operador de Red propietario de las redes donde se preste el servicio.

En promedio, el componente de Pérdidas se compone de un 85% proveniente de la Generación y un 15% por el componente de Transmisión aproximadamente; razón por la cual, la curva mostrada en el *Gráfico No 14* tiene un comportamiento similar al del componente de Generación. Por lo anterior, un incremento en el componente de Generación impacta directamente este componente incrementándolo.

Gráfico No 14. Componente de Pérdidas (PR) 2017



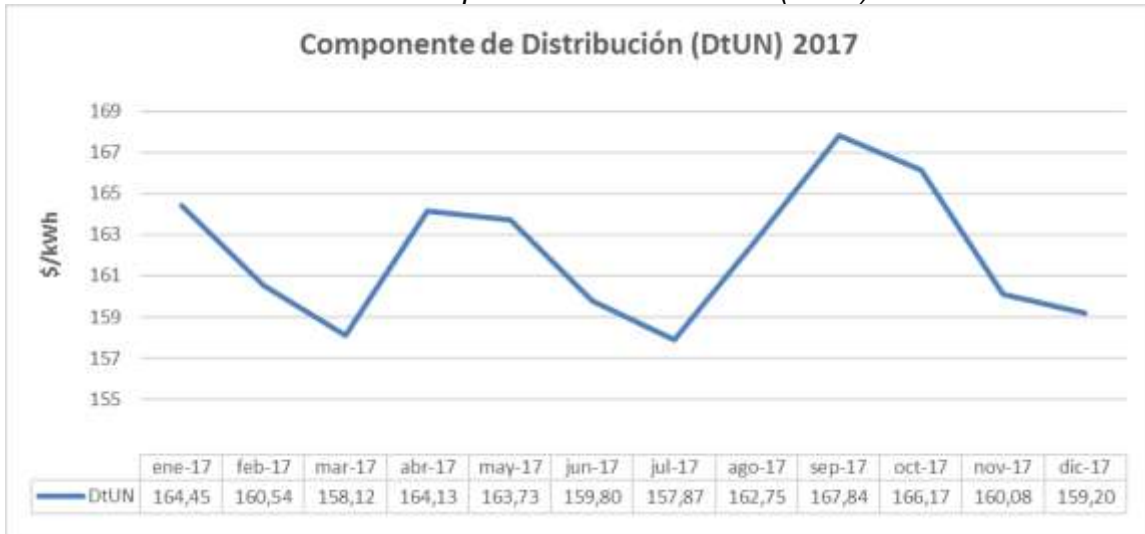
Fuente: Información publicada por EMCALI

## Componente de Distribución (D)

A la fecha, mientras entra en aplicación la Resolución CREG 015 de 2018, el valor de este componente por nivel de tensión se calcula mediante la Resolución CREG 097 de 2008. Si la empresa pertenece a un área de distribución (ADD), debe reportar el resultado de los cargos obtenidos mediante la Resolución 097 de 2008 a XM S.A. E.S.P. para que calcule un valor unificado (DtUN) que será el cobrado a los usuarios vía tarifa.

EMCALI operador de red pertenece al ADD Occidente por lo que debe aplicar a sus usuarios el DtUN publicado por XM S.A. E.S.P. por nivel de tensión para dicha área. De acuerdo con el Gráfico No 15, durante 2017 este componente se ubicó entre los 157,87 \$/kWh y los 167,84 \$/kWh con una diferencia de 9,97 \$/kWh. Los cargos de Distribución de una empresa varían mensualmente de acuerdo al índice de precios al productor.

Gráfico No 15. Componente de Distribución (DtUN) 2017



Fuente: Información publicada por EMCALI

### Componente de Comercialización (C)

El componente de Comercialización remunera costos asociados a la comercialización: margen de la actividad, riesgo de cartera, contribuciones y pagos al administrador del mercado. A la fecha, la comercialización se calcula a través de las metodologías establecidas en la Resoluciones CREG 180 y 191 de 2014 donde la Comercialización está conformada por tres subcomponentes: Costo variable de comercialización (**C\***), costo variable para atender usuarios regulados (**CvR**) y reconocimiento de garantías y contribuciones. Para el caso de EMCALI la conformación de este componente es la siguiente:

$$Cv_{m,i,j} = C_{i,j,m}^* + \frac{CER_{i,m} + CCD_{i,m-1} + CG_{i,m-1}}{V_{i,m-1}} + CvR_{i,j,m}$$

↓

32%

↓

6%

↓

63%

De acuerdo con el Gráfico No 16, durante el año 2017 el componente se mantuvo entre los 37,13 \$/kWh y 41,19 \$/kWh, el primero se presentó en el mes de marzo y el segundo en el mes de julio. Sin embargo, la variación promedio del componente de un mes respecto a otro fue de -0,06% con valores máximos de 12,68% y mínimos de -6,12%.

Gráfico No 16. Componente de Comercialización (C) 2017



Fuente: Información publicada por EMCALI

### Componente de Restricciones (R)

En el componente de Restricciones, es donde se compensan los sobrecostos en el sistema generados por los despachos de energía asociados a los límites técnicos de la red de transmisión o la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad; estos sobrecostos son asumidos por la demanda.

De acuerdo con la regulación, el ASIC asigna mensualmente a cada comercializador un valor en pesos por concepto de restricciones por lo que las empresas no tienen control sobre dicho componente; simplemente transfiere a sus usuarios vía tarifa estos valores. Las variaciones en el componente dependen principalmente del estado de las plantas de generación y las condiciones del STN y el STR, por lo que la configuración del despacho de energía cambia regularmente.

Este componente para el año 2017 presentó grandes variaciones (*Gráfico No 17*), incluso estando a la parte del componente que remunera la actividad de transmisión. El valor más alto de Restricciones se presentó en julio de 2017 con un valor 33,06 \$/kWh y el más bajo en el mes de febrero con un valor de 19,35 \$/kWh.

Gráfico No 17. Componente de Restricciones (R) 2017



Fuente: Información publicada por EMCALI



## Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)

Para el año 2017, la participación de cada uno de los componentes en el CU de EMCALI fue el siguiente:

$$CU_{n,m} = G_m + T_m + D_{n,m} + C_v_m + PR_{n,m} + R_m$$

↓
↓
↓
↓
↓
↓

**Generación**    **Transmisión**    **Distribución**    **Comercialización**    **Pérdidas**    **Restricciones**  
**39%**                    **6%**                    **34%**                    **8%**                    **7%**                    **5%**

Puede observarse que la Generación y la Distribución representan el 73% del Costo Unitario de Prestación del Servicio, y por el análisis realizado a estos dos componentes, es más de esperarse una variación en la Generación por la entrada de nuevos contratos bilaterales y adquisición de energía en bolsa que pueden cambiar las condiciones de precio principalmente por razones climáticas.

Para el año de análisis, el valor más alto de CU fue de 489,88 \$/kWh en el mes agosto de 2017 y el menor fue de 438,25 \$/kWh para enero de 2017 donde la diferencia fue de 51,63 \$/kWh. (Gráfico No 18)

Gráfico No 18. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) 2017



Fuente: Información publicada por EMCALI

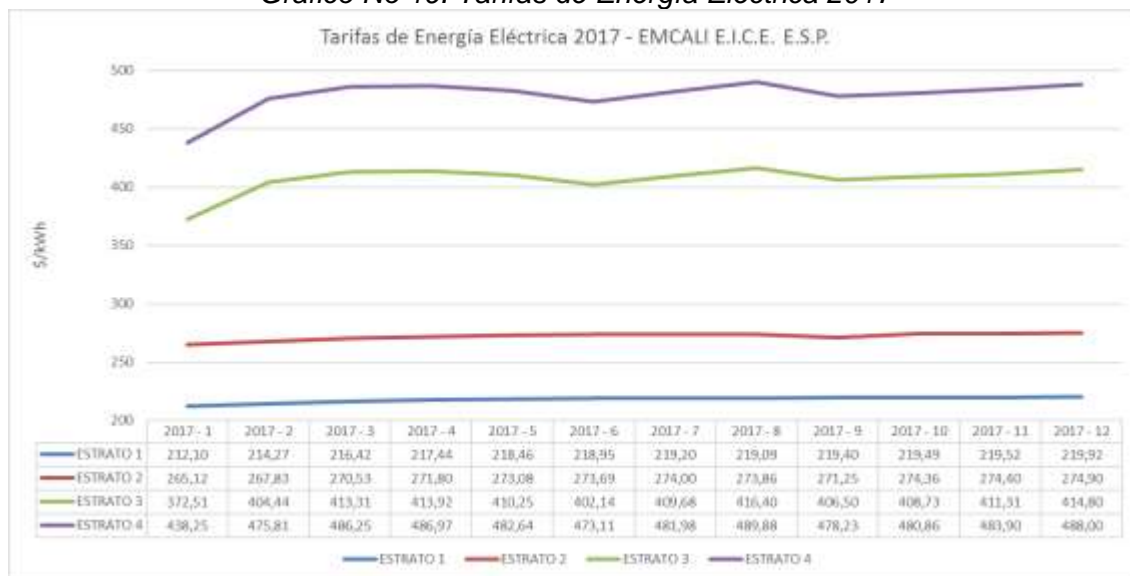
## Tarifas de Energía Eléctrica

La tarifa de energía eléctrica es el resultado de aplicar al Costo Unitario de Prestación de Servicios los subsidios del Fondo De Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso (FSSRI) donde, dependiendo el estrato socioeconómico, se aplica un subsidio o una contribución.

Para el caso de EMCALI que no aplica opción tarifaria, el CU es la tarifa de estrato 4, por lo que la curva es igual a la obtenida para el Costo Unitario de Prestación del Servicio. En el Gráfico No 19 se observan las tarifas por estrato aplicadas por la empresa a sus usuarios durante el año 2017. La aplicación del subsidio en los estratos

1 y 2 permite mantener un valor uniforme en la tarifa a diferencia de la variación que se identifica para el estrato 3.

Gráfico No 19. Tarifas de Energía Eléctrica 2017



Fuente: Información publicada por EMCALI

#### 4.1.2 Tarifas No Reguladas

De acuerdo con la información comercial reportada por EMCALI en el Sistema Único de Información (SUI), también atiende usuarios No Regulados, definidos por la Ley 143 de 1994 como la persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 2 MW por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente.

Por otra parte, la Resolución CREG 131 de 1998 actualizó los límites para considerarse como usuario no regulado a una persona natural o jurídica con una demanda máxima superior a un valor en MW o a un consumo mensual mínimo de energía en MWh, definidos por la comisión, por instalación legalizada, a partir de la cual no utiliza redes públicas de transporte de energía eléctrica y la utiliza en un mismo predio o en predios contiguos. Los límites de potencia o energía mensual establecidos aplicables a la fecha son de 1 MW o 55 MWh. Sus compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor, es decir, mediante un contrato bilateral y que su contenido no requiere la aprobación de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, permitiendo que las partes del contrato sólo puedan negociar los componentes de Generación y Comercialización.

Con base en lo anterior, para el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio promedio de acuerdo con la información reportada por EMCALI en el formato 3 del Sistema Único de Información SUI para el año 2017, se tuvieron en cuenta los siguientes campos y filtros:

- Campo 9: Sector
- Campo 10: Tipo de Tarifa
- Campo 13: ID Mercado
- Campo 14: Consumo

Campo 16: Facturación por consumo  
Campo 39: Tipo de factura

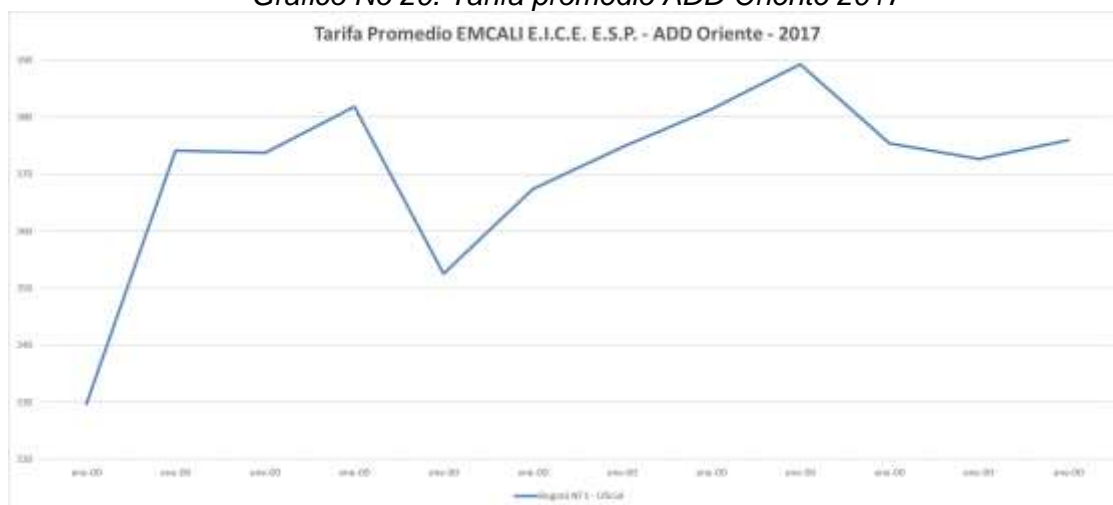
Teniendo relacionada la información comercial de la empresa por usuario y nivel de tensión de todo el año 2017 y de acuerdo a la definición del campo 16, el valor del consumo facturado no incluye subsidios ni contribuciones por lo que debería corresponder al cálculo realizado por la empresa del CU multiplicado por el consumo de cada usuario.

Luego de esto se procedió a realizar la sumatoria de los consumos y la facturación por consumo (Campos 14 y 16) de la empresa teniendo en cuenta el sector, mercado y nivel de tensión para calcular el cociente entre los campos 16 y 14, obteniendo un costo unitario de prestación del servicio promedio de EMCALI por sector, mercado y nivel de tensión. EL nivel de tensión se obtiene de cruzar la información del Formato 3 reportado por el Comercializador con el Formato 1 reportado por el Operador de Red.

Habiendo aclarado como se calculó el valor de la tarifa promedio (\$/kWh) por nivel de tensión, se muestran los resultados obtenidos agrupados por ADD con el objeto de hacer comparable la tarifa sabiendo que, para atender dichos mercados, usan la misma red de distribución.

El *Gráfico No 20* corresponde al mercado Bogotá por EMCALI en el área de distribución Oriente, este es el único mercado que atiende la empresa en este ADD. Para 2017, la tarifa promedio para este mercado en el nivel de tensión 1 fue de 329,66 \$/kWh para el sector Oficial.

*Gráfico No 20. Tarifa promedio ADD Oriente 2017*

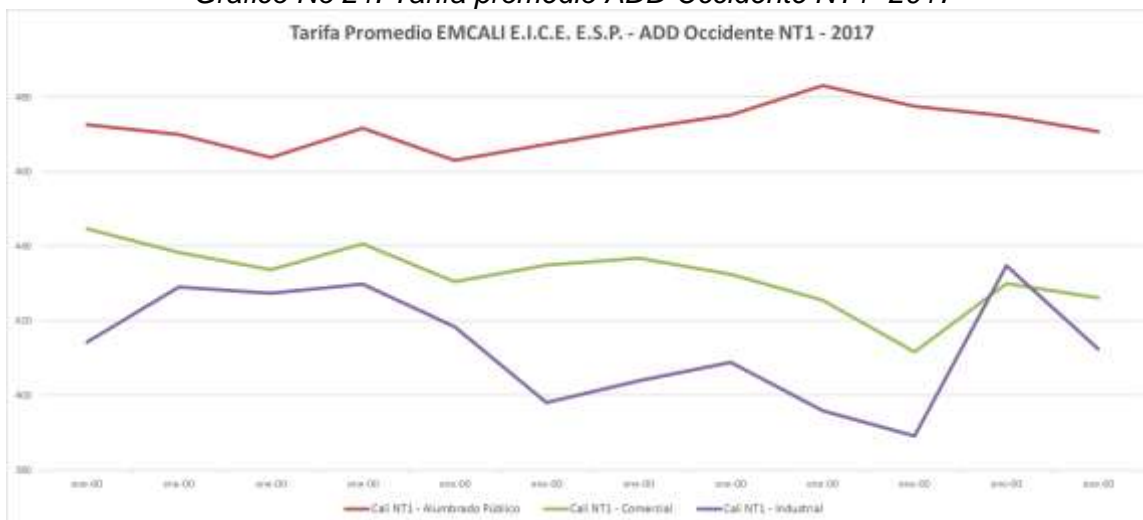


Fuente: Información publicada por EMCALI

El otro mercado donde la empresa atiende usuarios No Regulados corresponde a Cali, Jumbo y Puerto Tejada ubicado en al área de distribución Occidente. En este mercado presta el servicio para los niveles de tensión 1, 2 y 3.

En el *Gráfico No 21* se muestra la tarifa promedio del servicio ofrecido por EMCALI en el año 2017 para el nivel de tensión a los sectores Alumbrado Público, Comercial e Industrial. La tarifa promedio para todo el 2017 más alta para el NT1 corresponde a Alumbrado Público con un promedio de 471,82 \$/kWh, la más baja fue de 413,49 \$/kWh para el sector Industrial y en la mitad se encuentra el sector Comercial con un valor promedio de 432,15 \$/kWh.

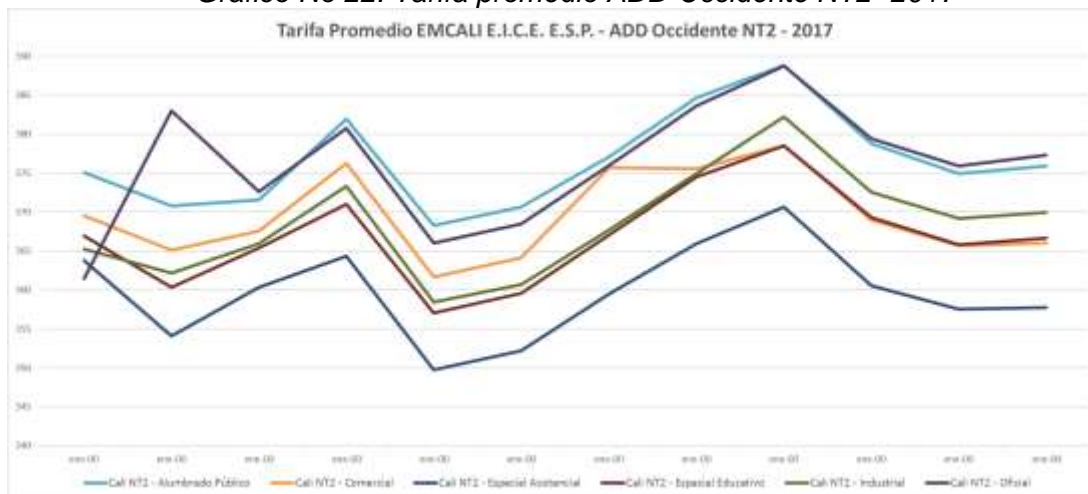
Gráfico No 21. Tarifa promedio ADD Occidente NT1- 2017



Fuente: Información publicada por EMCALI

En el Gráfico No 22, se puede observar la tarifa promedio para el Nivel de Tensión 2 para los sectores Alumbrado Público, Comercial, Especial Asistencial, Especial Educativo, Industrial y Oficial. La tarifa promedio más baja para este nivel de tensión corresponde a mayo de 2017 para en sector Especial Asistencia con un valor de 349,76 \$/kWh y el más alto fue de 388,84 \$/kWh en septiembre de 2017 para Alumbrado Público. El promedio de la tarifa promedio para 2017 fue de 369,55 \$/kWh. Dependiendo del sector, una tarifa es más alta que la otra debido a como fue la negociación de la tarifa entre las dos partes (empresa y usuario), pero puede observarse un comportamiento similar durante el año 2017.

Gráfico No 22. Tarifa promedio ADD Occidente NT2- 2017

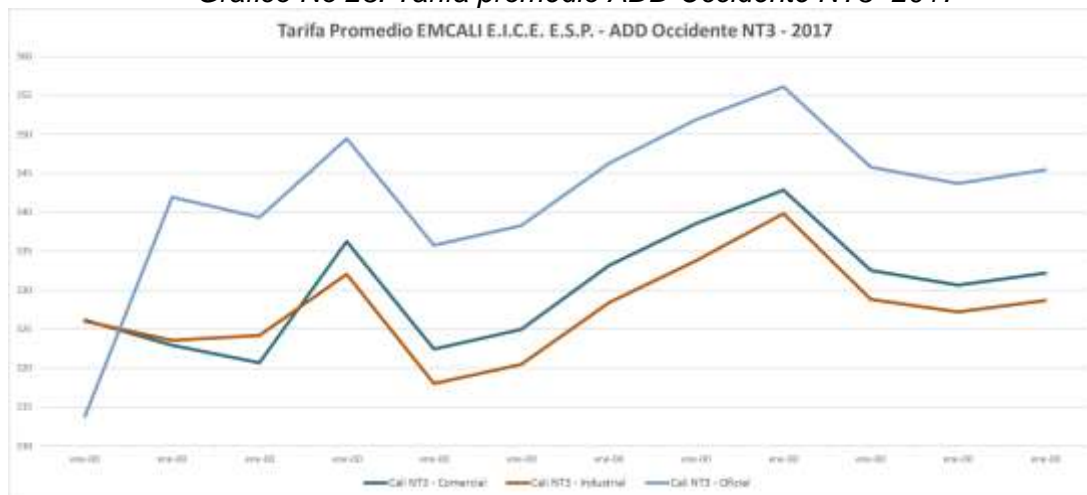


Fuente: Información publicada por EMCALI

Similar al nivel de tensión 2, en el Gráfico No 23 se muestran las tarifas promedio para los sectores Comercial, Industrial y Oficial para el mercado de Comercialización Cali, Jumbo y Puerto Tejada del ADD Occidente. Si bien las tarifas se desplazan hacia abajo del eje vertical, la curva tiene un comportamiento parecido al del Nivel de Tensión 2 durante el año 2017.

La tarifa promedio del nivel de tensión 3 para el año 2017 fue de 333,38 \$/kWh. El valor máximo para el año 2017 fue de 356,10 \$/kWh para el mes de septiembre en el sector Oficial y el menor fue de 313,80 \$/kWh también para el sector Oficial en el mes de enero de 2017.

Gráfico No 23. Tarifa promedio ADD Occidente NT3- 2017



Fuente: Información publicada por EMCALI

#### 4.6. Subsidios y contribuciones

EMCALI desarrolla las actividades de Comercialización, Distribución y Generación de Energía Eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional- SIN, atendiendo a usuarios Regulados y No Regulados de los estratos 1, 2, 3, y de los Sectores Comercial e Industrial, en el esquema de subsidios y contribuciones.

La empresa reporta en el Sistema Único de Información – SUI la información de subsidios y contribuciones de su mercado de comercialización, en los Formatos 2 (Información Comercial Residencial) y 3 (Información Comercial No Residencial) establecidos en la Resolución SSPD No. 20102400008055 del 16 de marzo de 2010 modificada por la Resolución SSPD No. 20121300017645 del 12 de junio de 2012 que corresponde a la facturación del servicio público de energía eléctrica y al Ministerio de Minas y Energía – MINMINAS, en las conciliaciones trimestrales del FSSRI y FOES en los Formatos 2 (Subsidios otorgados) y 3 (Contribuciones Facturadas).

Para esta evaluación, se realizó un análisis comparativo de la información del año 2016 y 2017 cargada por los prestadores, frente a la información enviada de acuerdo con la metodología establecida por MINMINAS. Así mismo, es pertinente aclarar que no se incluyen los ajustes por refacturación, los usuarios exentos, las contribuciones no recaudadas después de 6 meses y las contribuciones recaudadas después de conciliado su no recaudo, con el fin de sesgar el valor de los subsidios y las contribuciones, el cálculo ponderado del Costo Unitario y de la Tarifa Aplicada.

En la Tabla No 37 se presenta el total de usuarios atendidos por EMCALI y la distribución del número de usuarios promedio por estrato y sector atendidos en el esquema de subsidios y contribuciones en mercado propio de comercialización:

Tabla No 37. Número de usuarios promedio.

	Mercado	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 5	Estrato 6	Industrial	Comercial
2016	EMCALI-CALI	116.735	160.271	183.915	45.746	17.647	1.915	50.241
2017	EMCALI-CALI	120.690	163.077	186.222	47.236	18.603	2.053	50.605
Diferencia		3.954	2.806	2.308	1.490	955	139	364

Fuente: SUI

## Subsidios

En el análisis efectuado de la aplicación de subsidios por parte de EMCALI en el año 2017, alcanzan un valor de \$107.756,3 millones que representa una disminución del 4.37% con respecto al año anterior, ocasionado básicamente por la disminución en un 5.48% de los consumos base de la liquidación de los subsidios y de las variaciones del Costo Unitario – CU en un 0.10% y de la Tarifa Aplicada - TA en un 0.19%, lo que representó un menor valor del porcentaje del subsidio en un 4.16%, lo cual podemos observar en la Tabla No 38:

Tabla No 38. Comportamiento de subsidios 2016 - 2017.

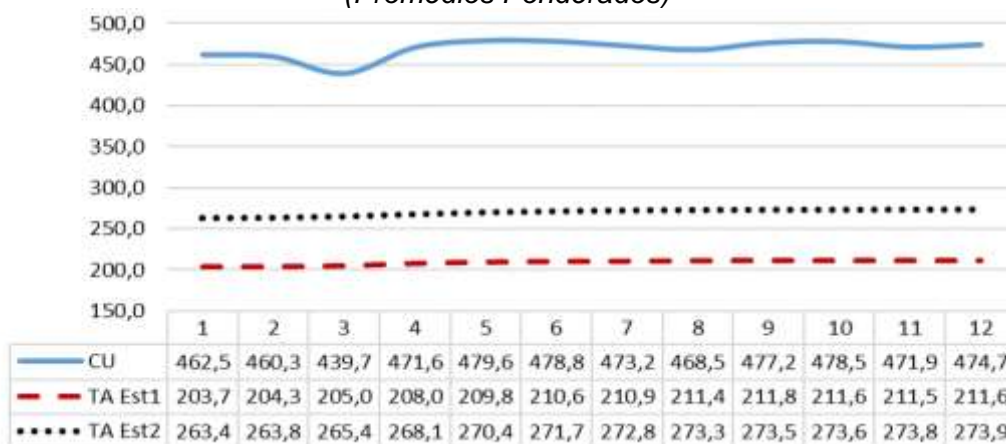
Año	2016	2017	Variación	Variación %
Subsidios \$*	112.679,90	107.756,30	-4.923,60	-4,37%
Número Usuarios Prom	460.921	469.988	9.067	1,97%
Consumo kWh	836.059.267	820.055.586	-16.003.681	-1,91%
Facturación Consumo\$*	393.482,2	386.456,5	-7.025,70	-1,79%
Consumo Subsidiado kWh	701.123.331	662.725.697	-38.397.634	-5,48%
CU (PromPond) \$	469,2639	469,7153	0,45	0,10%
TA (PromPond) \$	293,3269	293,8928	0,57	0,19%
%Sub (PromPond)	39,20%	37,57%	-0,02	-4,16%

Fuente: SUI, MME y DTGE

\*No incluye ajustes por refacturación (Cifras en Millones de COP\$)

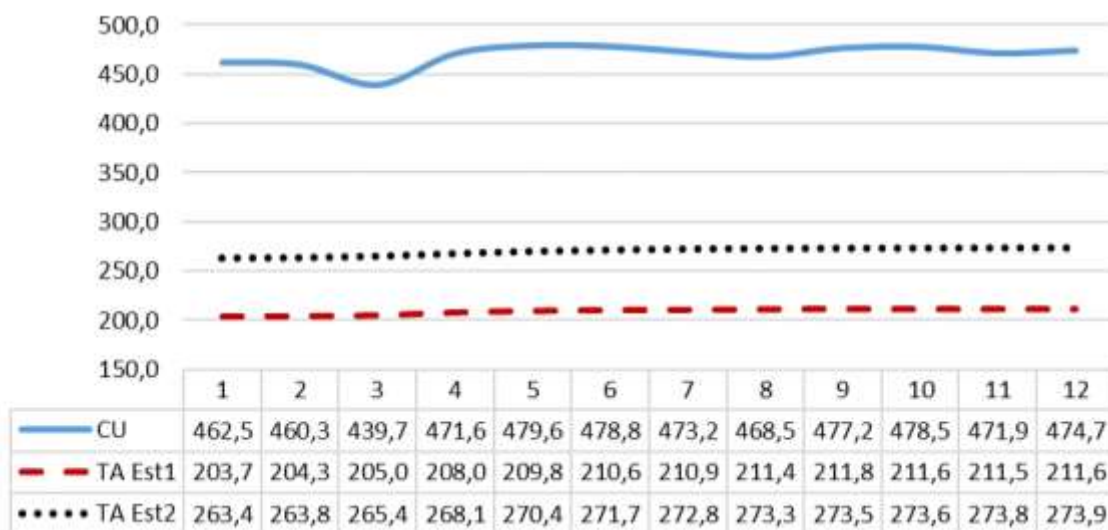
En el Gráfico No 24, podemos observar los valores promedio ponderado del CU y la TA para el año 2017, estas variables presentan un leve crecimiento de 0.10% y 0.19% respectivamente en promedio de 3.69%, lo cual se refleja en los porcentajes del subsidio aplicado el porcentaje de subsidios para el Estrato 1 que inició en enero de 2017 en 56.0% y finalizó en 55.4%, para el Estrato 2 inició en 43.1% y terminó en 42.3%, disminuciones ocasionado por las variaciones presentadas en los comportamientos de los componentes del Costo Unitario y de los consumos.

Gráfico No 24. Costo Unitario - CU, Tarifa Aplicada TA y Porcentaje de Subsidio. (Promedios Ponderados)



Fuente: SUI, MME y DTGE

Gráfico No 25. Porcentaje de Subsidio. (Promedios Ponderados)



Fuente: SUI, MME y DTGE

La tarifa aplicada es el valor resultante de aplicar al costo de prestación, el factor de subsidio que corresponda a cada estrato y la cual se ve reflejada en la factura expedida al usuario; el porcentaje promedio ponderado anual de subsidio al cierre del año 2017, alcanzó el 37.58%, representados en el 54.53% para el Estrato 1, el 43.20% para el Estrato 2 y el 15% para el Estrato 3; los comportamientos de las variables de los subsidios otorgados por estrato se presentan en la *Tabla No 39*:

Tabla No 39. Subsidios otorgados en el año 2017.

\*Cifras en Millones de COP\$

Estrato	Subsidios* \$	Número Usuarios	Consumo kWh	Facturación Consumo*	Consumo Subsidiado kWh	CU (Prom Pond) \$	TA (Prom Pond) \$	%Sub (Prom Pond)	Vr. Prom mes a pagar por el Usuario \$
Estrato 1	41.125,30	120.690	201.039.476	92.744,30	167.367.896	459,9958	209,18	54,53%	37.933
Estrato 2	47.957,80	163.077	292.984.496	139.420,20	232.744.776	475,9708	270,2933	43,20%	47.899
Estrato 3	18.673,00	186.222	326.031.614	154.292,00	262.613.025	473,1792	402,205	15,00%	62.480
<b>Total</b>	<b>107.756,10</b>	<b>469.988</b>	<b>820.055.586</b>	<b>386.456,50</b>	<b>662.725.697</b>	<b>469,7153</b>	<b>293,8928</b>	<b>37,58%</b>	<b>49.437</b>

Fuente: SUI, MME y DTGE

En la revisión efectuada, se evidenció una debida aplicación de las tarifas de los porcentajes de subsidio establecidos en la normatividad.

### Contribuciones

Las contribuciones facturadas por parte de EMCALI en el año 2017, alcanzan un valor de \$73.528.5 millones que representan una disminución del 4.58% con respecto al año anterior, esta variación obedece principalmente a la disminución del consumo en kWh en un 3.13%, del Costo Unitario – CU del 1.23%, lo cual se puede observar en la *Tabla No 40*:

Tabla No 40. Comportamiento de Contribuciones 2016 – 2017.

\*Cifras en Millones de COP\$

Año	2016	2017	Variación	Variación %
<b>Contribución \$*</b>	77.060,30	73.528,50	-3.531,80	-4,58%
<b>Numero Usuarios</b>	115.549	118.496	2.947,00	2,55%
<b>Consumo kWh</b>	1.213.709.578	1.175.715.699	-37.993.879,00	-3,13%
<b>Facturación Consumo\$*</b>	514.149,50	495.766,80	-18.382,70	-3,58%
<b>CU (PromPond) \$</b>	461,2476	455,5832	-5,66	-1,23%
<b>TA (PromPond) \$</b>	553,5415	546,6509	-6,89	-1,24%
<b>%Cont (PromPond)</b>	20,00%	20,00%	0,00	0,00%

Fuente: SUI y DTGE

La tarifa aplicada es el valor resultante de aplicar al costo de prestación el factor de contribución de solidaridad que corresponda, lo cual se ve reflejada en la factura, el porcentaje promedio ponderado anual de contribución aplicado al cierre del año 2017 es del 20.0% para los sectores Comercial e Industrial, los resultados por estrato y sector se presentan en la Tabla No 41:

Tabla No 41. Contribuciones facturadas año 2017.

\*Cifras en Millones de COP\$

Estrato Sector	Contribución \$*	Numero Usuarios Promedio	Consumo kWh	CU \$ (Prom Pond)	TA \$ (Prom Pond)	%Cont (Prom Pond)
Estrato 5	9.345.7	47.236	113.642.728	464,52	557,42	20,00%
Estrato 6	5.850.6	18.603	75.768.208	457,69	549,23	20,00%
Comercial	55.194.0	50.605	642.956.066	458,92	550,5	20,00%
Industrial	3.138.2	2.053	343.348.697	439,52	527,42	20,00%
<b>Total</b>	<b>73.528.6</b>	<b>118.497</b>	<b>1.175.715.699</b>	<b>455,16</b>	<b>546,14</b>	<b>20,00%</b>

Fuente: SUI y DTGE

### Superávit o Déficit del esquema de subsidios y contribuciones

El balance de subsidios y contribuciones al cierre del año 2017, presenta un valor de déficit de \$34.227.8 millones que comparado frente al déficit del año 2016 de \$35.619.5 millones, como se muestra en la tabla 6, estos déficits serán cubiertos con los recursos del FSSRI, el cual es administrado por el Ministerio.

Tabla No 42. Déficit.

Cifras en Millones de COP\$

Año	2016	2017	Variación	Variación %
<b>Subsidios \$</b>	112.679,80	107.756,30	-4.923,50	-4,37%
<b>Contribución \$</b>	77.060,30	73.528,50	-3.531,80	-4,58%
<b>Superávit / Deficit \$</b>	-35.619,50	-34.227,80	1.391,70	-3,91%
<b>Déficit \$ Trim Prom</b>	-8.904,88	-8.556,95	347,92	-3,91%

Fuente: SUI y DTGE

\*No incluye ajustes por refacturación, usuarios exentos, contribuciones no recaudadas después contribuciones de 6 meses y recaudadas después de conciliado su no recaudo.

### Tarifas Aplicadas a usuarios de estrato 1 y 2 (Resolución CREG 186 de 2014)

Una vez revisadas y validadas las tarifas aplicadas para los estratos 1 y 2, no se encontraron diferencias significativas en el cálculo efectuado por la empresa.



**Tabla No 43. Tarifas Aplicadas.**

*Cifras en Millones de COP\$*

MES	CU ESP	TA ESP ESTRATO 1	Validación TA ESTRATO 1	Diferencia TA ESTRATO 1	TA ESP ESTRATO 2	Validación TA ESTRATO 2	Diferencia TA ESTRATO 2
ene-17	438,25	212,10	212,09	0,01	265,12	265,12	0,00
feb-17	475,81	214,27	214,27	0,00	267,83	267,83	0,00
mar-17	486,25	216,42	216,42	0,00	270,53	270,53	0,00
abr-17	486,97	217,44	217,43	0,01	271,80	271,80	0,00
may-17	482,64	218,46	218,47	-0,01	273,08	273,08	0,00
jun-17	473,11	218,95	218,95	0,00	273,69	273,69	0,00
jul-17	481,98	219,20	219,20	0,00	274,00	274,00	0,00
ago-17	489,88	219,09	219,09	0,00	273,86	273,86	0,00
sep-17	478,23	219,40	219,40	0,00	271,25	271,25	0,00
oct-17	480,86	219,49	219,49	0,00	274,36	274,36	0,00
nov-17	483,90	219,52	219,52	0,00	274,40	274,40	0,00
dic-17	488,00	219,92	219,92	0,00	274,90	274,90	0,00

Fuente: ESP y DTGE

### Fondo de Energía Social – FOES

En la Tabla No 44, se observa que EMCALI aplica el beneficio FOES a 43.892 usuarios de Estrato 1 y 2 ubicados en 87 Áreas Especiales discriminadas así: 14.228 usuarios en 19 Barrios Subnormales - BS y 26.664 usuarios en 68 Zonas de Difícil Gestión – ZDG.

En el año 2017 recibió de MINMINAS-FOES recursos para la aplicación del beneficio por valor de \$2.230.5 millones.

**Tabla No 44. Áreas Especiales y Número de usuarios promedio.**

*\* Cifras en Millones de COP\$*

Área Especial	Número de AE	Estrato	Número Usuarios	Total Usuarios	Valor FOES \$*
BS	19	1	9.805	14.228	558,6
		2	4.423		
ZDG	68	1	21.066	29.664	1.671,90
		2	8.598		
<b>Total</b>	<b>87</b>			<b>43.892</b>	<b>2.230,50</b>

Fuente: MME y SUI

Se realizó un comparativo de la información del FOES del año 2017 cargada por los prestadores en el Sistema Único de Información y la enviada al Ministerio de Minas y Energía – MINMINAS. Los resultados del comparativo por trimestre del año 2017, se presentan en la Tabla No 45.

**Tabla No 45. Comparativo FOES.**

*Cifras en Millones de COP\$*

AñoTrim	MINMINAS \$	SUI \$	Diferencia
2017-1	406,20	406,30	-0,1
2017-2	852,00	856,80	-4,8
2017-3	349,10	460,00	-110,9
2017-4	446,50	446,60	-0,1
<b>Total</b>	<b>2.053,80</b>	<b>2.169,70</b>	<b>-115,9</b>

Fuente: MME y SUI

Mediante radicado SSPD 20182201134481, la DTGE elevó un requerimiento a la ESP para que justifique y/o realice los ajustes pertinentes.

## 5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

Teniendo en cuenta que: i) el contexto normativo contable que aplicaba en Colombia cuando se expidió la Resolución CREG 072 de 2002, se basaba en lo dispuesto en el Decreto 2649 de 1993, el cual cesó en sus efectos legales, según lo señalado en el artículo 2.1.1 del Decreto 2420 de 2015, y ii) el actual marco normativo sustentado en Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF presenta diferencias con los anteriores principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia - PCGA, en temas de medición, reconocimiento, presentación y revelación de hechos económicos; toda vez que los indicadores financieros de origen regulatorio que sirven como referente para evaluar la gestión de las empresas prestadoras de los servicios de energía eléctrica y gas combustible, se construyen a partir de información originada de criterios y políticas contables diferentes.

Por lo anteriormente expuesto, y con el objetivo de cumplir con el mandato regulatorio y a su vez tener elementos de análisis robustos desde el punto de vista técnico, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios publicó para cada uno de los grupos definidos en la norma aludida, los referentes del año 2017, a la luz de la resolución vigente y, adicionalmente, los mismos indicadores calculados para el año 2016, con la información del nuevo marco normativo NIF sin acudir a la comparación de los mismos con aquellos calculados para la vigencia 2015, que estuvieron vigentes para estas dos anualidades, de conformidad con la Resolución CREG 248 de 2016.

En consecuencia, para la evaluación de la gestión del año 2017 de las entidades prestadoras, se utilizaron ambos referentes.

*Tabla No 46. Indicadores de Gestión – Referentes 2017 CREG*

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2017	Referente 2017 CREG	CONCEPTO
Margen Operacional	8,49%	32,84%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	23,39	17,56	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	92,62	43,35	No cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	292,06	20,59	No cumple
Razón Corriente – Veces	0,06	1,93	No cumple

*Fuente: SUI. Calculo: DTGE*

*Tabla No 47. Indicadores de Gestión – Referentes 2017 NIF*

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2017	Referente 2017 NIF	CONCEPTO
Margen Operacional	8,49%	32,84%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	23,39	17,56	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	92,62	64,01	No cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	292,06	20,59	No cumple
Razón Corriente – Veces	0,06	1,46	No cumple

*Fuente: SUI. Calculo: DTGE*

Con relación a los resultados para EMCALI, se evidencia que la compañía no cumple con 4 de los 5 referentes establecidos por la Comisión en la Resolución CREG 034 de 2004, tanto en la medición efectuada taxativamente con la resolución como en la nueva medición bajo el nuevo marco normativo que la SSPD considera más adecuada, el indicador con mayor desviación es el de rotación de cuentas por pagar.

El indicador que se encuentra dentro del promedio del mercado de los distribuidores comercializadores es el de cobertura de intereses.

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

Según la revisión realizada en el Sistema Único de Información – SUI, se evidenció que el prestador a la fecha presenta 2007 reportes en estado certificado y 69 en estado pendiente. El porcentaje de cargue del prestador es el siguiente:

Tabla No 48. Porcentaje de carque

ID	EMPRESA	AÑO	No CARGUES CERTIFICADOS	No CARGUES PENDIENTES	PORCENTAJE DE CARGUE
2322	EMCALI EICE ESP	2016	35	1057	96 %
		2017	34	950	96 %
			69	2007	96.56 %

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 17/09/2018.

Una vez verificada la información reportada en el SUI, se procedió a verificar el cumplimiento a la oportunidad de cargue de acuerdo a las fechas límites de reporte estipuladas en las Resoluciones emitidas, para lo cual se evidenció que EMCALI EICE ESP en el año 2017 presentó el 96.3% de sus cargues de energía eléctrica con oportunidad de reporte.

## 7. ACCIONES DE LA SSPD

Mediante radicado 20172200564201 del 24 de mayo de 2017 se solicitó información de aportes para Concurso Económico del servicio de Energía Eléctrica, a través del radicado 20175290433222 de 9 de junio de 2017 la empresa envió respuesta sobre el cumplimiento del pago por concurso económico en cumplimiento del Decreto 007 de 2010.

Se realizó solicitud de aclarar las diferencias de la información reportada al MME y al SUI en la aplicación del beneficio FOES mediante radicado 20182200426681 del 6 de abril de 2018. La empresa dio respuesta con radicado 20185290345042 del 19 de abril de 2018, manifestando:

*"(...) las diferencias se deben a que en el reporte de los formatos 2 y 3, EMCALI no reporto las notas post-facturación.  
De acuerdo a lo expresado y conforme a lo indicado en el taller realizado en Bogotá el 06 de marzo de 2018, EMCALI pedirá reversión de la información. (...)"*

La reversión voluntaria fue solicitada mediante radicado 20185290581982 del 13 de junio de 2018. La solicitud fue rechazada mediante radicado 20182201112191 del 26 de julio de 2018 porque una vez revisados los archivos se encontró que las facturas incluían valores de refacturaciones, son la empresa se pactaron nuevos plazos para reversar la información.

La empresa EMCALI cuenta con una investigación abierta por parte de la Dirección de Investigaciones de la Delegada para Energía y Gas, bajo el expediente 2016240350600008E, y actualmente se encuentra en etapa de alegatos.

## 8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Para el 2017 la prestadora evidencia una leve mejora en su posición de riesgo según la metodología establecida por la Resolución CREG 034 de 2004, es así

como en el 2016 se clasificaba en el nivel 3, el mayor de riesgo considerado en la metodología y pasa a nivel 2 que sigue siendo riesgoso, pero deja la posición máxima, la razón del cambio de riesgo obedece a la variación de naturaleza de los activos corrientes, para el 2016 estos se presentaban negativos, en el 2017 su presentación ya se encuentra marcada según su naturaleza positiva, el simple cambio de naturaleza mejora indicadores de liquidez y solides.

- La empresa comenta que para el 2018 se reclasifica las cuentas por pagar a otros servicios en el pasivo y a largo plazo, consideración que en anteriores años le había efectuado la SSPD, este cambio mejora los resultados de indicadores y por ende se espera una mejor clasificación de riesgo
- La empresa presenta ganancias en el ejercicio 2017 por el orden de \$87.075 millones desmejorando el valor presentado en 2016 de \$151.159 millones
- La compañía mejora sus ingresos como consecuencia, entre otras, de:
  - Aumento de suscriptores en 15.207
  - Disminución del consumo en Kwh en 76.023.341 debido al cambio de clima
- La empresa muestra otras ganancias como consecuencia de los rendimientos del patrimonio autónomo creado para pasivo post empleo – pensiones, el cual fue realizado para darle cumplimiento a lo establecido en el numeral 7.1 del convenio de ajuste financiero operativo laboral e ingresos de sus inversiones de compañías vinculadas.
- El patrimonio evidencia presuntos errores, ejemplo, cambia el valor de impactos por la transición a nuevo marco regulatorio, varía el capital fiscal, las utilidades de ejercicios anteriores no acumulan exactamente con la utilidad del ejercicio de 2016; no obstante, la empresa comenta que estos presuntos errores corresponde a la distribución porcentual que se efectúa a los negocios que tiene la compañía, una vez actualizado el costeo basado por actividades, que al aplicar su distribución de recursos se efectúa también en el patrimonio.
- Se concluye que la empresa cuenta con un Sistema de Gestión de Riesgos bajo la metodología NTC-31000/2009 y con una Unidad de Control Interno debidamente constituida.
- Actualmente, la empresa está actualizando el Sistema de Gestión de Riesgos bajo la metodología Administración de Riesgos Empresariales año 2017 por sus siglas en inglés (ERM) y la empresa espera tener actualizada esta metodología a finales del año 2018.
- Se destaca el esfuerzo de mejoramiento organizacional realizado al interior de la Gerencia de unidad estratégica de negocio de energía, ya que las áreas creadas permitirán a EMCALI propender por un mejoramiento continuo del negocio, con la menor cantidad de incumplimientos regulatorios posibles.
- EMCALI deberá enfocar esfuerzos en continuar con el proceso de expansión, repotenciación y mejoramiento de su infraestructura eléctrica, ya que como se mencionó durante este documento:

- a) La tasa de edad de los activos en uso es muy alta, lo cual podría convertirse en un problema serio, ya que la consecución de repuestos y/o desarrollo de labores especializadas de mantenimiento se podrían dificultar por la edad de los mismos, en particular sobre un grupo de transformadores que sobrepasan los 60 años de operación (13% del total de los transformadores). Contexto que se repite en las celdas de los interruptores de potencia de algunas de las subestaciones, donde cerca del 51% de dichos activos tienen tiempos de operación superiores a 25 años.
  - b) Se tienen limitaciones por el nivel de cargabilidad de transformadores de potencia de varias subestaciones y líneas en varios de los circuitos de 34,5 kV de su sistema.
  - c) Se tienen subestaciones que son atendidas radialmente sobre las cuales se deberá realizar las obras que mejoren la confiabilidad de las mismas.
- Del punto anterior, es importante mencionar que, si no se realizan las obras de mejoramiento necesarias, a medida que crezca la demanda del mercado EMCALI, los activos continúan envejeciendo, el nivel de cargabilidad de las redes y subestaciones superarían los límites definidos por diseño y establecidos por seguridad. Razón por la cual, es importante que el Prestador disponga no solo de grandes rubros para servicios de mantenimiento general, como se evidenció en la vigencia 2017, sino también de presupuesto para repotenciar y/o remodelar sus activos (redes y subestaciones), garantizando así la confiabilidad y seguridad a todos los usuarios de su mercado. Evitando así, generar deficiencias en la calidad del servicio suministrado a sus usuarios, que finalmente se traduce en mayor pago de compensaciones, inconformidad de los usuarios y pérdida de mercado.
  - Se destaca el nivel de cumplimiento de los indicadores de calidad del servicio ITAD, definidos por la resolución CREG 097 de 2008. Lo cual demuestra que EMCALI propendió por mejorar la calidad del servicio prestado a los diferentes usuarios de su mercado, ya que sus valores trimestrales del ITAD se encuentran por debajo de los índices de referencia IRAD.
  - Se invita a EMCALI a fortalecer sus estrategias de mantenimiento preventivo para los años posteriores basado en el histórico de interrupciones a nivel del STR, contenidas en el histórico de sus eventos y de la herramienta HEROPE de XM.
  - Se destaca de la gestión de EMCALI para obtener los recursos que darán cumplimiento al Plan de Expansión 2016 – 2024.
  - El nivel de accidentalidad de EMCALI durante el año 2017, aumento 96% con relación a lo presentado en el año 2016. Sobre dicha información, el prestador en cuestión deberá profundizar en las investigaciones relacionado con las personas afectadas, ya que demuestra tener información a partir de la cual reportar datos más exactos, entre los que se encuentran los nombres completos del presunto afectado y las direcciones asociadas a dichas personas. En este mismo sentido, deberá enfocar esfuerzos en campañas de educación y socialización en riesgo eléctrico a los diferentes usuarios de su

mercado, ya que como bien se resaltó, el 100% de los accidentados son usuarios del servicio suministrado por EMCALI.

- La estrategia de adquisición de la energía demandada realizada por EMCALI, se apoyó en adquirir para el mercado regulado el 11.5% del total en la bolsa de energía y para el mercado no regulado en la bolsa en el 6.2% de la energía demandada.
- La estrategia comercial de la empresa está más enfocada en la captura de usuarios distintos al residencial y en conservar su mercado residencial dentro de las fronteras de su mercado incumbente.

Proyectó: Álvaro E Sosa Z. – Profesional Especializado DTGE  
Gissell Lorena Castro Puentes – Profesional Universitario DTGE  
Guillermo Enrique Ochoa – Contratista DTGE  
Cristian David Restrepo Zapata – Contratista DTGE  
Luis Carlos Rodríguez Bello - Asesor DTGE  
Luis Fabián Sanabria Romero – Contratista DTGE  
Jhon Cristian Giraldo Parra – Contratista DTGE  
Diego Fernando Borda Tovar – Contratista DTGE  
Rocio del Pilar Hernandez Ortiz – Profesional Especializada DTGE  
Helbert German Ángel Pulido – Contratista DTGE  
Maria Claudia Gómez Serrano – Contratista SDEGC

Revisó: Diego Alejandro Ossa Urrea – Director Técnico de Gestión de Energía (E)

Aprobó: Rafael Hernando Tabares Holguín – Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible (E)