

**EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A.
E.S.P.**



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, diciembre de 2017**

EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP ANÁLISIS AÑO 2016

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

La Empresa de Energía del Putumayo S.A. ESP., en adelante EEP, se constituyó en el año de 1997 y se encuentra inscrita en el RUPS desde el 3 de septiembre del 2006. El capital suscrito y pagado de la empresa es de \$8.159 millones. La empresa desarrolla las actividades de comercialización y distribución de energía.

Tabla No. 1. Datos Generales

Tipo de Sociedad	Anónima
Razón Social	EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP.
Sigla	EEP SA ESP
Representante Legal	Jhon Gabriel Molina Acosta
Actividad desarrollada	Comercialización y Distribución
Año de entrada en operación	1997
Auditor – AEGR	GESTION FUTURA
Clasificación	Zona Interconectada
Fecha última actualización RUPS	03/11/2006

Fuente: SUI

De acuerdo con lo establecido en la Resolución SSPD No. 20151300047005 de 2015 que modificó la Resolución SSPD No. 20071300027015 de 2007; el prestador ha realizado la actualización del RUPS de manera anual exceptuando las vigencias 2010 y 2014.

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1. Aspectos Administrativos

La empresa EPP, para el desarrollo de su actividad cuenta con una planta de personal de 154 empleados con una vinculación directa, de acuerdo con la información entregada según radicado SSPD No. 20175290738932 del 11 de septiembre de 2017.

La EPP no cuenta a la fecha con ninguna certificación de calidad; sin embargo, la empresa adelantó formaciones para auditores internos certificados en ISO 9001:2015 por el Icontec. Según lo informado por la empresa, esta cuenta con 27 colaboradores, entre empleados directos y contratistas, certificados como auditores internos.

Adicionalmente la empresa informó que adelanta 2 proyectos de protección ambiental asociados a las medidas compensatorias por el aprovechamiento forestal; uno de ellos con relación al proyecto de ampliación del corredor de la línea de transmisión 34,5 kV que se encuentra ubicada en los municipios de Mocoa y Villagarzón en el departamento del Putumayo y el otro con relación al proyecto de ampliación del corredor de la línea de transmisión 34,5 kV que se encuentra ubicada en los municipios de Puerto Guzmán y el corregimiento de Puerto Limón de Mocoa departamento del Putumayo.

2.2. Aspectos Financieros

Con base en la difícil situación que presenta la EEP, como consecuencia de la tragedia ocurrida el pasado 1 de abril, que ocasionó una notable afectación a la infraestructura eléctrica de la entidad y las demoras del giro de subsidios por parte del Ministerio de Minas y Energía, la Dirección Técnica de Gestión de Energía decide incluir dentro de las evaluaciones integrales a la EEP, tal como quedó consignado en el acta del 9 de noviembre de 2017.

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 primer semestre del año 2017 realizó el cálculo de la clasificación inicial de riesgo financiero con la última información disponible, es decir, la información financiera de los años 2014 y 2015, bajo marco normativo local en adelante COLGAP. Esto teniendo en cuenta que según la Resolución SSPD No. 20171300082805 del 19 de mayo de 2017, la última fecha para el cargue de la información financiera del año 2016 fue el día 24 de julio de 2017.

De acuerdo con los indicadores calculados en la norma local, la clasificación inicial de riesgo según la metodología señalada en la Resolución CREG 072 de 2002 y modificada por la Resolución CREG 034 de 2004, es la siguiente:

Tabla No. 2. Clasificación inicial de riesgo financiero año 2015 y 2014

INDICADORES FINANCIEROS	Tipo	2016	2015	2014
<i>Rentabilidad sobre Activos</i>	Rentabilidad	21%	18%	18%
<i>Rentabilidad sobre Patrimonio</i>	Rentabilidad	29%	30%	24%
<i>Flujo de Caja sobre Activos</i>	Rentabilidad	-113%	5%	15%
<i>Ciclo Operacional</i>	Liquidez	-32	-5	-15
<i>Cubrimiento de Gastos Financieros</i>	Liquidez	256	12	6
<i>Razón Corriente</i>	Liquidez	1,0	1,2	0,6
<i>Patrimonio sobre Activo</i>	Solidez	63%	49%	45%
<i>Pasivo corriente sobre Pasivo Total</i>	Solidez	70%	47%	93%
<i>Activo corriente sobre Activo Total</i>	Solidez	25%	29%	30%
<i>Patrimonio</i>		21.032.705.000	19.506.492.000	11.098.841.725
RIESGO FINANCIERO[1]			0	2

Fuente: SUI. Cálculo: DTGE

¹ Puntaje Nivel 0: Riesgo Bajo. Puntaje Nivel 1: Riesgo Medio Bajo. Puntaje Nivel 2: Riesgo Medio Alto. Puntaje Nivel 3: Riesgo Alto.

Con base en los resultados obtenidos de los indicadores financieros, según la metodología regulatoria, la EEP, presentó un nivel de riesgo financiero 0 (Bajo).

Para el 2016 se realizó el cálculo de las variables independientes estipuladas en las Resoluciones CREG 072 de 2002 y sus modificatorias, que sirven para pronosticar la calificación de riesgo de EEP, con el modelo Logit. Se pronostica que la empresa quedaría clasificada en nivel de riesgo 1 (medio bajo), desmejorando el presentado en la vigencia 2015.

Tabla No. 3. Nivel de Riesgo Modelo Logit 2016

Indicadores Modelo Logit 2016	Resultado	Puntaje de Riesgo ²
CAPITAL DE TRABAJO SOBRE ACTIVOS	5%	$P(Y_i = m) = \frac{e^{z_{mi}}}{1 + \sum_{m=2}^m e^{z_{mi}}}$
ROTACIÓN DE CUENTAS POR COBRAR	79,49	
ROTACIÓN DE CUENTAS POR PAGAR	111,71	
SERVICIO DE DEUDA SOBRE PATRIMONIO	2,41%	
MARGEN OPERACIONAL	17,04%	
ROTACIÓN DE ACTIVOS FIJOS	0,92	
PERIODO DE PAGO DE PASIVO DE LARGO PLAZO	1	
FLUJO DE CAJA SOBRE SERVICIO DE LA DEUDA	-4445%	

Fuente: SUI. Cálculo: DTGE

Estado de Situación Financiera

Para la vigencia 2016 los recursos de la EEP, se encontraban apalancados en un 37% con terceros, y el restante 63% con socios y accionistas. Con relación a la vigencia 2015, el porcentaje con terceros aumentó en un 2%.

Los activos de la compañía se encuentran concentrados en el largo plazo siendo la propiedad, planta y equipo, con un 68% el rubro que presenta un mayor porcentaje; este corresponde a las redes, líneas, cables, subestaciones y la maquinaria de equipo para su operación. Con relación al 2015 los activos corrientes aumentaron en un 50%, ubicándose en \$8.152 millones de pesos para el año 2016.

² Para el cálculo del nivel de riesgo de la empresa Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P., se utilizaron los coeficientes obtenidos del modelo logístico multivariado propuesto por la Comisión a través de la Resolución CREG 034 de 2004, pero con los valores de las variables independientes con vigencia 2016. Es importante mencionar que este tipo de modelos utilizan para su estimación el método de máxima verosimilitud (MLE), el cual, por lo general requiere una cantidad de muestra lo suficientemente amplia para sus iteraciones, cabe recordar que dicho proceso utiliza el vector que maximiza la estimación de la muestra.

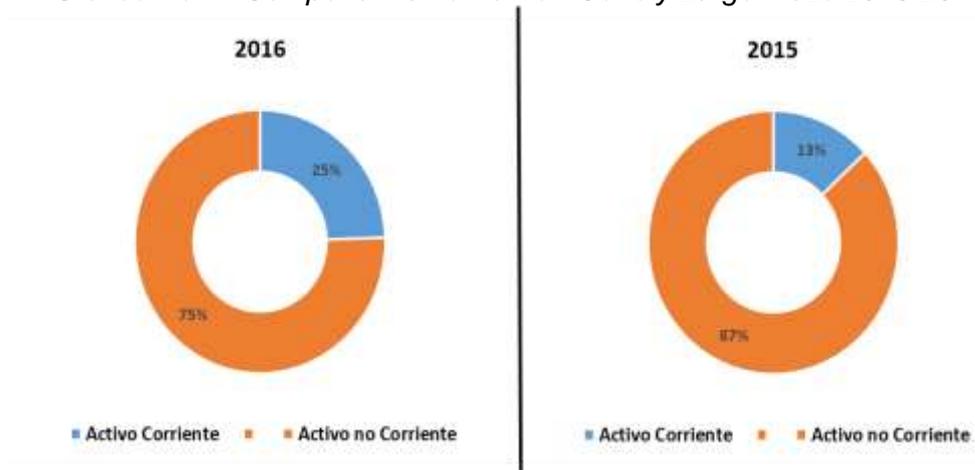
Tabla No. 4. Estado de Situación Financiera Comparativo 2016-2015
(miles de pesos colombianos)

Estado de Situación Financiera	2016	AV	2015	AV	AH
ACTIVOS					
Activos corrientes					
Efectivo y equivalentes al efectivo	246.868	1%	813.140	3%	-70%
Otros activos financieros	460.400	1%	460.400	2%	0%
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	6.696.007	20%	3.532.508	12%	90%
Activos por impuestos corrientes	37.582	0%	160.768	1%	-77%
Inventarios	711.933	2%	454.187	2%	57%
Total de activos corrientes	8.152.790	25%	5.421.003	18%	50%
Activos no corrientes		0%		0%	
Propiedades, planta y equipo	22.444.272	68%	22.408.008	75%	0%
Otros activos no financieros	382.011	1%	749.991	3%	-49%
Activos intangibles distintos de la plusvalía	672.488	2%	701.513	2%	-4%
Activos por impuestos diferidos	1.591.661	5%	635.296	2%	151%
Total de activos no corrientes	25.090.432	75%	24.494.808	82%	2%
TOTAL DE ACTIVOS	33.243.222	100%	29.915.811	100%	11%
PASIVOS					
Pasivos corrientes					
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	6.378.067	19%	4.569.501	15%	40%
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	802.179	2%	125.410	0%	540%
Otros pasivos financieros corrientes	1.358.594	4%	478.230	2%	184%
Otros pasivos no financieros corrientes		0%	60.000	0%	
Total pasivos corrientes	8.538.840	26%	5.233.141	17%	63%
Pasivos no corrientes					
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	765.404	2%	2.721.137	9%	-72%
Pasivo por impuestos diferidos	2.463.885	7%	1.299.162	4%	90%
Otros pasivos financieros no corrientes	442.388	1%	1.155.879	4%	-62%
Total pasivos no corrientes	3.671.677	11%	5.176.178	17%	-29%
Total pasivos	12.210.517	37%	10.409.319	35%	17%
PATRIMONIO					
Capital emitido	8.158.900	25%	6.999.810	23%	17%
Prima de emisión	28.105	0%	28.105	0%	0%
Ganancias acumuladas	10.476.460	32%	10.271.394	34%	2%
Otras reservas	2.369.240	7%	2.207.183	7%	7%
Total patrimonio	21.032.705	63%	19.506.492	65%	8%
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS	33.243.222	100%	29.915.811	100%	11%

Fuente: SUI y Estados Financieros Dictaminados Comparativos 2016-2015.

Los activos corrientes para la vigencia 2016 corresponden al 25% del total del activo (Grafico No. 1) y están integrados por: i) efectivo y equivalentes de efectivo por \$247 millones, ii) otros activos financieros \$460 millones, iii) cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas comerciales por cobrar corrientes \$6.696 millones, iv) activos por impuestos corrientes \$37 millones, y v) Inventarios \$712 millones.

Gráfico No. 1. Comportamiento Activo - Corto y Largo Plazo 2016-2015



Fuente: SUI y Estados Financieros Dictaminados Comparativos 2016-2015.

Los deudores del servicio público, relacionados en las cuentas comerciales por cobrar, corresponden a la cartera proveniente de la comercialización del servicio de energía eléctrica a usuarios finales y el servicio como operador de la red de distribución, esta cartera asciende a \$5.968 millones de los municipios de Mocoa, Orito, Puerto Guzmán, Villa Garzón en el departamento del Putumayo, y los municipios de Piamonte y Santa Rosa en el departamento del Cauca. Adicionalmente, esta cartera corresponde a los subsidios por Fondo de Solidaridad y Redistribución del Ingreso (FSRI) y los cobros por Sistema de Transmisión Regional (STR); el deterioro calculado a esta cartera asciende a \$25 millones, quedando un neto de cuenta por servicio público de energía de \$5.943 millones.

Tabla No. 5. Cartera del Servicio Público de Energía 2016

Comercialización Energía	2.590.375.529
Sistema de Transmisión Regional STR	206.311.107
Otros Servicios de Energía	222.461.438
Prestación de Servicios no Facturados	329.342.253
Subsidio servicio de energía	2.619.851.524
Deterioro	-25.689.533

Fuente: SUI y Estados Financieros Dictaminados Comparativos 2016-2015.

Los anticipos o saldos a favor por impuestos son de \$37 millones, de los cuales \$33,8 millones corresponden al anticipo CREE y 3,7 millones a Anticipos por impuesto a las ventas (**Fuente: Notas a los EF**).

Los activos no corrientes ascienden a \$25.090 millones, de los cuales la propiedad, planta y equipo ocupa el 89,45% (Tabla No. 6) y del total de los activos de la empresa, el 68% está conformado principalmente por los siguientes rubros: plantas, ductos y túneles con \$11.560 millones, seguido de redes, líneas y ductos por \$6.714 millones y en tercer lugar edificaciones con \$1.060 millones. Los anteriores datos incluyen las cifras por depreciación.

(...)

Con relación al rubro de plantas ductos y túneles, corresponde a los activos en comodato, mantenidos mediante el contrato GSA-2008 de fecha 19 de marzo de 2008, suscrito con el Ministerio de Minas y Energía, los cuales representan recursos

controlados por la entidad y sus riesgos y beneficios asociados al mismo han sido transferidos sustancialmente a la EEP (...)" (Fuente: Notas a los EF)

Tabla No. 6. Propiedad, Planta y Equipo 2016-2015
(Miles de pesos colombianos)

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTORICO	DEPRECIACIÓN	VALOR EN LIBROS 2016	VALOR EN LIBROS 2015
Terrenos	\$ 1.064.552	\$ 0	\$ 1.064.552	\$ 1.064.552
Edificaciones	\$ 1.252.292	-\$ 191.454	\$ 1.060.838	\$ 1.023.561
Construcciones en Curso	\$ 472.680		\$ 472.680	\$ 472.680
Plantas Ductos y Tuneles	\$ 16.735.460	-\$ 5.175.394	\$ 11.560.067	\$ 11.582.595
Redes, Lineas Y Cables	\$ 9.205.226	-\$ 2.490.800	\$ 6.714.426	\$ 6.416.685
Maquinaria Y Equipo	\$ 1.218.524	-\$ 373.218	\$ 845.305	\$ 890.862
Muebles, Enseres Y Equipo De Oficina	\$ 293.349	-\$ 124.020	\$ 169.329	\$ 162.973
Equipo Comunicación Y Computación	\$ 1.003.753	-\$ 531.548	\$ 472.204	\$ 702.149
Equipo De Transporte Y Tracción	\$ 193.873	-\$ 109.001	\$ 84.872	\$ 91.951
TOTALES	\$ 31.439.707	-\$ 8.995.436	\$ 22.444.272	\$ 22.408.008

Fuente: SUI y Estados Financieros Dictaminados Comparativos 2016-2015

El pasivo de la compañía asciende a \$12.210 millones, este equivale al 37% del total del activo, sus rubros son: a) cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar \$7.143, b) pasivo por impuesto diferido \$2.463 millones, c) pasivos financieros \$1.802 millones y d) pasivos por impuestos \$802 millones. (Fuente: Notas a los EF)

Tabla No. 7. Obligaciones Financieras 2016
(Miles de pesos colombianos)

Obligaciones Financieras Corrientes	1.358.594
Sobregiros Obtenidos	6.834
Banca Comercial	858.028
Otras Entidades	493.732
Obligaciones Financieras No Corrientes	442.388
Banca Comercial	225.721
Otras Entidades	216.667

Fuente: SUI y Estados Financieros Dictaminados Comparativos 2016-2015

(...)

Las otras entidades que revela la prestadora con relación a Obligaciones Financieras corresponde a financiamiento en la Adquisición de Activos Eléctricos a la empresa GRANT TIERRA. (...)" (Fuente: Notas a los EF)

Con relación al apalancamiento con los socios, EEP presenta en el 2016 un incremento del 8% con relación al año 2015, posicionándose en \$21.033 millones a diciembre de 2016.

El capital suscrito y pagado de la compañía asciende a \$8.159 millones, el cual corresponde a 815.890 acciones de valor nominal de \$10.000, las reservas, suman el 11% del patrimonio, la empresa muestra un valor en ganancias acumuladas por efectos de adopción a NIF por el orden de \$8.546 millones equivalente al 41% del patrimonio total. (Fuente: Notas a los EF)

Estado de Resultados Integrales

Tabla No. 8. Estado de Resultados Integral Comparativo 2016-2015
(Miles de pesos colombianos)

Estado de Resultados Integral	2016	AV	2015	AV	AH
Ingresos de actividades ordinarias	30.747.507	100%	24.470.095	100%	26%
Costo de ventas	23.339.874	76%	18.513.878	76%	26%
Ganancia Bruta	7.407.633	24%	5.956.217	24%	24%
Otros ingresos	129.290	0%	151.438	1%	-15%
Gastos de administración	3.221.642	10%	3.573.142	15%	-10%
Otros gastos	461.573	2%	509.260	2%	-9%
Ganancia (pérdida), por actividades de operación	3.853.708	13%	2.025.253	8%	90%
Gastos financieros	27.729	0%	29.052	0%	-5%
Ingresos financieros	85.418	0%	113.269	0%	-25%
Ganancia (pérdida), antes de Impuestos	3.911.397	13%	2.109.470	9%	85%
Gasto por impuestos	1.866.740	6%	1.219.531	5%	53%
Perdida (ganancia) neta del periodo	2.044.657	7%	889.939	4%	130%

Fuente: SUI

La empresa EEP tiene como objeto social principal la comercialización del servicio de energía para los usuarios de los municipios de Mocoa, Orito, Puerto Guzmán y Villa Garzón en putumayo y Piamonte y Santa Rosa en el departamento del Cauca y así como la operación de las redes de distribución de estos municipios, la actividad que produce mayores ingresos es la de comercialización con un 54%, seguida de la distribución con un 46%.

Gráfico No. 2. Ingresos Actividades Ordinarias 2016



Fuente: SUI

El costo de ventas de la compañía es de \$23.339 millones representando el 76% del total de los ingresos operacionales. El costo más representativo es la compra de energía eléctrica, que representa el 61% de los costos totales seguido por los costos de personal con un 14% y en tercer lugar los costos por uso de líneas y redes con el 8%; según información contable, el 65% de las compras de energía las efectúa mediante contratos bilaterales a largo plazo dejando el 35% a compras en bolsa de energía.

Los gastos de empleados, honorarios, generales e impuestos son de \$3.155 millones, el deterioro es de \$25,7 millones, la depreciación \$37,8 millones y amortizaciones \$2,9 millones, para un total de gastos administrativos de \$3.222 millones. Del total de estos gastos el 37% fueron usados en la actividad de distribución de energía y el 63% en la actividad de comercialización.

Gráfico No. 3. Ganancias – 2016



Fuente: SUI– Cifras en millones de Pesos

La compañía muestra resultados positivos en el año 2016 del orden de \$2.045 millones, en cuanto a la composición del Estado de Resultados Integrales (Gráfico No. 3), EEP refleja, una ganancia bruta por \$7.408 millones, ganancia por actividades de operación por \$3.854 millones, ganancia antes de impuestos de \$3.911 millones y una ganancia neta por \$2.045 millones en el servicio de energía eléctrica. En síntesis, la empresa al final del periodo obtuvo un 7% de utilidad con relación a los ingresos por actividades ordinarias.

Tabla No. 9. Estado de Resultados Integral por actividad 2016 (pesos colombianos)

Concepto	Comercialización	%	Distribución	%
Ingresos Por Actividad	16.564.690.000	100%	14.271.047.000	100%
Costos y Gastos	18.414.483.995	111%	10.309.789.494	72%
Bienes y Servicios para la Venta	12.051.736.889	73%	4.109.724.166	29%
Edificios	94.010.171	1%	80.393.567	1%
Equipos	558.617.733	3%	954.130.895	7%
Materiales	3.935.442	0%	598.836.688	4%
Miscelaneos	3.547.182.766	21%	1.633.965.642	11%
Personal	2.159.000.994	13%	2.932.738.536	21%
Ganancia o Perdida por Actividad	-1.849.793.995	-11%	3.961.257.506	28%

Fuente: SUI

Partiendo del reporte de costos y gastos que efectúa la prestadora, se desarrolla un análisis por actividades de negocio, en el que se evidencia, como la actividad que genera pérdidas es la de Comercialización (Tabla No. 9), de esta actividad, las erogaciones que presentan un mayor porcentaje con relación a los ingresos, son los bienes y servicios para la venta y misceláneos.

Estado de Situación Financiera periodos intermedios 2017

Para el desarrollo de este ítem la DTGE efectúa requerimiento de información, adicional a la visita de inspección que realizó en el mes de junio del año 2017, y la información a analizar corresponde a la situación financiera consolidada de la compañía.

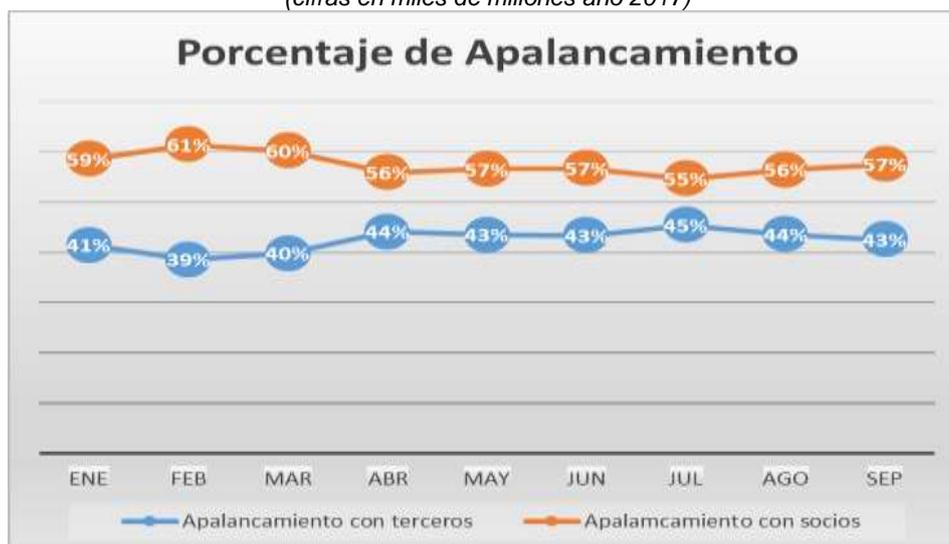
En la Gráfica No. 4 se muestra el comportamiento de las cuentas de activo, pasivo y patrimonio, evidenciando comportamientos similares por cada uno de los meses del año 2017. De enero a septiembre el aumento en el activo fue de \$1.940 millones, equivalente al 5,4%, en cuanto al pasivo se incrementó en \$1.228 millones, es decir, 8,2% puntos porcentuales.

Gráfico No. 4. Estado de Situación Financiera mensual enero septiembre 2017



Fuente: Empresa de Energía del Putumayo – cifras en miles de millones

Gráfico No. 5. Porcentaje de apalancamiento mensual
(cifras en miles de millones año 2017)



Fuente: Empresa de Energía del Putumayo – cifras en miles de millones

Con relación al apalancamiento de la compañía la Gráfica No. 5 muestra que a septiembre de 2017 el 57% era con socios y el 43% con terceros, resultado parecido al obtenido en enero del mismo año, cuando el apalancamiento con socios fue de 59% y con terceros de 41%, presentando solo una diferencia de 2 puntos porcentuales.

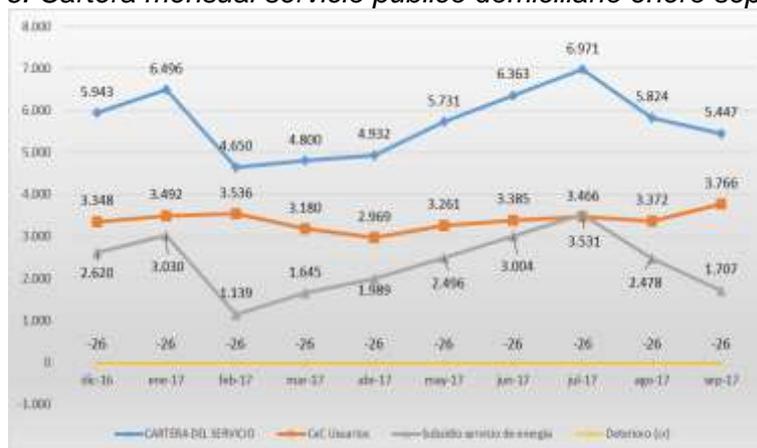
Comportamiento Rubros significativos del Estado de Situación Financiera

Cuentas por cobrar servicio público

La Gráfica No. 6 muestra como a septiembre de 2017 el total por cobrar del servicio ascendía a \$5.447 millones, disminuyendo en \$496 millones al resultado que se tenía en enero de 2017. Este resultado según se puede apreciar en la Gráfica No. 6 obedece a un menor valor por cobrar de los subsidios de energía que aporta el Ministerio de Minas y Energía el cual ascendió a \$913 millones, contrastado con una mayor cartera por cobrar a usuarios de \$418 millones, lo que genera un neto de -\$496 millones en la cuenta deudores del servicio.

Otro rubro que el Gráfico No. 6 muestra que no ha tenido variación es el deterioro de la cartera, manteniéndose en \$26 millones para todos los meses de enero a septiembre de 2017.

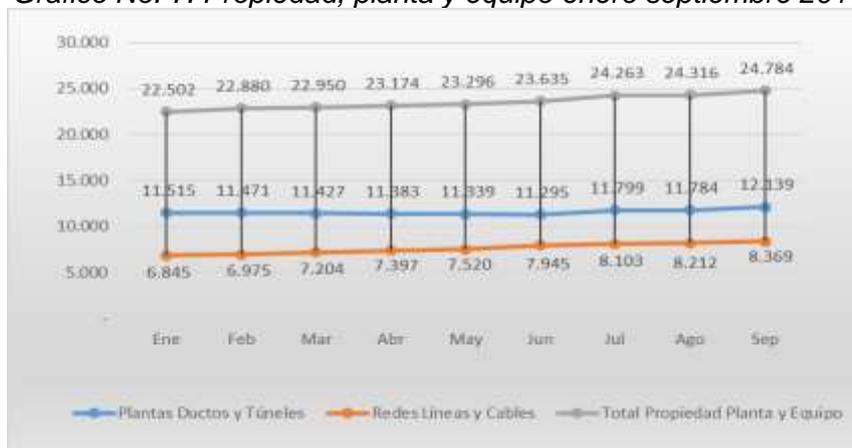
Gráfico No. 6. Cartera mensual servicio público domiciliario enero septiembre 2017



Fuente: Empresa de Energía del Putumayo – cifras en millones de pesos

Propiedad, Planta y Equipo

Gráfico No. 7. Propiedad, planta y equipo enero septiembre 2017



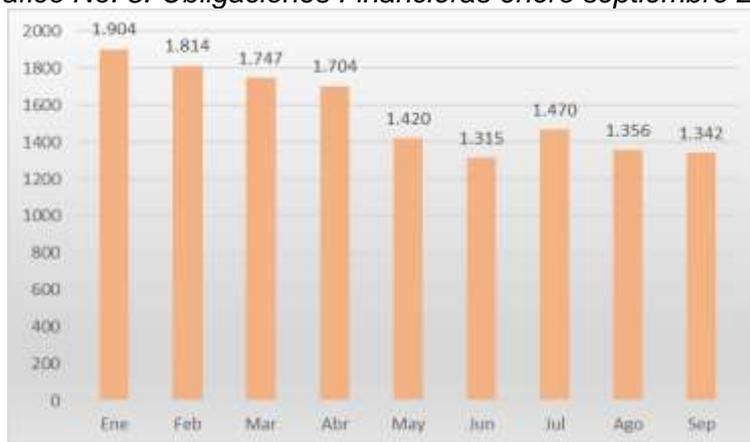
Fuente: Empresa de Energía del Putumayo – cifras en millones de pesos

Los rubros más importantes de la propiedad, planta y equipo, son las cuentas de redes, líneas y ductos y plantas ductos y túneles, que durante el año corrido de 2017 presentan una tendencia creciente, esta situación obedecería a inversiones de la compañía; es así como para enero de 2017, las plantas ductos y túneles eran de \$11.515 millones y a septiembre del mismo periodo se ubicaron en \$12.139 millones. El mismo efecto se evidencia con las redes líneas y cables, en enero se encontraban en \$6.845 millones y a septiembre aumentaron en \$1.524 millones, quedando en \$8.369 millones.

Obligaciones Financieras

Con relación a las cuentas del pasivo, la Gráfica No. 8 muestra el comportamiento de las obligaciones financieras de la prestadora en el periodo transcurrido de enero a septiembre de 2017, y se aprecia una disminución del 29%. En resumen, la empresa durante este periodo del año no ha acudido a la banca para atender obligaciones de la compañía, por el contrario, pudo disminuir las que tenía, comenzando la vigencia 2017.

Gráfico No. 8. Obligaciones Financieras enero septiembre 2017



Fuente: Empresa de Energía del Putumayo

Estado de Resultados Integrales

Gráfico No. 9. Rubros de Resultados enero septiembre 2017



Fuente: Empresa de Energía del Putumayo – cifras en millones de pesos

Por otra parte, los resultados del ejercicio (Gráfica No. 9) evidencian una caída en los ingresos para el mes de abril de 2017, algo normal teniendo en cuenta que fue este mes el afectado por tema de la catástrofe del 1 de abril, es así como para los meses de enero, febrero y marzo el promedio de los ingresos se encontraban en \$2.720 millones, para el mes de abril se disminuyó a \$1.935 millones y los periodos siguientes se presenta un repunte gradual hasta encontrar su promedio normal en el mes de agosto con \$2.746 millones.

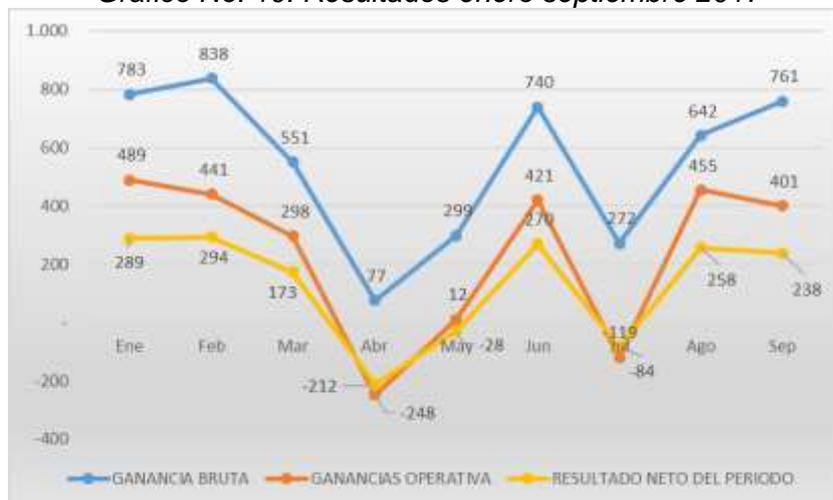
En cuanto a los costos de producción y teniendo en cuenta que la mayor parte de estos se encuentran ligados a las compras de energía, la Gráfica No. 9 muestra tendencias similares a los ingresos, siendo abril el mes donde se muestra la caída más significativa; los gastos administrativos mantienen una tendencia lineal con promedio de \$301 millones.

Ganancias del Periodo

Una vez verificada la información entregada por la prestadora (Gráfica No. 10), de enero a septiembre de 2017, los resultados muestran que solamente en los meses de abril y julio la empresa obtuvo pérdidas, siendo el más significativo el mes de abril con \$248 millones netos después de la provisión de impuestos, los otros meses evidencian

resultados positivos, tanto así, que para septiembre de 2017 el acumulado de utilidades se encontraba en \$1.197 millones, que comparado con el 2016, cuya utilidad fue de \$2.045 millones, en 9 meses de lo corrido del año 2017 la utilidad estaría en el 58% de la obtenida en el 2016, resultados que serían adecuados teniendo en cuenta la situación que afrontó la compañía en el mes de abril de 2017.

Gráfico No. 10. Resultados enero septiembre 2017



Fuente: Empresa de Energía del Putumayo – cifras en millones de pesos

Flujo de Caja Real a septiembre de 2017

Con relación al flujo de caja la compañía, a septiembre de 2017 la compañía muestra saldos positivos en el resultado del flujo neto, no obstante, tuvo que acceder a la banca para cubrir las erogaciones de este periodo. El saldo positivo de la caja a septiembre está atada a giros efectuados por el Ministerio de Minas y Energía en cumplimiento de los subsidios por FSSRI. El flujo enviado por la empresa no discrimina pagos por inversiones, que debieron ser efectuadas en la restauración del sistema por la ocurrencia de la tragedia del 1 de abril.

Tabla No. 10. Flujo de Caja Real enero a mayo de 2017
(pesos colombianos)

INGRESOS					
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO
SALDO EN CUENTAS BANCARIAS	246.868.450	439.207.438	1.969.866.735	377.355.197	875.970.190
INGRESOS POR DISTRIBUCCION Y COMERCIALIZACION	2.165.173.029	4.722.529.728	2.512.853.905	2.042.596.501	1.802.248.156
INGRESOS FINANCIEROS	526.742.093	705.375.077	706.230.157	464.842.730	361.429.484
TOTAL DE INGRESOS	2.938.783.572	5.867.112.243	5.188.950.797	2.884.794.428	3.039.647.830
EGRESOS					
FINANCIEROS	209.740.412	532.434.101	776.645.843	331.257.927	255.863.458
GASTOS DE PERSONAL	458.377.807	687.800.157	685.243.162	608.769.831	757.859.025
IMPUESTOS	137.783.197	159.099.000	391.502.000	115.020.718	208.342.000
PROVEEDORES DE ENERGIA	898.832.370	1.662.103.544	1.379.845.381	130.003.227	247.196.196
ACREEDORES	794.842.348	855.808.706	1.578.359.214	832.772.535	432.663.299
TOTAL EGRESOS	2.499.576.134	3.897.245.508	4.811.595.600	2.008.824.238	1.901.923.978
FLUJO NETO MENSUAL	439.207.438	1.969.866.735	377.355.197	875.970.190	1.137.723.852

Fuente: Empresa de Energía del Putumayo

Tabla No. 11. Flujo de Caja Real junio a septiembre de 2017
(pesos colombianos)

INGRESOS				
	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
SALDO EN CUENTAS BANCARIAS	1.137.723.852	914.476.323	1.186.862.103	1.550.003.768
INGRESOS POR DISTRIBUCCION Y COMERCIALIZACION	2.178.063.481	2.329.711.403	4.043.573.172	3.784.288.449
INGRESOS FINANCIEROS	434.493.592	677.908.116	661.454.462	402.614.341
TOTAL DE INGRESOS	3.750.280.925	3.922.095.842	5.891.889.737	5.736.906.558
EGRESOS				
FINANCIEROS	209.484.298	50.000.000	117.666.667	67.666.667
GASTOS DE PERSONAL	766.102.316	434.018.615	436.604.737	425.329.410
IMPUESTOS	3.344.183	4.279.450	86.756.617	303.778.675
PROVEEDORES DE ENERGIA	934.139.857	1.346.195.760	1.319.580.721	1.748.793.442
ACREEDORES	922.733.948	900.739.914	2.381.277.227	1.583.682.301
TOTAL EGRESOS	2.835.804.602	2.735.233.739	4.341.885.969	4.129.250.495
FLUJO NETO MENSUAL	914.476.323	1.186.862.103	1.550.003.768	1.607.656.064

Fuente: Empresa de Energía del Putumayo

Flujo de Caja Proyectado

Para las proyecciones de caja se muestran nuevamente unos saldos positivos en su caja al finalizar los periodos proyectados, no obstante, no se aprecian las inversiones en infraestructura que serán necesarios para poner a punto la infraestructura eléctrica

tanto averiada como destruida por la tragedia del 1 de abril. Se proyectan necesidades de caja que se deben cubrir con la banca financiera entre el 10% y 11% de los ingresos de actividades ordinarias para los años 2018, 2019 y 2020. Las estimaciones efectuadas toman como cierto, los pagos efectuados por el Ministerio de Minas y Energía en cumplimiento de los subsidios en el FSSRI, y cualquier demora en el pago de estos podría generar un faltante en caja para el cubrimiento de erogaciones tanto operacionales como financieras.

Tabla No. 12. Flujo de Caja proyectado 2 trimestre 2017 y años 2018 -2019 -2020 (Pesos colombianos)

INGRESOS						
	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020
SALDO EN CUENTAS BANCARIAS	1.607.656.064	942.296.887	1.771.951.921	874.964.030	1.186.082.847	1.445.024.271
INGRESOS POR DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION	2.058.543.967	3.749.490.623	2.127.562.569	37.178.293.368	39.037.208.036	40.989.068.438
INGRESOS FINANCIEROS	562.723.455	555.575.977	555.575.977	4.555.575.977	4.583.354.776	4.612.522.515
TOTAL DE INGRESOS	4.228.923.486	5.247.363.488	4.455.090.557	42.608.833.375	44.806.645.660	47.046.615.224
EGRESOS						
FINANCIEROS	117.666.667	67.666.667	67.666.667	5.685.333.333	4.885.333.333	5.017.933.333
GASTOS DE PERSONAL	409.342.024	408.945.065	632.553.930	5.636.203.197	5.918.013.357	6.213.914.025
IMPUESTOS	328.950.631	462.000.000	701.353.000	3.457.098.629	3.629.953.560	3.811.451.238
PROVEEDORES DE ENERGIA	1.943.981.856	2.050.114.414	1.891.867.508	16.404.322.876	17.224.539.019	18.085.769.970
ACREEDORES	486.685.422	486.685.422	286.685.422	10.239.792.494	11.703.782.118	12.288.971.224
TOTAL EGRESOS	3.286.626.599	3.475.411.567	3.580.126.527	41.422.750.528	43.361.621.388	45.418.035.791
FLUJO NETO MENSUAL	942.296.887	1.771.921	874.964.030	1.186.082.847	1.445.024.271	1.628.579.434

Fuente: Empresa de Energía del Putumayo

2.3. Gestión de Riesgos

La metodología de gestión de riesgos se basa en la ISO 9001: 2008, realizando la identificación, valoración, implementación y monitoreo de los riesgos internos y externos a los que está expuesta la compañía.

La empresa tiene separados los riesgos en: estratégicos, de infraestructura, de personal, procesos, tecnológicos, económicos y de imagen corporativa, como lo soporta el documento entregado por la compañía "Procedimiento de Identificación, Valoración y Control del Riesgo Estratégico - Anexo 1".

Matriz de riesgos: está evalúa los riesgos que se pueden presentar en los procesos de la compañía, los procesos que se analizan son los siguientes: Gestión de Expansión del Sistema, Gestión de Operación del Sistema, Gestión Mantenimiento de Infraestructura, Gestión Control de Calidad del Servicio, Gestión Atención al Cliente, Gestión de Facturación y Cartera, Gestión Control Comercial y Gestión Financiera.

Dentro de la matriz de riesgos se identifican los siguientes riesgos: regulatorios, infraestructura, ambientales, tecnológicos, imagen corporativa, procesos, personal, liquidez y rentabilidad.

La matriz cuenta con la obtención del **riesgo inherente**, el cual se consigue a través de la probabilidad y el impacto.

Mapa de riesgos: la empresa realiza la valoración de los riesgos, pero no los identifica dentro del mapa de riesgos.

Reporte Evento de Riesgos: la empresa no realiza el reporte de evento de riesgos, este proceso debería tener en cuenta los siguientes pasos:

- Reporte del evento.
- Análisis de lo sucedido y de los impactos.
- Causa raíz.

Con los reportes de eventos se pueden obtener datos estadísticos sobre los diferentes riesgos con los que cuenta la empresa, los cuales sirven para retroalimentar la matriz de riesgos.

Plan de acción: dentro del documento “Procedimiento de Identificación, Valoración y Control del Riesgo Estratégico”, se tienen definidos los controles y los responsables para la priorización del riesgo.

La política de riesgos y la metodología fueron aprobadas por la Gerencia de la compañía el día 20 de diciembre de 2016 y la matriz de riesgos fue actualizada el 5 de septiembre de 2017.

La empresa cuenta un Comité de Calidad, el cual tiene las siguientes obligaciones y responsabilidades:

- Monitorear el cumplimiento de la política y los procedimientos aplicables a la misma.
- Proponer acciones para su actualización y mejora en cumplimiento de las directrices generadas desde los entes de control del riesgo y normas aplicables.
- Informar a gerencia sobre los resultados de la implementación de las acciones de control en la prevención de la materialización del riesgo.

De acuerdo a la situación actual que presenta la compañía debido a la avalancha que se presentó el 31 de marzo de 2017 y afectó la infraestructura, se solicitó a la empresa lo siguiente:

- ¿Cuáles fueron los correctivos que se tomaron para subsanar el riesgo de no pago de las pólizas de seguros?

La respuesta de la compañía fue la siguiente: *“Dado el alto costo de las diferentes pólizas como consecuencia de la falta de flujo de caja, se mitiga el riesgo a través de la utilización de cupos rotativos adquiridos con el banco y BBVA.*

No obstante lo anterior, dada la naturaleza jurídica del contrato de seguro, se determinó establecer el número de cuotas que la aseguradora legalmente puede otorgar, aspecto que quedará establecido contractualmente en la relación con la forma y oportunidad de pago”.

- ¿Cuál es el plan de trabajo del proceso de pago de la póliza?

La respuesta de la compañía fue la siguiente: “Las pólizas del siniestro a 31 de marzo de 2017 fueron canceladas. Las pólizas que se adquirirán por la Empresa se pagarán de acuerdo a los lineamientos mencionados en el punto anterior.

Nota: El pago de las pólizas tal y como por costumbre comercial entre la aseguradora y la empresa se había permitido, es decir de forma consensual y por libre autonomía de las partes así se había aceptado”.

- Definición de los cargos que son responsables de los pagos de las pólizas.

La respuesta de la compañía fue la siguiente: “La persona encargada de acuerdo los procedimientos internos establecidos de la compañía es el Subgerente Administrativo y Financiero, quien elabora y ejecuta el plan de pagos conforme al flujo de caja a través de tesorería”.

2.4. Normas Internacionales de Información Financiera (NIF)

Con fundamento en las funciones asignadas en el artículo 10 de la Ley 1314 de 2009³ a las autoridades de supervisión que señala:

“Artículo 10. Autoridades de supervisión. Sin perjuicio de las facultades conferidas en otras disposiciones, relacionadas con la materia objeto de esta ley, en desarrollo de las funciones de inspección, control o vigilancia, corresponde a las autoridades de supervisión:

1. Vigilar que los entes económicos bajo inspección, vigilancia o control, así como sus administradores, funcionarios y profesionales de aseguramiento de información, cumplan con las normas en materia de contabilidad y de información financiera y aseguramiento de información, y aplicar las sanciones a que haya lugar por infracciones a las mismas.

2. Expedir normas técnicas especiales, interpretaciones y guías en materia de contabilidad y de información financiera y de aseguramiento de información. Estas actuaciones administrativas, deberán producirse dentro de los límites fijados en la Constitución, en la presente ley y en las normas que la reglamenten y desarrollen.”

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios en aplicación de los decretos reglamentarios de la ley en cita, compilados en el Decreto 2420 de 2015⁴, y sus modificatorios, estableció a los supervisados la obligación del reporte de información de las etapas del proceso de convergencia a Normas de Información Financiera –NIF.

2.4.1 Clasificación

La empresa EEP con ID 2016, como resultado del requerimiento efectuado por la Superservicios mediante la Resolución SSPD No. 20141300004095 del 21 de febrero de 2014, certificó el 26 de marzo de 2014 en el formulario A1-NIF Preguntas de Clasificación de Grupo y Generales durante el periodo de preparación obligatoria, su clasificación como Grupo II- PYMES.

³ “Por la cual se regulan los principios y normas de contabilidad e información financiera y de aseguramiento de información aceptados en Colombia, se señalan las autoridades competentes, el procedimiento para su expedición y se determinan las entidades responsables de vigilar su cumplimiento”.

⁴ “Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario de las Normas de Contabilidad, de Información financiera y de Aseguramiento de la información y se dictan otras disposiciones”

Gráfico No. 111. Clasificación Preparación Obligatoria

Empresa: EMPRESA DE ENERGIA DEL FUTURIVO S.A. E.S.P. Formulario: Formulario A1 - NIF- Preguntas para Clasificación del Grupo y Generales Fecha Radicación: 2014-03-26 14:27:44.9 Usuario: EEPED_EEPED	NIF: Compañía S/1 No Radicado: 20140326142744 Servicio: Gobierno_NIF No Formulario: 3372774
--	--

INFORMACION EMPRESA	RESPUESTA	COMENTARIO
1. Razón Social EMPRESA DE ENERGIA DEL FUTURIVO S.A. E.S.P. 2. Sigla EEPED/ESF 3. NIT 84000041-8		
4. Identificador de la Empresa 2010		
5. PREGUNTAS PARA CLASIFICACION DE GRUPO P1 En cual grupo se clasifica?	Grupo 3 PYMES	SOMOS UNA EMPRESA QUE CUENTA CON ACTIVOS SUPERIORES A 30 000 SMMLV TENEMOS 100 EMPLEADOS Y NO SOMOS EMISORES DE VALORES SOMOS UNA SOCIEDAD DE ECONOMIA MIXTA
P2 Realiza aplicación voluntaria a otro grupo?	NO	NO REGIMOS CON EL CRONOGRAMA ESTABLECIDO POR LA SSPD
P3 Modifica el grupo señalado a la SSPD?	NO	NO REGIMOS POR LA MODIFICACION ESTABLECIDA Y LA CLASIFICACION REALIZADA POR LA SSPD
6. OTRAS PREGUNTAS GENERALES		
P4 Pertenece a un grupo que debe consolidar estados financieros?	NO	NO TENEMOS LA NECESIDAD NO PERTENECEREMOS A OTRAS EMPRESAS
P5 Incluye las empresas que conforman el grupo de consolidación	NO	NO
P6 El grupo de inspección control y vigilancia por los Supereservicios?	NO	NO

Fuente: Sistema Único de Información Financiera SUI.

De acuerdo con los análisis realizados con la información existente al cierre del año anterior al periodo de preparación obligatoria (cifras año 2013) en el SUI, se considera que su clasificación se enmarca en los parámetros definidos por los reguladores, ya que no es un emisor de valores – RNVE, no es una entidad de interés público, no cuenta con una planta de personal mayor a 200 trabajadores o con activos totales superiores a 30.000 SMMLV y no es sucursal, subordinada, matriz que aplique NIIF PLENAS o con importaciones y exportaciones mayores al 50% del total de compras o ventas. De igual forma no cumple con los requisitos para clasificarse como (contabilidad simplificada Microempresas – Grupo 3⁵).

Por lo anterior, la empresa utiliza el marco técnico normativo de NIF PLENAS para la elaboración y presentación de sus estados financieros, de acuerdo con los siguientes plazos:

- Periodo de preparación obligatoria: 1 enero al 31 de diciembre de 2014.
- Periodo de transición: 1 enero al 31 de diciembre de 2015.
- Primer periodo de aplicación: 1 enero al 31 de diciembre de 2016.

2.4.2 Reporte plan de implementación

La compañía, con base en su clasificación, certificó el plan de implementación de forma extemporánea entre marzo y octubre (fecha de certificación 28/03/2014), en consonancia a los requerimientos de la Superservicios.

Tabla No. 133. Reporte plan de implementación

TÓPICO	PERIODO	CÓDIGO	FORMATO	ESTADO	FECHA DE CERTIFICACIÓN
Proceso NIF	Anual	NIF-A-0005	Formulario A1 - NIF: Preguntas para Clasificación del Grupo y Generales	Certificado	2014-03-26 14:27:44
Proceso NIF	Anual	NIF-A-0007	Formulario A3 - NIF: Preguntas Grupo 2 - PYMES	Certificado	2014-03-26 16:19:23
Proceso NIF	Anual	NIF-A-0009	Formulario B - NIF: Plan de Implementación NIF Anual	Certificado	2014-07-16 17:36:07
Proceso NIF	Semestre 1	NIF-A-0010	Formulario C - NIF: Avance de Ejecución del Plan de Implementación NIF Anual	Certificado	2014-07-18 08:15:50
Proceso NIF	Semestre 2	NIF-A-0010	Formulario C - NIF: Avance de Ejecución del Plan de Implementación NIF Anual	Certificado	2014-10-30 15:26:59

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

⁵ Contar con una planta de personal no superior a 10 Trabajadores, poseer activos totales por valor inferior a 500 SMMLV y tener ingresos brutos anuales inferiores a 6.000 SMMLV (artículo 1.1.3.2. Ámbito de aplicación, Título 3, Decreto 2420 de 2015).

2.4.3 Reporte financiero inicio de transición

Para el reporte de la información de inicio de transición, se solicitó a través de la Resolución SSPD No. 20151300020385 del 29 de julio de 2015 a los Prestadores de Servicios Públicos Domiciliarios clasificados en el Grupo 2, Voluntarios Grupo 1 y Resolución 414 de la Contaduría General de Nación - CGN., entre otros requerimientos, ratificar su clasificación, a lo cual EEP, certifica que su clasificación es en Grupo 2.

Gráfico No. 122. Clasificación Inicio de Transición

Empresa: EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	NIT: (company nif)
Formulario: Información General	No Radicado: 20151016201549022
Fecha Radicación: 2015-10-16 13:48:17.0	Servicio: Gobierno_NIF
Usuario: EEPED_EEPED	No Formulario: 3469222

DATOS	DATOS	DATOS	DATOS	DATOS	DATOS
INFORMACIÓN GENERAL					
a. Razón Social	EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.				
b. NIT	846002813				
c. Clasificación de Grupo NIF	GRUPO 2 - 474/2022				
d. Moneda Funcional	PESO				
e. Fecha de Corte a	1 DE ENERO DE 2015				
f. Tipo de Reporte	Individual				
g. Adopción Anticipada	NO				
INFORMACIÓN DE CONTACTO					
h. Representante Legal	Nombre	Tipo Documento	Número Documento	E-mail	Teléfono(s)
	JHON GABRIEL MOLINA ALCOSTA	CEDEULA DE CIUDADANO	16127380	jhongm@energiaspu.com	3133580164
i. Director Fiscal	DUARDO URQUIZA CHAVEZ	CEDEULA DE CIUDADANO	18184247	DUARDOURQUIZA@EPEC	3133580164
j. Contador	JEANE ALEXANDRA GUERRERO GANIBA	CEDEULA DE CIUDADANO	8800179	CONTADOR@ENERGIAPUTUMAYO.COM	4296754

Fuente: Sistema Único de Información Financiera SUI.

Como el plan de implementación se reportó extemporáneamente, no se conoce con qué tipo de asesoría adelantó al interior de la organización la capacitación sobre el marco normativo a aplicar y si su plan de implementación giró en torno a las NIIF PYMES.

La EEP reportó extemporáneamente (fecha máxima de reporte 26 de agosto de 2015) sus primeros informes financieros elaborados bajo NIF relacionados con la aplicación por primera vez, el Estado de Situación Financiera de Apertura – ESFA, la Conciliación Patrimonial y las Revelaciones y Políticas con corte al 1 de enero de 2014, en cumplimiento del requerimiento efectuado en la resolución referida en el párrafo anterior.

Tabla No. 144. Reporte financiero inicio de transición

TOPICO	PERIODICIDAD	CODIGO	FORMATO	ESTADO	FECHA DE CERTIFICACIÓN
Inicio Transición 2015	ANUAL	6034	Formato 11 - Hoja de Trabajo Estado de Situación Financiera de Apertura	Certificado	2017-10-11 07:44:55
Inicio Transición 2015	ANUAL	6036	Formato 12 - Conciliación Patrimonial Estado de Situación Financiera de Apertura	Certificado	2017-10-12 10:41:33
Inicio Transición 2015	ANUAL	6037	Formato 13 - Revelaciones y Políticas Estado de Situación Financiera de Apertura	Certificado	2017-10-12 10:09:25
Inicio Transición 2015	ANUAL	NIF-A-0014	Información General	Certificado	2015-10-16 13:48:17

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

En el Estado de Situación Financiera de Apertura, se refleja un aumento en los activos de \$6.148 millones y un aumento en los pasivos de \$2.528 millones, mientras que su patrimonio pasó de \$11.099 millones bajo PCGA a \$19.775 millones, esta variación se concentra en las siguientes partidas:

- *Variaciones en activos por:* a) Ajuste cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar de \$77 millones, b) Ajuste Inventarios de (\$23) millones, c) Ajuste activos por impuestos diferidos de \$707 millones, d) Ajuste activos intangibles distintos de la plusvalía de (\$28) millones, e) Ajuste propiedades, planta y equipo de \$5.643 millones y f) Ajuste otros activos de (\$228) millones.
- *Variaciones en pasivos por:* a) Préstamos corrientes de \$174 millones, b) Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar de \$34 millones, c) Otras provisiones de \$3.288 millones y d) Pasivo por impuestos diferidos de (\$967) millones.

La aplicación por primera vez del nuevo marco normativo NIF PYMES, generó un impacto patrimonial derivado de la transición de \$9.317 millones.

2.4.4 Reporte financiero Taxonomía bajo XBRL

Gráfico No. 133. Reporte Taxonomías años 2015 y 2016

Empresa	Modelo Contable	Fecha Presentación	Certificado	Estado de la Información
EEP	EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A.	12/10/2017	Certificado 12/10/2017	Ver
EEP	EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A.	12/10/2017	Certificado 12/10/2017	Ver

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

En virtud de lo establecido en las resoluciones SSPD No. 20161300013475 y sus modificatorias, en especial la SSPD No. 20171300042935, EEP como se observa en el Gráfico No. 12, certificó de manera extemporánea la información financiera año 2015 del cierre de la transición y primer estado financiero año 2016 bajo lenguaje XBRL.

2.5. Normas Internacionales de Auditoría (NIA)

Con el fin de analizar el informe, realizado por el AEGR, Gestión Futura para el año 2016, y los comentarios realizados en lo corrido de la vigencia 2017 por cuenta de la tragedia ocurrida respecto a la situación de EEP, a continuación, se presentan las conclusiones más relevantes.

El AEGR informa que EEP, inició importantes acciones gremiales con el propósito de recuperar parte de los activos recuperables, y además parte de las inversiones ya realizadas argumentando lo siguiente:

“(…) Soporte de ello fueron entregados a esta auditoría: derecho de petición impetrado ante la Gobernación de Putumayo para verificar las acciones que esta entidad realizó en relación con la mitigación de riesgos por avalancha, previos estudios contratados por ese ente,

reclamación ante la compañía aseguradora sobre los riesgos cubiertos para la S/E Junín (daños combinados, daños materiales, incendio, sustracción, lucro cesante, etc., en las pólizas 1001003, 1001036, 1001037, 1001046 respuestas a las inquietudes planteadas por la Procuraduría Regional, con miras al restablecimiento del servicio.

A juicio de esta auditoría, la empresa a pesar de sus circunstancias, ha venido cumpliendo con sus procesos y procedimientos, los procesos jurídicos adelantados en contra de la empresa, en su mayoría tutelas y acciones populares, se han respondido dentro de los términos. Durante 2016 se atendieron 11 procesos jurídicos: 6 tutelas, 1 acción popular y otros como RC Extracontractual y reparación directa. (...) “

En concordancia con el Decreto 0302 del 20 de febrero de 2015, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, realizó una revisión del cumplimiento de la normatividad en mención, verificando la obligatoriedad por parte del Prestador de Servicios Públicos Domiciliarios -PSPD EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A E.S.P., de cumplir con el nuevo marco normativo. Por lo anterior, se constata la información de clasificación del PSPD, respecto al Grupo NIF que le compete. Teniendo en cuenta lo evidenciado en el Tópico de NIIF, en el Formulario de información general, reportado por la ESP, este se encuentra clasificado en el Grupo 2 (Resolución 414/ Decreto 3022/2013), NIIF para Pymes, y con ello, está sujeto al cumplimiento de lo establecido en el anterior Decreto. La aplicación de las Normas Internacionales de Auditoría (NIA), para este Grupo NIIF, solo es obligatoria cuando el PSPD tenga más de 30.000 salarios mínimos mensuales legales vigentes (SMMLV) de activos o más de 200 trabajadores. Para esta ESP el total de activos y el total de trabajadores para la vigencia 2016 es el siguiente:

Tabla No. 155. Total Activos EEP SA ESP Vigencia 2016
(Pesos colombianos)

EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PUTUMAYO S.A E.S.P	
VIGENCIA 2016	
DESCRIPCIÓN	VALOR
VALOR SMMLV 2016	\$ 689.454
VALOR 30,000 SMMLV	\$ 20.683.620.000
TOTAL ACTIVOS EEP SA ESP	\$ 34.116.144.000
N° SMMLV DE ACTIVOS DE EEP SA ESP	49.483

Fuente: SUI

Para la vigencia 2016 la ESP, presentaba un total de 154 empleados a diciembre 31, y un total de activos de \$34.116.144.000, según información reportada al SUI, correspondientes a 49.483 SMMLV (SMMLV 2016: \$689.454). Según lo expuesto en el párrafo anterior, las NIAS deben aplicarse de manera obligatoria, cuando se cumple con alguna de las 2 condiciones mencionadas, EEP, aunque no contaba con más de 200 trabajadores, si presentaba para la vigencia 2016 más de 30.000 SMMLV de activos, por lo cual le corresponde al AEGR, aplicar la normatividad en su totalidad.

Teniendo en cuenta lo anterior y resaltando que la globalización de los mercados financieros, ha impulsado la normalización de la información financiera a nivel mundial, entorno fundamentalmente aplicado a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés) y la necesidad de que el aseguramiento y auditoría de la información financiera, respondan también a unos patrones normalizados a nivel global, se efectúa una revisión a la información presentada por parte de la empresa y del AEGR, verificando si el informe del AEGR, está cumpliendo una función estratégica, que permita la toma de decisiones para la gerencia y así mismo que la

compañía, identifique aspectos de mejora; lo anterior, considerando los siguientes tres puntos de vista:

- Las competencias necesarias para el adecuado comportamiento profesional del auditor, según los actuales pronunciamientos de la International Federation of Accountants -IFAC, demostradas y sustentadas mediante los diferentes modelos pedagógicos aplicables para la adquisición y mantenimiento de estas competencias por parte del AEGR.
- Aplicación de los fundamentos regulatorios y prácticos de la auditoría de estados financieros.
- Identificar si el AEGR, está dando cumplimiento a las tres etapas de la auditoría; puntos determinantes para verificar que el informe emitido por el AEGR “Gestión Futura”, sea veraz y útil, cumpliendo con los requerimientos del nuevo marco normativo.

Como referencia para la revisión de los puntos anteriormente mencionados, se tuvo en cuenta que el informe del AEGR, cumpliera con lo establecido en el compendio de NIAS (Tabla No. 16)

Tabla No. 166. Total Activos EEP SA ESP Vigencia 2016

NORMAS INTERNACIONALES DE AUDITORIA (NIAS)	
NIA	DESCRIPCIÓN
Principios y responsabilidades generales	
200	Objetivos globales del auditor independiente y realización de la auditoría de conformidad con las normas internacionales de auditoría
210	Acuerdo de los términos del encargo de auditoría
220	Control de calidad de la auditoría de estados financieros
230	Documentación de auditoría
240	Responsabilidades del auditor en la auditoría de estados financieros con respecto al fraude
250	Consideración de las disposiciones legales y reglamentarias en la auditoría de estados financieros
260	Comunicación con los responsables del gobierno de la entidad
265	Comunicación de las deficiencias en el control interno a los responsables del gobierno y a la gerencia de la entidad
Evaluación del riesgo y respuesta a los riesgos evaluados	
300	Planificación de la auditoría de estados financieros
315	Identificación y evaluación de los riesgos de error material mediante el conocimiento de la entidad y de su entorno
320	Importancia relativa o materialidad en la planificación y ejecución de la auditoría
330	Respuestas del auditor a los riesgos evaluados
402	Consideraciones de auditoría relativas a una entidad que utiliza una organización de servicios
450	Evaluación de los errores identificados durante la realización de la auditoría
Evidencia de auditoría	
500	Evidencia de auditoría
501	Evidencia de auditoría – Consideraciones específicas para determinadas áreas
505	Confirmaciones externas
510	Encargos iniciales de auditoría – Saldos de apertura
520	Procedimientos analíticos
530	Muestreo de auditoría
540	Auditoría de estimaciones contables, incluidas las de valor razonable, y de la información relacionada a revelar
550	Partes relacionadas
560	Hechos posteriores al cierre
570	Empresa en funcionamiento
580	Manifestaciones escritas
Auditoría de grupos y uso del trabajo de otros	
600	Consideraciones especiales – Auditorías de estados financieros de grupos (incluido el trabajo de los auditores de los componentes)
610	Utilización del trabajo de los auditores internos
620	Utilización del trabajo de un experto del auditor
Conclusiones de auditoría y presentación de informes	
700	Formación de la opinión y emisión del informe de auditoría sobre los estados financieros
705	Opinión modificada en el informe emitido por un auditor independiente
706	Párrafos de énfasis y párrafos sobre otras cuestiones en el informe emitido por un auditor independiente
710	Información comparativa – Cifras correspondientes a periodos anteriores y estados financieros comparativos
720	Responsabilidad del auditor con respecto a otra información incluida en los documentos que contienen los estados financieros auditados
Áreas especializadas	
800	Consideraciones especiales – Auditorías de estados financieros preparados de conformidad con un marco de información con fines específicos
805	Consideraciones especiales – Auditorías de un Solo Estado Financiero o de un Elemento, Cuenta o Partida específicos de un Estado Financiero
810	Encargos Para Informar sobre Estados Financieros Resumidos

Fuente: IFAC (International Federation of Accountants – Federación Internacional de Contadores) / IAASB (International Auditing and Assurance Standards Board - Consejo de Normas Internacionales de Auditoría y Aseguramiento)

De acuerdo al Código de Ética de Contadores Públicos, Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contables - (IESBA 2014), no se evidencia incumplimiento por parte de la AEGR, respecto a la aplicación de los principios fundamentales de integridad, objetividad e independencia, competencia profesional, confidencialidad y conducta profesional.

Se visualiza que el informe fue realizado teniendo en cuenta un enfoque de la auditoria basado en riesgos, en el que el AEGR cargó al SUI los informes habituales, teniendo en cuenta la vigencia 2016, y además dan respuesta al requerimiento emitido por la Dirección Técnica de Gestión de Energía, respecto a la situación actual de la ESP, teniendo en cuenta la tragedia ocurrida en abril del presente año. Se desprende del informe del AEGR, el redireccionamiento obligado de la empresa, ante los eventos producidos por la avalancha, ya que el siniestro ocurrido en abril de 2017, afectó significativamente su infraestructura y con ello tendrá que consolidar nuevamente el sistema de Distribución (Reducir el índice de pérdidas técnicas y no técnicas) e incrementar las Ventas, debido precisamente a la nueva condición de los activos de la E.S.P. Constata el AEGR, que la E.S.P., a pesar de sus circunstancias, ha venido cumpliendo con sus procesos y procedimientos, los procesos jurídicos adelantados en contra de la E.S.P., en su mayoría tutelas y acciones populares, de las cuales, se ha dado respuesta dentro de los términos.

Respecto al proceso de reclamación de indemnización por parte de la compañía aseguradora, el AEGR informa que la compañía de seguros La Previsora S.A, ya presentó una respuesta frente a dicha reclamación, en la que de manera clara y concisa expresa lo siguiente frente a las pólizas DMC N.1001046, 1001036 Y 1001003:

"(...) Radicado 054929 – Póliza DMC N. 1001046: "...es evidente que, a partir del 23 de marzo de 2017, operó la terminación automática del contrato de seguro, representado en la póliza de Daños Materiales Combinados No. 1001046 por mora en el pago de la prima. En virtud de dicha terminación, debe entenderse que para la fecha de ocurrencia de los hechos (1 de abril de 2.017) no existía póliza vigente. Por lo anterior, le informamos que la PREVISORA S.A. Compañía de Seguros, de manera seria y fundada objeta la reclamación presentada y declina el pago indemnizatorio".

Radicado 054928 – Póliza DMC N. 1001036: "...es evidente que, a partir del 28 de noviembre de 2016, operó la terminación automática del contrato de seguro, representado en la póliza de Daños Materiales Combinados No. 1001036 por mora en el pago de la prima. En virtud de dicha terminación, debe entenderse que para la fecha de ocurrencia de los hechos (1 de abril de 2.017) no existía póliza vigente. Por lo anterior, le informamos que la PREVISORA S.A. Compañía de Seguros, de manera seria y fundada objeta la reclamación presentada y declina el pago indemnizatorio".

Radicado 054927 – Póliza DMC N. 1001003: "...es evidente que, a partir del 10 de diciembre de 2016, operó la terminación automática del contrato de seguro, representado en la póliza de Daños Materiales Combinados No. 1001003 por mora en el pago de la prima. En virtud de dicha terminación, debe entenderse que para la fecha de ocurrencia de los hechos (1 de abril de 2.017) no existía póliza vigente. Por lo anterior, le informamos que la PREVISORA S.A. Compañía de Seguros, de manera seria y fundada objeta la reclamación presentada y declina el pago indemnizatorio." (...)"

El AEGR, manifiesta que teniendo en cuenta dichas respuestas, es claro que la ESP, no recibirá pago alguna de indemnizaciones por parte de la compañía aseguradora, sin embargo, informa que la ESP contrató servicios profesionales para ejecutar acciones ante otras entidades como la Superintendencia Financiera de Colombia, que permitan argumentar en contra de la respuesta otorgada por la asegurada.

Producto de los análisis, entre lo informado por EEP y lo que informa el AEGR, mediante los reportes cargados al SUI, en cumplimiento del artículo 51 de la Ley 142 de 1994, respecto a la presentación anual del informe de AEGR, y aplicación de las Resoluciones SSPD 20061300012295 de 2006, SSPD 20171300058365/17 y SSPD 20171300079905, se concluye lo siguiente:

- **Análisis y Evaluación de Puntos Específicos**

Según aseveraciones por parte del AEGR, teniendo en cuenta la avalancha de Mocoa que afectó de forma grave el suministro de energía al Departamento del Putumayo debido a la destrucción parcial de la Subestación Junín, y la expedición de la Resolución 082 de mayo de 2017 junto con la resolución DG47 de Corpoamazonía en la que se restringieron las construcciones, adecuaciones, remodelaciones y ocupación de los bienes en la zona definida por la Corporación autónoma, zona donde se encuentran los terrenos existentes de las subestación y añade zonas donde la empresa podría adelantar las inversiones de rehabilitación y expansión del sistema, ha mantenido estancado el proceso de rehabilitación de la Subestación Junín, por lo que el AEGR manifiesta, que a la fecha del informe, la empresa sigue operando con la solución temporal mediante subestación móvil y permanece sin definir estrategias claras para salir de dicha situación.

En este punto el AEGR, también realiza una declaración de excepción respecto a dar concepto de la competencia e idoneidad del personal de la empresa, en la que sus funciones se encuentren relacionadas con la prestación de los servicios públicos domiciliarios y conforme a las normas NIAS, la firma auditora se declara inhibida para proferir una opinión frente al tema, por cuanto no cuenta con la especialidad para juzgar o evaluar las capacidades técnicas de los empleados de EEP.

No se evidencia un presunto incumplimiento por parte del AEGR, frente a lo que se debe informar en este punto, según la Resolución SSPD No. 2017300058365 de 2017.

- **Concepto Encuesta Control Interno**

El AEGR, informa en este punto, que efectuó la encuesta de control interno dando cumplimiento a las resoluciones ya mencionadas. También manifiesta que la empresa, no realizó medición del nivel de satisfacción del usuario para el año 2016, lo cual recomienda que debe tenerse en cuenta en adelante, así no sea mediante mecanismos de contratación de estudios profesionales de encuesta, sino a través de medios alternos, como el diseño de una muestra y cuestionario que permita tener dichos datos.

- **Novedades**

Como resultado de los puntos relevantes encontrados por parte del AEGR, respecto a la arquitectura organizacional de la ESP, no se destaca ninguna novedad y/o reestructuración relevante.

- **Viabilidad Financiera**

El AEGR, hace claridad de que la información base para la elaboración de los respectivos informes, fue entregada directamente por la empresa, ya que la misma no fue cargada al SUI. El AEGR asevera, que con la tragedia ocurrida, fueron comprometidos parcial o totalmente la infraestructura y activos fijos de la compañía, por lo que la misma, ha entrado en un periodo, en el que para operar viene utilizando

recursos externos y acuerdos de pago de proveedores. También manifiesta que a la presentación del informe la ESP no entregó información completa y definitiva del impacto financiero que dicho evento ocasionó y por lo cual concluyen lo siguiente:

“(…) No es posible dar una opinión objetiva sobre la viabilidad financiera de la compañía, dado que, de no cumplirse las proyecciones estimadas, recibir los pagos presupuestados, o recuperar vía indemnización, parte de las pérdidas ocasionadas en activos, puede verse inmersa en problemas de liquidez, endeudamiento y rentabilidad en el corto plazo. (…)”

Por otro parte, el AEGR realiza un análisis, frente a las proyecciones financieras 2017 a 2021 de la ESP, en las que informa que corresponden a Inflación, IPC, IPP, Índice de Precios al Productor, TRM, La Tasa Representativa del Mercado, DTF, Precio de Bolsa de Energía, Ingresos, Egresos, tomados de las proyecciones macroeconómicas realizadas por Bancolombia. Los costos más representativos, afirma el AEGR, son los correspondientes a personal y los costos de bienes y servicios.

El AEGR concluye que a 30 de septiembre del presente año los estados financieros de la ESP, aún no reflejan la realidad sobre los impactos originados con la ocurrencia del siniestro.

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

El enfoque que se dio a los aspectos técnicos de esta evaluación apunta a determinar el nivel de afectación de la infraestructura eléctrica, el estado actual del servicio de energía y las labores que se necesitan para normalizar el servicio que presta la EEP debido a la tragedia ocurrida a finales de marzo de 2017 en la ciudad de Mocoa.

3.1. Afectación de la infraestructura y estado actual de la prestación del servicio.

El fenómeno natural del 1 de abril de 2017 ocasionó gran impacto sobre la infraestructura eléctrica de la ciudad de Mocoa debido a que, entre otras cosas, sacó de operación a la subestación Junín y generó daños en una gran cantidad de sus activos, siendo esta subestación el punto de conexión del Sistema eléctrico de Putumayo con el Sistema de Transmisión Nacional – STN del País, dicho de otra forma, es la puerta principal de entrada de energía eléctrica para el departamento. Adicionalmente se vieron afectados otra cantidad de activos en el SDL, STR e incluso del STN lo cual generó afectación a ocho municipios del departamento del Putumayo y un municipio del Cauca.

Imagen No. 1. Afectaciones a la S/E Junín 2017



Fuente: Visita realizada por la SSPD. 2017

Imagen No. 2. Afectaciones a la Subestación Junín 2017



Fuente: Visita realizada por la SSPD. 2017

La consecuencia de esta tragedia en cuanto a la prestación del servicio de energía eléctrica se materializó en que 62.318 usuarios no contaron con servicio después de ocurrida y no era posible solucionar el problema en un corto plazo. Con apoyo del Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía y de empresas del sector como la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP., Celsia S.A. ESP., Cedenar S.A. ESP., ISA S.A. ESP., Codensa S.A. ESP., entre otros, se logró con instalaciones provisionales y reparaciones restablecer el servicio a la totalidad de la región el día 11 de abril de 2017, donde estas actividades costaron a la empresa \$1.800 millones de pesos, sin incluir aportes en logística, transporte y el préstamo de diferentes activos.

Imagen No. 3. Subestación móvil 2017



Fuente: Visita realizada por la SSPD. 2017

3.2. Normalización de la infraestructura eléctrica

Como se mencionó en el acápite anterior, el departamento del Putumayo actualmente cuenta con el servicio de energía en su totalidad debido a que se restableció con instalaciones provisionales las cuales ayudaron a resolver la dificultad en la continuidad del servicio en un plazo razonable. Por tales razones se debió planear una estrategia para normalizar el servicio con criterios de seguridad y confiabilidad eléctrica.

El fenómeno natural dejó en evidencia que la subestación Junín se encuentra en una zona de alto riesgo, por lo cual es necesario contemplar construir una nueva

subestación de conexión al STN en una ubicación estratégica con el fin de mitigar los efectos sobre el sistema en caso que una situación parecida se vuelva a presentar.

La EEP informó que el plan de restablecimiento que tienen contemplado tiene dos objetivos principales:

1. Uno a mediano plazo que consiste en la recuperación de la subestación Junín destruida por el fenómeno natural.
2. Uno definitivo a largo plazo el cual es la construcción de una nueva subestación de conexión al STN con las respectivas adecuaciones en el STN y STR que se requieran.

Las estimaciones de la empresa muestran que se requiere una inversión de \$7.500 millones de pesos para volver a poner operativa la subestación Junín en un plazo de un año aproximadamente, mientras que se necesitan \$40.000 millones de pesos más y un plazo de tres años para desarrollar la segunda etapa y dar solución al riesgo presentado por la ubicación de la Subestación.

4. ASPECTOS COMERCIALES

Como se mencionó anteriormente, la EEP realiza las actividades de comercialización y distribución de energía eléctrica, cubre el mercado no regulado y regulado con servicio residencial y no residencial, en los municipios de Mocoa, Villagarzón, Orito y Puerto Guzmán en el departamento del Putumayo. Del mismo modo presta servicios en el municipio de Piamonte y la Vereda Villa Mosquera del municipio de Santa Rosa en el departamento del Cauca, y en la Vereda Puerto Bello del municipio de San José del Fragua en el departamento del Caquetá.

A continuación, se presentan los valores de consumo promedio mensual, así como los valores de facturación y la media mensual reportados por la EEP durante los periodos comprendidos entre enero de 2015 hasta diciembre de 2016:

Tabla No. 177. Valores promedio de consumo mensual y facturación 2015

Año	Sector	N° de Suscriptor es Máximo reportado en el año	Total Consumo (Kw)	Promedio mensual de CONSUMO (kw/mes)	Facturación Consumo (\$)	Promedio Mensual Facturación Consumo (\$)	Valor Total Facturado (\$)	Promedio Mensual Valor Total Facturado (\$)
2015	1	21.619	19.192.685	1.599.390	7.897.960.493	658.163.374	7.373.879.300	614.489.942
2015	2	5.277	7.771.766	647.647	3.200.924.469	266.743.706	2.979.252.257	248.271.021
2015	3	1.016	1.403.458	116.955	579.234.178	48.269.515	687.601.100	57.300.092
2015	Industrial	148	542.003	45.167	217.884.115	18.157.010	1.051.986.900	87.665.575
2015	Comercial	2.488	9.056.502	754.709	3.681.783.848	306.815.321	6.130.921.469	510.910.122
2015	Oficial	309	4.800.494	400.041	1.857.265.073	154.772.089	3.578.741.000	298.228.417
2015	Provisional	36	349.766	29.147	144.065.494	12.005.458	347.543.000	28.961.917
2015	Especial Asistencial	1	15.834	1.320	6.539.695	544.975	7.514.100	626.175
Total 2015		30.894	43.132.508	3.594.376	17.585.657.365	1.465.471.447	22.157.439.126	1.846.453.261
2016	1	23.282	11.624.883	968.740	6.110.406.260	509.200.522	7.827.580.600	652.298.383
2016	2	5.497	3.849.374	320.781	2.030.237.242	169.186.437	3.178.568.700	264.880.725
2016	3	1.035	743.384	61.949	392.301.909	32.691.826	789.158.400	65.763.200
2016	Industrial	152	409.828	34.152	204.542.529	17.045.211	777.736.500	64.811.375
2016	Comercial	2.654	5.197.601	433.133	2.709.523.058	225.793.588	8.604.024.400	717.002.033
2016	Oficial	331	2.515.462	209.622	1.263.412.638	105.284.387	4.434.284.400	369.523.700
2016	Provisional	66	229.033	19.086	121.077.779	10.089.815	326.916.900	27.243.075

2016	Especial Asistencial	1	7.619	635	3.994.226	332.852	22.387.600	1.865.633
Total 2016		33.018	24.577.184	2.048.099	12.835.495.641	1.069.624.637	25.960.657.500	2.163.388.125

Fuente: Formatos 2 y 3 Resolución SSPD 20102400008055 de 2010. Base de datos SUI. Fecha de corte 24/10/2017.

Usuarios en Mora

La concentración de usuarios en mora se encuentra en los estratos 1, y comercial, lo que porcentualmente representa que el 59% y 57% de sus usuarios presentaron mora en las vigencias 2015 y 2016, respectivamente.

Tabla No. 188. Usuarios en mora

Estrato	N° Suscriptores que presentaron Mora en el año 2015	N° Suscriptores que presentaron Mora en el año 2016
1	13.441	14.085
2	2.872	2.856
3	422	363
Industrial	85	94
Comercial	1.216	1.174
Oficial	266	285
Provisional	24	51
Total	18.326	18.908

Fuente: Formatos 2 y 3 Resolución SSPD 20102400008055 de 2010. Base de datos SUI. Fecha de corte 24/10/2017.

Facturación y Recaudo

La información de la facturación y recaudo reportada por la empresa a través del formato 17, establecido por la Resolución SSPD No. 20102400008055 de 2010 define lo siguiente:

"(...) 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 las vigencias correspondientes:

Tabla No. 199. Facturación y Recaudo

Año	Código cuenta	Nombre cuenta	Facturación total (\$)	Recaudo total (\$)
2015	1100301	CARGOS POR USO DE SDL	3.178.993.619	3.161.296.025
	1100303	INGRESO REGULADO DE STR	2.198.105.429	2.189.889.728
	1100304	OTROS DIS	107.161.897	83.514.891
	1100401	RESIDENCIAL ESTRATO 1 (NO SUBNORMALES)	3.114.133.304	2.256.026.434

	1100402	RESIDENCIAL ESTRATO 2 (NO SUBNORMALES)	2.316.352.958	1.769.279.369
	1100403	RESIDENCIAL ESTRATO 3 (NO SUBNORMALES)	595.432.920	502.838.105
	1100407	USUARIOS DE BARRIOS SUBNORMALES (NO INCLUIDOS EN LOS ESTRATOS)	2.405.575.898	1.561.140.751
	1100408	COMERCIAL (INCLUYEN NO REGULADOS)	5.720.296.866	3.615.267.820
	1100409	INDUSTRIAL (INCLUYEN NO REGULADOS)	517.745.402	176.886.172
	1100410	OFICIAL (INCLUYEN NO REGULADOS)	3.330.326.097	1.155.909.920
	1100411	ALUMBRADO PÚBLICO	1.751.179.055	1.337.002.673
2016	1100301	CARGOS POR USO DE SDL	3.969.635.143	3.777.325.734
	1100303	INGRESO REGULADO DE STR	2.410.165.353	2.355.563.737
	1100304	OTROS DIS	2.410.165.353	2.355.563.737
	1100401	RESIDENCIAL ESTRATO 1 (NO SUBNORMALES)	3.293.489.746	2.061.543.316
	1100402	RESIDENCIAL ESTRATO 2 (NO SUBNORMALES)	2.607.240.975	1.829.552.341
	1100403	RESIDENCIAL ESTRATO 3 (NO SUBNORMALES)	719.748.767	582.888.468
	1100407	USUARIOS DE BARRIOS SUBNORMALES (NO INCLUIDOS EN LOS ESTRATOS)	3.370.632.259	1.968.965.707
	1100408	COMERCIAL (INCLUYEN NO REGULADOS)	7.821.940.710	5.069.849.266
	1100409	INDUSTRIAL (INCLUYEN NO REGULADOS)	620.817.576	253.865.853
	1100410	OFICIAL (INCLUYEN NO REGULADOS)	4.290.061.911	1.654.556.845
	1100411	ALUMBRADO PÚBLICO	2.252.322.906	972.378.485

Fuente: Formato 17 Resolución SSPD 20102400008055 de 2010. Base de datos SUI. Fecha de corte 24/10/2017.

Reclamaciones

Durante los periodos comprendidos entre enero de 2015 a diciembre 2016 la empresa reporta un total de 2.100 reclamaciones de las cuales el 35% de las solicitudes fueron registradas en el año 2015 y el 65% en el año 2016.

A continuación, se muestran los resultados de las reclamaciones registradas en el SUI:

Tabla No. 2020. Reclamaciones 2015 - 2016

Concepto	2015	2016
Petición	892	905
Queja	1086	1870
Reclamación	744	1356
Total general	2722	4131

Fuente: Formato 15 Resolución SSPD 20102400008055 de 2010 y formato reclamaciones energía Resolución SSPD N° - 20161300011295 del 28 de abril de 2016. Base de datos SUI. Fecha de corte 24/10/2017.

Se identificó que la causal con mayor número de registros en el trámite de reclamaciones fue por “Alto Consumo”, y en cuanto al trámite de quejas fueron dos las causales por “Falla en la prestación de servicio” e “Inconformidad con el consumo o producción facturado”.

La Tabla No. 21 relaciona el detalle por ubicación geográfica, tipo de trámite y causal:

Tabla No.21. Causal Reclamaciones 2015 – 2016

Departamento	Tipo de trámite	Causal	2015	2016	Total general
Cauca	Petición	Por suspensión, corte, reconexión y reinstalación	588	517	1.105
	Queja	Falla en la prestación de servicio	946	459	1.405
		Inconformidad con el consumo o producción facturado		378	378
	Reclamación	Alto consumo	211	411	622
Total Cauca			1.745	1.765	3.510
Putumayo	Petición	Aforo		4	4
		Cambio de medidor o equipo de medida	99	176	275
		Condiciones de seguridad o riesgo	67	33	100
		dirección incorrecta	14	10	24
		Entrega y oportunidad de la factura	2		2
		Estrato	9	6	15
		Normalización del servicio	16	74	90
		Otras inconformidades	2	29	31
		Por suspensión, corte, reconexión y reinstalación	79	24	103
		Relacionada con cobros por promedio	6		6
		Revisiones a las instalaciones y medidor de usuario	9	14	23
		Solidaridad		1	1
		Suspensión por mutuo acuerdo		17	17
	Tasas e impuestos	1		1	
	Queja	Calidad del servicio	87	20	107
		Cambio de medidor o equipo de medida		147	147
		Clase de uso incorrecto		5	5
		Cobro de otros bienes o servicios en la factura.		61	61
		Cobros Desconocidos		16	16
		Cobros inoportunos		10	10
		Cobros por conexión, reconexión, reinstalación		4	4
		Cobros por promedio		6	6
		Condiciones de seguridad o riesgo	1	9	10
		Datos generales incorrectos		7	7
		Entrega inoportuna o no entrega de la factura		1	1
		Estrato incorrecto		8	8
		Falla en la prestación de servicio	50	38	88
		Inconformidad con el consumo o producción facturado		328	328
		Inconformidad en la atención de condiciones de seguridad o riesgo		4	4
		Inconformidad por conexión	2		2
		Lectura Incorrecta		25	25
		No conexión del servicio		1	1
		Normalización del servicio		1	1
		Solicitud de rompimiento de Solidaridad		2	2
	Suspensión o corte del servicio		319	319	
	Suspensión por mutuo acuerdo		18	18	
	Terminación del contrato		3	3	
	Reclamación	Afectación Ambiental		1	1
		Alto consumo	444	299	743
		Calidad del servicio	12		12
		Cambio de medidor o equipo de medida	1		1
		Cobro de otros bienes o servicios en la factura	1		1
		cobro múltiple	9		9
		Cobros inoportunos		18	18
		Cobros por servicios no prestados	1		1
		Daño a electrodomésticos		19	19
		Entrega y oportunidad de la factura	7		7
		Error de lectura	12	13	25
		Estado de las Infraestructura		6	6
		Estrato	2		2
		Falla en la prestación de servicio	36		36
		Falla en la prestación del servicio por calidad		251	251
		Falla en la prestación del servicio por continuidad		222	222
Inconformidad con el consumo o producción facturado			65	65	
Otras inconformidades			6	6	
Pago sin abono a cuenta		5	3	8	
Por suspensión, corte, reconexión y reinstalación			1	1	
Relacionada con cobros por promedio	2	7	9		
Revisiones a las instalaciones y medidor de usuario	1		1		
subsídios y contribuciones		34	34		
Total Putumayo			977	2.366	3.343
Total general			2.722	4.131	6.853

Fuente: Formato 15 Resolución SSPD 2010240008055 de 2010 y formato reclamaciones energía Resolución N° SSPD - 20161300011295 del 28 de abril de 2016. Base de datos SUI. Fecha de corte 24/10/2017.

4.1. Medición usuarios

La Dirección de Energía de la SSPD ha considerado indispensable efectuar un diagnóstico que revise y evalúe la situación actual de la medición individual analizando el cumplimiento por parte de la empresa de las obligaciones establecidas en la normatividad vigente, desarrollada a partir del artículo 146 de la Ley 142 de 1994 y de la Resolución 108 de 1997 expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.

El análisis se centró primero en relación con los usuarios que tienen instalado equipo de medida y en segunda instancia sobre los usuarios que no lo tienen instalado.

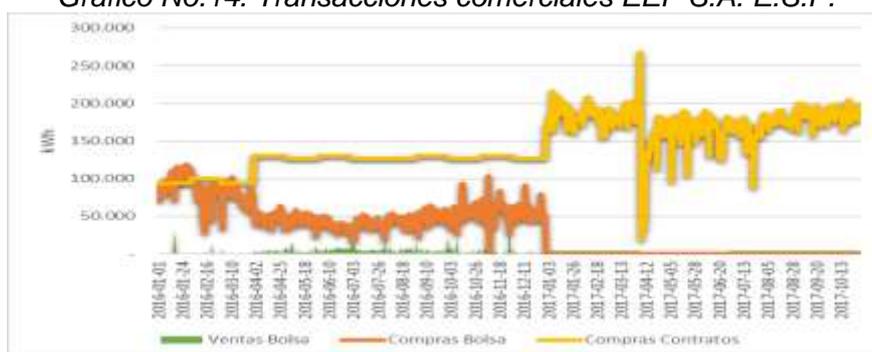
En lo que respecta a los usuarios con medidor instalado y revisada la facturación realizada por la empresa durante el periodo comprendido entre julio de 2015 a marzo de 2017, se encontró que la empresa ha realizado facturación a 6.021 de los usuarios por estimación o promedio a pesar de tener instalado el medidor en su predio. Se considera un número significativo, ya que esta cifra equivale a más del 18% de los usuarios.

Ahora bien, con relación a la facturación a usuarios sin medidor, para el periodo enero de 2015 a marzo de 2017, se encontró que durante este periodo la empresa facturó por estimación a 120 usuarios.

4.2. Aspectos de Mercado y Comerciales

La siguiente gráfica muestra las transacciones que realizó la empresa en el mercado de energía, efectuando actividades de compra y venta, principalmente en la compra de contratos y en la bolsa, por otro lado, pequeñas transacciones a lo largo del periodo, en la venta de energía. Las compras en contratos, de acuerdo con la información reportada por el Portal BI de XM, tienen un promedio de 144.808 kWh-día, mientras que las compras en bolsa tienen un promedio de 31.601 kWh-día. De acuerdo con la información reportada por la empresa, esta tiene contratos hasta el año 2020, gestionados desde el 2014, en la modalidad de pague lo contratado en su gran mayoría, con empresas reconocidas del sector.

Gráfico No. 14. Transacciones comerciales EEP S.A. E.S.P.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Portal BI de XM.

En este sentido, se puede apreciar que, durante el año 2016, las compras en contratos aumentaron a partir del segundo trimestre del año, mientras que, en ese mismo instante, la compras en bolsa presentaron una reducción. A principios del 2017, se observa un incremento en las compras en contratos y durante los primeros días del mes de abril del 2017, se observa una reducción en la energía comprada en contratos, producto del siniestro ocurrido en el municipio de Mocoa.

Lo anterior, también se observa en el gráfico 15, que también presenta el mismo comportamiento para la compra en contratos y, se observa que el cálculo en las tarifas estuvo afectado por el siniestro, lo cual se reflejó en el mes de mayo de 2017, como una reducción en la demanda comercial. Lo restante del año 2017, se presentaron condiciones normales, pues la demanda retomó valores similares a los del 2016 y la totalidad del mercado, fue cubierto a través de contratos.

Si bien durante la vigencia de 2016 la empresa muestra un nivel de exposición a bolsa del 30%, de acuerdo con la información reportada por la compañía, en el 2017 el nivel de contratación alcanza el 100%, cubriendo la totalidad de la demanda.

Gráfico No. 145. Demanda comercial Vs Compras en contratos 2016 en kWh.



Fuente: EEP S.A. E.S.P. - Elaboración propia

Por otro lado, con el fin de verificar si la empresa presentó riesgo en su gestión de compra de contratos con destino al mercado regulado, se realizó el ejercicio de comparar el costo de la energía comprada en contratos, el costo promedio de compra del mercado y la porción del componente G⁶, para de esta manera, identificar si en promedio la empresa traslada el costo total a los usuarios finales o si, por el contrario, debe absorber la pérdida producto de su gestión. Este ejercicio se observa en la siguiente gráfica.

Gráfico No. 156. Costo promedio ponderado de la energía comprada en contratos (PC), Costo promedio ponderado por energía (Mc) y Costo máximo a trasladar a usuarios finales (G), 2016.



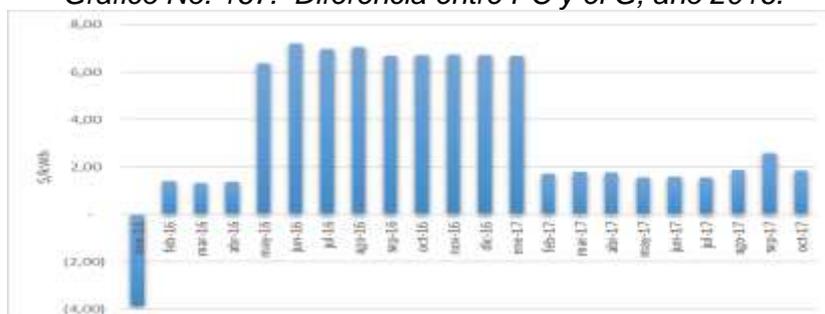
Fuente: EEP S.A. E.S.P. y Archivo TRSM portal BI- Elaboración propia

Durante gran parte del horizonte de tiempo el PC supera el Mc, con excepción del mes de enero de 2016, donde la porción que se reconoce del componente G se encuentra

⁶ Para este ejercicio, se considera la porción del componente G correspondiente a las compras en contratos, de acuerdo con la Resolución CREG 119 de 2007.

por debajo del Mc. La siguiente gráfica muestra la diferencia entre el PC y el G, esta brecha se encuentra en promedio en 3,88 \$/kWh, es decir, durante este periodo, este monto en la compra de contratos, no podía ser trasladado a los usuarios finales. Es importante mencionar que para el cálculo de este ejercicio se utilizó un α reportado por la empresa de 0,78, de acuerdo al mercado donde participa la compañía y los establecidos por la regulación.

Gráfico No. 167. Diferencia entre PC y el G, año 2016.



Fuente: EEP S.A. E.S.P. - Elaboración propia

De acuerdo con los cálculos realizados, durante el mes de enero de 2016, PC fue menor que el valor del mercado, generando ingresos adicionales para la compañía. Sin embargo, para los meses restantes, el valor del PC fue mayor al Mc, lo anterior puede afectar los estados financieros de la compañía y se percibe como un menor valor en los ingresos asociado a los contratos con destino al mercado regulado, sin embargo, para lo corrido del presente año (2017) esta brecha ha sido menor que la del 2016, con un valor de 2,30 \$/kWh en promedio.

En cuanto a la exposición a bolsa, la siguiente gráfica muestra que el máximo valor que se alcanzó fue en el mes de febrero de 2016 con un 51% y en promedio estuvo en un 30% durante el mismo año, mientras que para el año 2017 la exposición de la compañía fue cero. Esta porción del componente G obtenida en bolsa, permite el traslado a los usuarios finales, introduciendo el riesgo a los mismos.

Gráfico No. 178. Exposición a bolsa EEP S.A. E.S.P.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de EEP S.A. E.S.P.

Si bien esta porción del componente G no genera riesgo a la compañía, si puede afectar las tarifas por el servicio de electricidad que perciben los usuarios finales.

4.3. Aspectos Regulatorios

Dentro de los riesgos regulatorios se encuentran dos escenarios en los cuales la compañía puede tener impactos: que incurra en pérdidas por cambios en la regulación vigente o como producto de sanciones causadas por el incumplimiento a la regulación. En este aspecto se identifica que es fundamental que la estrategia comercial y operativa de la compañía esté enfocada en el cumplimiento de la normatividad aplicable a la actividad de comercialización y distribución de energía.

4.4. Tarifas

De acuerdo con la información reportada por la empresa en el Sistema Único de Información (SUI), la EEP atiende usuarios regulados, definidos por la Ley 143 de 1994 como:

*“(...) **Usuario regulado:** Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (...)”*

En consecuencia, a continuación, se presenta una evaluación de las tarifas desde el mes de enero de 2016 a octubre de 2017, para cada uno de sus componentes:

Componente de Generación

El componente de Generación, se encuentra directamente relacionado con la capacidad de gestión de las ESPs para cubrir su demanda a partir de la configuración de compras de energía a través de contratos bilaterales o en bolsa.

En la Gráfica No. 19 se observa que el componente de Generación presentó un comportamiento variable entre los meses de febrero de 2016 y enero de 2017, periodo en el cual la empresa presentó un porcentaje promedio de exposición a bolsa del 32%. La mayor exposición se evidencia en el mes de febrero de 2016 con un 51%, lo que equivale a un incremento aproximado de 68 \$/kWh con respecto al mes de enero de 2016.

Para los meses de febrero a octubre de 2017 se evidencia una tendencia estable en el valor del componente de Generación, debido a que desde el mes de febrero la empresa atiende su demanda de energía vía contratos, no encontrándose expuesta a bolsa, y las condiciones de liquidación de los mismos no dependen del comportamiento de la bolsa.

Gráfico No. 189. Componente de Generación.
Año 2016 – octubre 2017



Fuente: Tarifas publicadas por la ESP- Elaboración propia

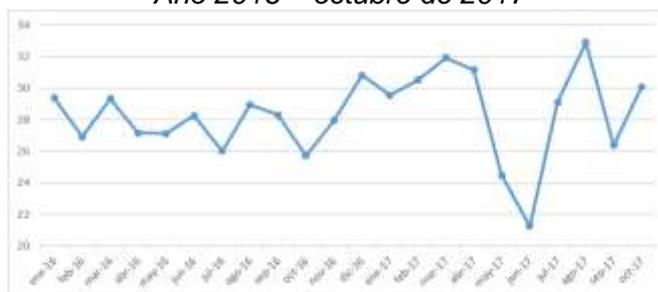
Componente de Transmisión

El valor del componente de Transmisión está establecido en la regulación vigente y es liquidado por XM S.A. ESP., como administrador del mercado, a través de los cargos por uso del STN y corresponde a un solo valor a nivel nacional para todas las empresas.

El componente de Transmisión es calculado mediante una relación entre los ingresos mensuales del transmisor y la demanda de energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Con base en lo anterior, es preciso mencionar que los ingresos del transmisor cambian cada vez que este solicita a la CREG la actualización de su base de activos y/o de otra variable involucrada en la mencionada relación; dichas solicitudes no presentan una periodicidad definida, mientras que la demanda de energía sí presenta variaciones mensuales.

La EEP, durante el periodo de análisis (enero 2016 a octubre de 2017) calculó su Costo Unitario de prestación del servicio (CU) utilizando el componente de transmisión (T) de conformidad con la publicación realizada por el operador del mercado.

Gráfico No. 2019. Componente de Transmisión
Año 2016 – octubre de 2017



Fuente: Tarifas publicadas por la ESP- Elaboración propia

En la Gráfica No. 20, se observa que para el año 2016, el mes de octubre presentó el valor más bajo del año, pasando de 28,29 \$/kWh en el mes de septiembre a 25,73 \$/kWh, esto significa una disminución de 2,56 \$/kWh.

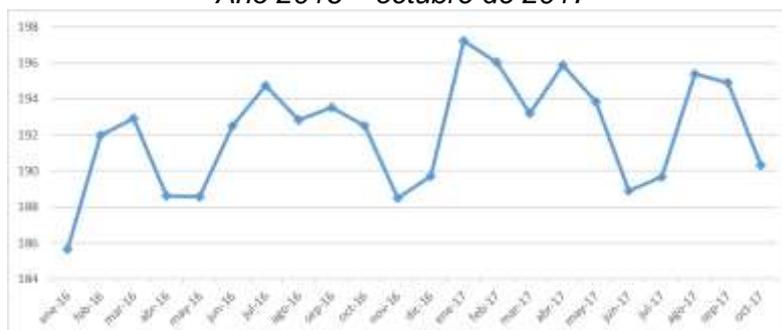
Así mismo, se aprecia que para el mes de diciembre de 2016 el componente de Transmisión llegó a su punto máximo con un valor de 30,81 \$/kWh.

Para el año de 2017 la mayor variación se presentó entre los meses de abril y agosto, en donde se evidencia una disminución de 9,91 \$/kWh de abril a junio y luego un incremento de 11,65 \$/kWh entre junio y agosto.

Componente de Distribución

El Decreto 388 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía, ordenó a la CREG conformar dentro de la metodología que establece la remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, Áreas de Distribución (ADD) las cuales se definen como el "Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley.", y se establece que debe existir un cargo único por Nivel de Tensión por cada ADD.

Gráfico No.21. Componente de Distribución
Año 2016 – octubre de 2017



Fuente: Tarifas publicadas por la ESP- Elaboración propia

Para el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU), la EEP aplica el “DtUN” liquidado para el ADD Sur, siendo este el valor que traslada al usuario final y cuyo promedio fue de 192,15 \$/kWh en el periodo de estudio. El menor valor fue de 185,65 \$/kWh en el mes de enero 2016 y el mayor en el mes de enero de 2017 con 197,2 \$/kWh.

Adicionalmente, como consecuencia del suceso ocurrido el pasado 31 de marzo de 2017 en el municipio de Mocoa, la EEP declaró indisponibles varios activos que fueron afectados y que hacían parte del inventario remitido por la empresa a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) como parte del proceso de aprobación de cargos máximos por niveles de Tensión 3, 2 y 1 y el costo anual por el uso de los activos de nivel de tensión 4.

Debido a lo anterior, la CREG expidió la Resolución CREG 141 de 2017 por la cual se realizaron modificaciones a algunos aspectos de las resoluciones que regulan la calidad y remuneración del servicio, orientadas a determinar las condiciones en las cuales las empresas involucradas deberán recibir la remuneración por los activos afectados y realizar las compensaciones por concepto de la indisponibilidad de dichos activos, entre otros aspectos. Por esta razón, aun cuando la empresa se encuentra con indisponibilidad en algunos activos, se mantiene la base de los mismos con la cual se le aprobó la Resolución CREG 103 de 2009 y sus modificaciones.

Componente de Comercialización

La CREG mediante Resolución 119 de 2007⁷, estableció una fórmula tarifaria general para los comercializadores minoristas en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), y en el artículo 2 dispuso que las empresas que desarrollen la actividad de comercialización, al fijar sus tarifas a usuarios finales regulados, se someterán a un régimen de libertad regulada.

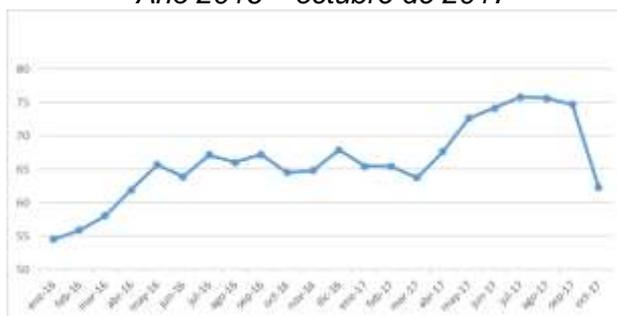
En consecuencia, los comercializadores para fijar las tarifas a los usuarios finales regulados, deben aplicar la fórmula tarifaria general establecida por la CREG en el artículo 4 de la Resolución en cuestión o las que la modifiquen, complementen o sustituyan y para el componente de Comercialización conforme a lo señalado en la Resolución CREG 180 de 2014.

⁷ “Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional”.

La EEP presta el servicio de comercialización de energía en el departamento de Putumayo, siendo este su mercado incumbente y obteniendo su aprobación de costo base de comercialización y riesgos de cartera mediante la Resolución CREG 118 de 2015.

La Gráfica No. 22 muestra un comportamiento creciente del componente de Comercialización, en donde su valor más bajo se presentó en enero de 2016 con 54,49 \$/kWh y su valor más alto en julio de 2017 con 75,79 \$/kWh, adicionalmente, se evidencia una disminución de 12,43 \$/kWh de octubre de 2017 con respecto a septiembre de 2017.

**Gráfico No.22. Componente de Comercialización
Año 2016 – octubre de 2017**



Fuente: Tarifas publicadas por la ESP- Elaboración propia

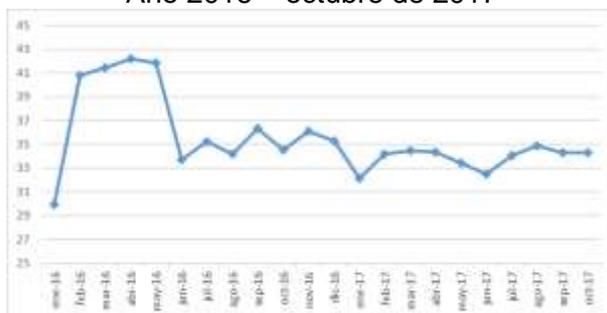
Componente de Pérdidas

El componente de pérdidas (PR) se calcula aplicando lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007, teniendo en cuenta la demanda real y las perdidas asignadas a la empresa por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC); además, el componente PR presenta una relación directa con los componentes de Generación y Transmisión.

La Gráfica No. 23, muestra el comportamiento del componente de pérdidas durante el año 2016 hasta octubre de 2017, presentando un valor promedio de 35,47 \$/kWh, alcanzando su mayor valor en abril de 2016 con 42,19 \$/kWh y el menor en enero de 2016 con 29,96\$/kWh.

Es importante anotar que el componente presenta un comportamiento similar al componente de Generación, esto debido a la relación existente entre estos componentes.

**Gráfico No. 203. Componente de Pérdidas
Año 2016 – octubre de 2017**



Fuente: Tarifas publicadas por la ESP- Elaboración propia

Componente de Restricciones

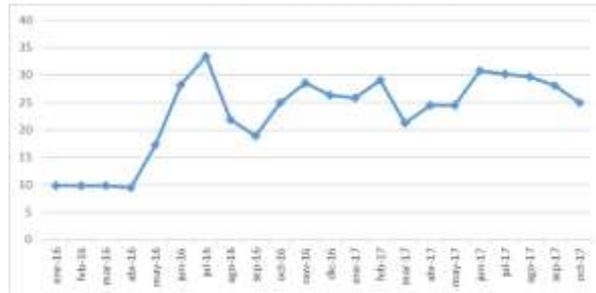
El componente de restricciones (R) se calcula aplicando lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007, teniendo en cuenta la información de restricciones asignadas por el ASIC a la empresa y las ventas reportadas por la misma en el SUI para cada uno de los meses.

La Gráfica No. 24, presenta el comportamiento del componente de restricciones para el periodo de estudio (año 2016 – octubre de 2017), donde se observa un comportamiento creciente con un valor promedio de 23,06 \$/kWh aproximadamente.

En el año 2016, el componente presentó las mayores variaciones en donde el menor valor fue de 9,5 \$/kWh en el mes de abril y el mayor valor se presentó en el mes de julio con 33,40 \$/kWh.

En lo que respecta al periodo de análisis del año 2017 (enero – octubre), se observa un menor valor en el mes de marzo con 21,20 \$/kWh y uno mayor en junio de 30,8 \$/kWh, lo que muestra un crecimiento de un mes respecto al otro de 9,6 \$/kWh.

*Gráfico No. 24. Componente de Restricciones
Año 2016 – octubre de 2017*

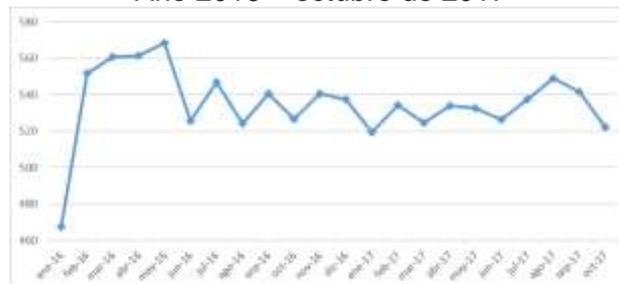


Fuente: Tarifas publicadas por la ESP- Elaboración propia

En la Gráfica No. 25 se observa que el comportamiento del CU de la EEP presentó grandes variaciones en el año de 2016, donde su mayor crecimiento se presentó en febrero en comparación con enero, pasando de 467,62 \$/kWh a 551,84 \$/kWh presentando un incremento de 84,22 \$/kWh y la mayor disminución se presentó en junio con respecto a mayo de 2016 pasando de 568,55 \$/kWh a 525,82 \$/kWh, con una diferencia de 42,71 \$/kWh.

Adicionalmente, se observa que el CU presenta un comportamiento similar al del componente de Generación, presentando un valor promedio durante todo el periodo de análisis de 535,17 \$/kWh.

*Gráfico No. 215. Costo Unitario de Prestación del Servicio
Año 2016 – octubre de 2017*



Fuente: Tarifas publicadas por la ESP- Elaboración propia

4.5. Subsidios y Contribuciones

EEP, es un Comercializador – Distribuidor que, en el esquema de subsidios y contribuciones, atiende a usuarios Regulados y No Regulados de los estratos 1, 2, 3, y de los sectores Comercial e Industrial, distribuidos en su mercado.

La empresa reporta al SUI la información pertinente a subsidios y contribuciones en los Formatos; 2- “Información Comercial Residencial”; 3-“Información Comercial No Residencial”; 20-“Resumen Contable de Subsidios y Contribuciones y FOES”; 21 “Giros Recibidos y Efectuados y 27 “Usuarios industriales exentos de contribución”, que corresponde a la facturación del servicio público de energía eléctrica. Al Ministerio de Minas y Energía reportan los formatos de la conciliación trimestral de subsidios y contribuciones.

En la siguiente tabla se puede observar que el total de usuarios subsidiables (excluyendo estratos 5 y 6) son 31.708 y la distribución del número de usuarios promedio por estrato y sectores atendidos en el esquema de subsidios y contribuciones para cada uno de los mercados:

Tabla No. 212. Número de usuarios promedio por mercado.

No. Usuarios	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Comercial	Industrial	Total
EEPUTUMAYO	22.600	5.402	1.028	2.529	148	31.708

Fuente: MME y SUI

- **Subsidios**

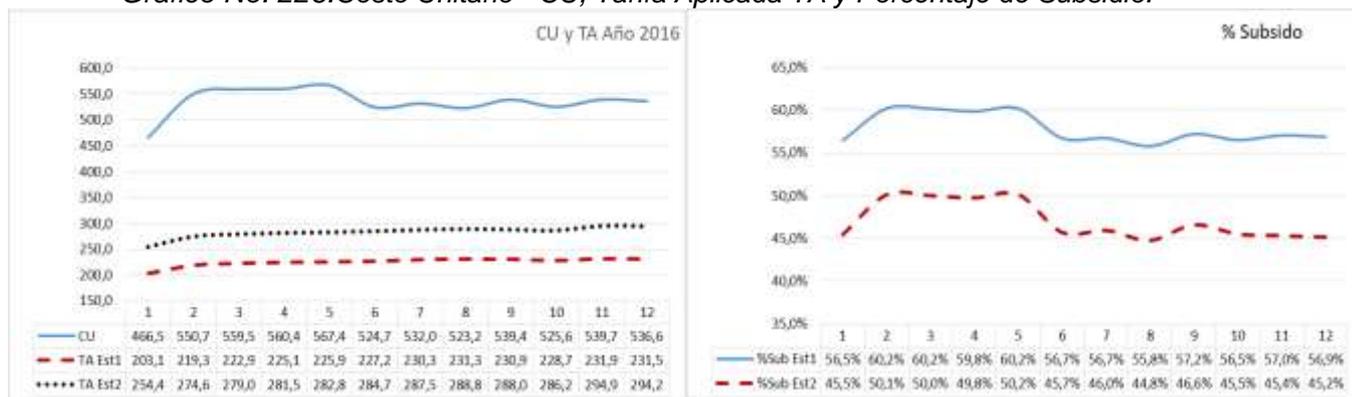
En el análisis efectuado de la aplicación de subsidios por parte de EEP en el año 2016, estos alcanzan un valor de \$7.939,8 millones que representan un incremento del 51,04% con respecto al año anterior, explicado por los aumentos de las diferentes variables que hacen parte del cálculo del subsidio, esta variación obedece principalmente a los incrementos del 32,89% del consumo facturado, del 30,19% del Costo Unitario – CU y del 21,86% de la Tarifa Aplicable - TA, lo cual se observa en la Tabla No. 23:

Tabla No. 223. Comportamiento de subsidios 2015 - 2016.

Año	2015	2016	Variación	Variación %
Subsidios \$	5.256.945.622	7.939.891.834	2.682.946.212	51,04%
Num Usuarios Prom	27.007	29.031	2.023	7,49%
Consumo kWh	29.745.424	30.431.592	686.168	2,31%
Facturación Consumo	12.235.097.285	16.258.842.077	4.023.744.792	32,89%
Consumo Subsidiable	26.883.838	27.735.383	851.545	3,17%
CU (PromPond) \$	411,28	535,47	124,19	30,19%
TA (PromPond) \$	264,21	321,97	57,76	21,86%
%Sub (PromPond)	35,68%	40,02%	4,34%	12,18%
Vr. Prom mes a pagar por el Usuario \$	31.881	36.696	4.815	15,10%

Fuente: MME, SUI y DTGE

Gráfico No. 226. Costo Unitario - CU, Tarifa Aplicada TA y Porcentaje de Subsidio.



Fuente: MME, SUI y DTGE

La tarifa aplicada es el valor resultante de aplicar al costo de prestación el factor de subsidio que corresponda a cada estrato la cual se ve reflejada en la factura, el porcentaje promedio ponderado anual de subsidio al cierre del año 2016, alcanzó el 40,02%, representados en el 57,80% para el Estrato 1, el 47,26% para el Estrato 2 y el 15% para el Estrato 3; el comportamiento de las variables de los subsidios otorgados por estrato se presenta en la Tabla No. 24:

Tabla No. 234. Subsidios otorgados en el año 2016.

Estrato	Subsidios \$	Consumo kWh	No. Usuarios	Facturación Consumo	Consumo Subsidiadle	CU \$ (Prom Pond)	\$ TA (Prom Pond)	%Sub (Prom Pond)	Vr. Prom mes a pagar por el Usuario \$
Estrato 1	6.236.734.926	21.629.005	22.600	11.548.817.520	20.187.833	534,7010	225,6695	57,80%	19.586
Estrato 2	1.606.267.751	7.366.250	5.402	3.941.063.214	6.341.712	535,7277	283,0575	47,26%	36.015
Estrato 3	96.889.157	1.436.337	1.028	768.961.343	1.205.838	535,9789	457,1874	15,00%	54.486
Total	7.939.891.834	30.431.592	29.031	16.258.842.077	27.735.383	535,4692	321,9715	40,02%	36.696

Fuente: MME, SUI y DTGE

• Contribuciones

Las contribuciones facturadas por parte de EEP en el año 2016, alcanzaron un valor de \$1.152,9 millones que representan un incremento del 38,51% con respecto al año anterior, esta variación obedece principalmente a los incrementos en un 43,82% del consumo facturado, 30,67% del Costo Unitario – CU y el 29,88% de la tarifa aplicada, lo cual se puede observar en la Tabla No. 25:

Tabla No. 245. Comportamiento de Contribuciones 2015-2016.

Año	2015	2016	Variación	Variación %
Contribución	832.422.196	1.152.964.374	320.542.178	38,51%
Numero Usuarios Prom	2.581	2.677	97	3,74%
Consumo kWh	9.772.582	10.800.256	1.027.674	10,52%
Facturación Consumo	4.761.250.323	6.847.430.681	2.086.180.358	43,82%
CU (Prom Pond) \$	482,95	631,08	148,13	30,67%
TA (Prom Pond) \$	567,66	737,28	169,62	29,88%
%Cont (Prom Pond)	20,00%	20,00%	0,00%	0,00%
Vr. Prom mes a pagar por el Usuario \$	169,224	222,344	53,119	31,39%

Fuente: MME, SUI y DTGE

La tarifa aplicada es el valor resultante de aplicar al costo de prestación, el factor de contribución de solidaridad que corresponda, la cual se ve reflejada en la factura, el porcentaje promedio ponderado anual de contribución aplicado al cierre del año 2016

alcanzo el 20% para los sectores Comercial e Industrial, los resultados por estrato y sector se presentan en la siguiente tabla:

Tabla No. 256. Contribuciones facturadas año 2016

Estrato Sector	Contribución	Numero Usuarios Prom	Consumo kWh	Facturación Consumo	CU (PromPond) \$	TA (PromPond) \$	%Cont (Prom Pond)	Vr. Prom mes a pagar por el Usuario \$
Comercial	1.103.364.646	2.529	10.330.726	6.553.184.899	634,79	741,58	20,00%	251.791
Industrial	49.599.728	148	469.530	294.245.782	627,38	732,99	20,00%	192.896
	1.152.964.374	2.677	10.800.256	6.847.430.681	631,08	737,28	20,00%	222.344

Fuente: MME y DTGE

- **Superávit o Déficit del esquema de subsidios y contribuciones**

El balance de subsidios y contribuciones al cierre del año 2016, presenta un valor de déficit de \$6.786,9 millones que comparado frente al déficit del año 2015 de \$4.424,5 millones es superior en un 53,39%, como se muestra en la Tabla No. 27, estos déficits podrán ser cubiertos con los recursos del FSSRI o del PGN.

Tabla No. 267. Contribuciones facturadas año 2016

Año	2015	2016	Variación	Variación %
Subsidios \$	5.256.945.622	7.939.891.834	2.682.946.212	51,04%
Contribución	832.422.196	1.152.964.374	320.542.178	38,51%
Déficit	-4.424.523.425	-6.786.927.460	-2.362.404.035	53,39%

Fuente: MME y DTGE

4.6. Estado de Emergencia en el Municipio de MOCOCA

Medidas extraordinarias por la avalancha en Mocoa, departamento del Putumayo

Con ocasión de la tragedia ocurrida el pasado 1 de abril de 2017, y según cifras del 3 de abril de 2017 de la Sala de Crisis de la Unidad Nacional para la Gestión de Riesgo de Desastres, esta acabó con la vida de 273 personas, dejó heridas a 262, afectó 300 familias, y produjo la desaparición de aproximadamente 200 habitantes.

Por lo anterior, el gobierno nacional tomó medidas extraordinarias, a través del Decreto 601 del 6 de abril de 2017, numeral 3, literal d., el cual establece lo siguiente:

“(…)

Decreto 601 del 6 de abril de 2017, numeral 3, literal d.

d. Suministro de energía eléctrica y subsidios:

Que con el propósito de recuperar y mantener la prestación del servicio público de energía eléctrica, afectado gravemente por el desbordamiento, se impone la necesidad de establecer medidas de rango legal que permitan garantizar el suministro del servicio a usuarios de bajos recursos mediante el otorgamiento de subsidios.

(…)”

Posteriormente, el Ministerio de Minas y Energía, expidió el Decreto 734 del 5 de mayo de 2017 “Por el cual se dictan disposiciones en materia de servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas por redes para hacer frente al Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica en el Municipio de Mocoa, declarado por el Decreto 601 de 2017”

Decreto 734 del 05 de mayo de 2017

“(…)

Artículo 1.º Subsidio Temporal: Reconózcase un subsidio temporal a los usuarios subsidiables de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas por redes afectados por los hechos que motivaron la declaratoria de Emergencia Económica, Social y Ecológica en el municipio de Mocoa -departamento de Putumayo, de conformidad con el Decreto 601 de 2017, en las condiciones que establezca el Ministerio de Minas y Energía. La presente operación se encuentra soportada presupuestalmente.

Parágrafo 4. El Ministerio de Minas y Energía priorizará la asignación de los recursos para el reconocimiento del subsidio temporal a los usuarios de Mocoa, departamento de Putumayo, en las condiciones que se señalan en el presente decreto.

Artículo 4º. Imposibilidad de Prestación del Servicio Público Domiciliario: Los prestadores de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas por redes no podrán realizar cobro o facturación alguna a los usuarios cuyos inmuebles resultaron afectados por la Emergencia Económica, Social y Ecológica en el Municipio de Mocoa -Departamento del Putumayo, declarada a través del Decreto 601 de 2017, sino hasta tanto el respectivo inmueble recupere las condiciones necesarias para su funcionamiento, y el prestador garantice y restablezca la prestación del servicio en condiciones de seguridad.

“(…)”

En relación con la aplicación del Decreto 734 de 2017, la EEP solicitó al Ministerio de Minas y Energía aclaraciones sobre el ámbito de aplicación del Subsidio, a lo cual el MME dio respuesta, reglamentando el Decreto mediante Resolución 40964 del 21 de septiembre de 2017, “*por medio del cual establece las condiciones para asignar el subsidio temporal al servicio de energía eléctrica en la ciudad de Mocoa*”, el cual establece lo siguiente:

“(…)”

ART. 7º—De conformidad con lo dispuesto por el artículo 3º del Decreto 734 de 2017, el prestador del servicio público domiciliario de energía eléctrica deberá proceder a efectuar su refacturación de los seis meses siguientes a la declaratoria de emergencia económica, social y ecológica, a fin de aplicar los subsidios temporales cuyo procedimiento aquí se establece y hacer efectivos los recursos que se le giren en su oportunidad a título de subsidio temporal.

“(…)”

De acuerdo con la información suministrada por la empresa mediante radicado SSPD No. 20175290901392 del 26 de Octubre de 2017, que con ocasión de la tragedia de Mocoa, y la aplicación del Decreto 734 de 2017, se beneficiaron un promedio de 1.592 usuarios de estratos 1, 2 y 3. Como se muestra en la Tabla No. 28, se ajustó la facturación de los meses de abril a septiembre, arrojando como resultado un valor de subsidios por valor de \$458,6 millones de pesos, de los cuales fueron aplicados en la facturación del mes de octubre la suma de \$198 millones, quedando pendientes por reconocer a usuarios damnificados la suma de \$260,5 millones.

Tabla No. 278. Subsidios y Contribuciones facturadas año 2017 aplicación Decreto 734

Mes	Facturas	KWh Subsidiados	Aplicación Dto MINMINAS 734	Subsidio Aplicado FSSRI	Subsidio por Reconocer a Usuarios
Abril	1.513	83.139	44.285.427	23.494.658	20.790.769
Mayo	1.507	144.065	76.523.942	40.475.969	36.047.973
Junio	1.530	156.130	81.956.765	42.809.970	39.146.795

Julio	1.548	152.459	81.725.279	43.394.661	38.330.618
Agosto	1.555	161.990	88.696.156	47.916.077	40.780.079
Septiembre	1.555	158.225	85.483.111		85.483.111
Total	9.208	856.008	458.670.679	198.091.335	260.579.344

Fuente: EEPUTUMAYO

Teniendo en cuenta que la empresa antes de la tragedia, al cierre del año 2016 tenía un déficit en subsidios y contribuciones de \$6.786,9 millones, como se muestra en la Tabla No. 29, el 88,31% del total de la demanda pertenecían al estrato 1 y 2, la empresa mediante radicado SSPD No. 20175290744442 del 12 de septiembre del 2017, explica que:

“(...) Por lo tanto, es factible concluir que el pago de subsidios que realiza periódicamente el MME a la EEPUTUMAYO, constituye uno de los ingresos mas importantes. Es esta la razón por la cual, el retraso en el pago de los subsidios correspondientes al año 2017 (enero- Abril), cuyo valor suma un total de \$1.950, 5 millones, pone a la empresa en una difícil situación financiera. (...)”

(...) ponemos de presente que nos encontramos un poco inquietos frente a la posibilidad de tener que enfrentar dicha carga económica, pues la empresa no cuenta con el músculo financiero para esperar por un largo periodo el reembolso de dichos subsidios por parte del Gobierno Nacional.(...)

De acuerdo a lo informado, el 46% del total de la demanda atendida por la empresa, se encuentran en Mocoa, es decir aproximadamente 15.429 usuarios.

Tabla No. 289. Subsidios y Contribuciones 1er trimestre 2017

Trimestre	Mes	Usuarios	Demanda (KWH)	Valor Facturación
1	ene-17	33.116	3.960.380	2.030.320.138
	feb-17	33.254	4.020.665	2.122.885.819
	mar-17	33.395	4.049.124	2.097.262.852
TOTAL			12.030.169	6.250.468.809

Fuente: Copia solicitud a MME 20175290744422

Por lo anterior la Empresa de Energía del Putumayo, mediante radicado del MME 2017030323 del 11 de mayo de 2017 solicita al MME claridad en cuanto a:

*“(...)
Pago del MME: dada la situación financiera crítica en la que se encuentra la empresa, es indispensable tener conocimiento de las fechas de pago y giro de los recursos con los que se cubrirá este subsidio temporal por parte del MME a la EEP para establecer los flujos de caja y los cronogramas de pagos de nuestras obligaciones.*

RESPUESTA

*El gobierno nacional, consciente de la situación, realizará las gestiones presupuestales necesarias para el giro oportuno de estos recursos, una vez cumplidos los requisitos de validación de las conciliaciones reportadas por el operador, de conformidad con lo ordenado en el parágrafo 4 del artículo 1 del Decreto 734 de 2017.
(...)”*

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

Es preciso mencionar que de acuerdo con lo estipulado por la Comisión de Regulación para Energía y Gas Combustible (CREG) en la Resolución 248 de 2016, para la evaluación de la gestión del año 2016 de las entidades prestadoras, se utilizan los mismos referentes establecidos para la evaluación del año 2015, los cuales se determinaron con la información del plan de cuentas, mientras que los indicadores calculados para el 2016 se efectuaron con información NIF.

En la Tabla No. 30 se observa que la empresa no cumple con tres de los referentes: rotación de cuentas por cobrar, rotación de cuentas por pagar y razón corriente, según la normativa establecida por la CREG en su Resolución 072 de 2002, modificada por la Resolución 034 de 2004.

Tabla No.30. Evaluación de la Gestión

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2016	Referente 2016	CONCEPTO
Margen Operacional	23%	13,38%	Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	256	21,80	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	79	45,96	No cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	112	24,93	No cumple
Razón Corriente – Veces	1	1,36	No cumple

Fuente: SUI. Calculo: DTGE

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 todos los cargues en estado certificado. El porcentaje de cargue del prestador es el siguiente:

Tabla No.31. Porcentaje de cargue consolidado

ID	Empresa	Año	Número de reportes pendientes	Número de reportes radicados	Porcentaje de cargue
2016	EEPSAESP	2015	0	236	100 %
2016	EEPSAESP	2016	0	229	100 %
2016	EEPSAESP	TOTAL	0	465	100%

Fuente: Sistema Unico de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 01/11/2017.

Evaluando la oportunidad del cargue de la información al Sistema Único de Información SUI, de los años 2015 y 2016 se pudo constatar que la EEP presenta para cada uno de los años 2015 y 2016 un 36% de sus cargues con oportunidad.

7. ACCIONES DE LA SSPD

La Dirección Técnica de Gestión de Energía con radicado SSPD No. 20172200853421 del 05 de julio de 2017 realizó un requerimiento de información relacionado con el inventario de activos de EEP.

La Dirección Técnica de Gestión de Energía con radicado SSPD No. 20172201487641 del 20 de octubre de 2017 realizó una solicitud del informe de auditoría externa de gestión y resultado. Con radicado SSPD No. 20175290981712 del 20 de noviembre la empresa dio respuesta al requerimiento.

La EEP tiene una investigación abierta bajo el expediente 2017240350600006E, y en el mes de abril de la presente vigencia se formuló pliego de cargos.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Al finalizar el periodo 2016 la compañía mostraba mejoras en sus resultados del ejercicio, apalancados en las utilidades obtenidas que para esta vigencia fueron de \$2.044 millones de pesos.
- Los resultados del 2017 evidencian resultados positivos a septiembre de 2017, con disminuciones en los periodos de abril y mayo, como consecuencia de la tragedia ocurrida en Mocoa el 1 de abril.
- Los análisis efectuados al comportamiento del 2017 no logran identificar ajustes que se debieron hacer como consecuencia del evento ocurrido en Mocoa, tales como el control al deterioro de la cartera y ajustes en la propiedad, planta y equipo.
- De no incluirse estos ajustes para el período de enero a septiembre de 2017, las cifras que se esperan al terminar el periodo pueden no ser tan positivas, por tal razón la Dirección Técnica de Gestión de Energía seguirá verificando la información tanto intermedia como definitiva para el periodo 2017, hasta tener el verdadero impacto de lo ocurrido en Mocoa en el mes de marzo de 2017 y verificar que no se encuentre afectada la prestación del servicio a los usuarios de la ciudad.
- Al no presentarse cifras de inversión en los flujos de caja tanto reales como proyectados, no se puede verificar ni estimar las necesidades de efectivo de la compañía en la reconstrucción de los activos perdidos y deteriorados de la EEP.
- Dentro de la matriz de riesgos, la cual fue actualizada el **5 de septiembre de 2017**, en el proceso “Gestión de Operación del Sistema” y como Factor de Riesgo Ambiental se tienen como causas del riesgo externa los siguientes: “*Vendavales, Lluvias, sequia, deslizamiento de tierras, avalancha*,”. Se tiene como medida de control la siguiente: “*Realizar seguimiento continuo del estado de cercanía de vegetación sobre las redes del SDL*”, la cual no tiene nada concreto con respecto al deslizamiento de tierra y avalanchas.
- No se evidencia que el AEGR actuara en contravía de los principios de integridad, objetividad, competencia y diligencia, confidencialidad, comportamiento profesional, y actitud independiente; presentando su informe basado en la normatividad vigente y la resolución publicada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
- No se reflejan faltas por parte de la AEGR, en el cumplimiento del código de ética, para profesionales de la contabilidad y en la aplicación de las Normas de Aseguramiento de la Información (NAI).
- El AEGR concluye que a 30 de septiembre del presente año los estados financieros de la empresa, aún no reflejan la realidad sobre los impactos originados con la ocurrencia del siniestro.
- El AEGR, manifiesta que teniendo en cuenta las respuestas de la aseguradora, es claro que la EEP, no recibirá pago alguno de indemnizaciones por parte de

dicha compañía, pero que de igual forma la empresa, contrató servicios profesionales para ejecutar acciones ante otras entidades como la Superintendencia Financiera de Colombia, que permitan argumentar en contra de la respuesta otorgada por la aseguradora.

- Dada la situación actual en la que se encuentra la infraestructura eléctrica de la EEP el objetivo primordial es reestablecer la normalidad de la infraestructura teniendo en cuenta las lecciones aprendidas, por tal razón se recomienda lo siguiente:
 - Desarrollar el proyecto de construcción de la nueva subestación de conexión al STN con base a un análisis de riesgos que tenga en cuenta por lo menos lo siguiente:
 1. Mejorar la confiabilidad del sistema con el fin de mitigar el impacto de algún evento no programado en el STR.
 2. Mejorar la flexibilidad del sistema con el fin de mitigar el impacto cuando se requieran cambios operativos en el sistema, especialmente mantenimientos programados.
 3. Mitigar las afectaciones que se generen en caso de que un riesgo parecido al del fenómeno natural se vuelva a presentar.
 4. Evaluar la probabilidad que otro tipo de riesgo de alto impacto se pueda presentar y buscar la forma de mitigarlo.
 - Procurar contar con equipos de contingencia en el evento en que se presenten afectaciones en subestaciones o elementos importantes de la red, como son: torres de transmisión portátiles, subestaciones móviles, interruptores de respaldo, entre otros.
 - Realizar los esfuerzos necesarios en la planeación, consecución de recursos, ejecución y puesta en operación.
- Los análisis desarrollados mostraron que, durante el 2016 la demanda regulada de la compañía no estaba totalmente cubierta por contratos, con una exposición a bolsa en promedio del 30%. No obstante, esta situación se modificó a partir del 2017, cuando la exposición a bolsa de la compañía se redujo a cero, logrando una cobertura total de la demanda.
- Si bien a la fecha se está revisando la causalidad o razones que argumenta la empresa para la realización de la facturación a los usuarios en estas condiciones, es procedente e importante que la empresa revise sus procesos comerciales y de igual manera la revisión del estado de los equipos de medida instalados en su mercado.
- Los precios resultantes de la asignación con destino al mercado regulado, sobrepasan el precio del mercado, exceptuando el mes de enero de 2016, de esta manera, la compañía no puede trasladar la totalidad del costo de los contratos a sus clientes. Por otro lado, la porción correspondiente a la energía obtenida en bolsa, que, de acuerdo con el análisis únicamente se presenta durante el 2016, se traslada directamente a los usuarios finales, donde estos quedan sujetos a la volatilidad de los precios del mercado.
- De acuerdo con los aspectos comerciales analizados, el desastre ocurrido en el municipio de Mocoa, no refleja una afectación directa a la operación comercial

de la empresa, pues la empresa contaba con la cobertura para la totalidad de su demanda, sin embargo, para el mes de mayo de 2017, los ingresos fueron afectados por la reducción de la demanda producto de la catástrofe.

- Se encontró que la empresa viene aplicando de manera correcta los cálculos de subsidios otorgados y las contribuciones facturadas, así como los porcentajes de subsidios establecidos en la normatividad.
- Teniendo en cuenta que la EEP es una empresa deficitaria, en el balance de subsidios y contribuciones al cierre del año 2016, y que su operación comercial depende del giro oportuno que realice el Ministerio de Minas y Energía para cubrir dicho déficit, es relevante que dicho giro sea oportuno para mantener el flujo de caja.
- Es importante resaltar que el 91% de los usuarios de la empresa pertenece a los estratos que son subsidiables y que de un total de 31.708 usuarios la empresa atiende a 22.600 que pertenecen al estrato 1.
- La empresa de acuerdo a los decretos expedidos por el gobierno nacional por la avalancha en Mocoa dio reconocimiento al subsidio temporal otorgado a los damnificados, de los cuales fueron aplicados en la facturación del mes de octubre de 2017 la suma de \$198 millones, quedando pendientes por reconocer la suma de \$260,5 millones.
- El porcentaje de cargue al SUI es del 100%; no obstante, la oportunidad de cargue de esta empresa es bastante bajo.
- Derivado de las situaciones detectadas, la Dirección Técnica de Gestión de Energía, realizará seguimiento durante la vigencia 2018, con el fin de conocer con certeza los impactos financieros derivados de la tragedia y la culminación de los procesos asociados a la reclamación de las pólizas por parte de la empresa.

Proyó: Luis Fabián Sanabria Romero - Contratista DTGE
Felliny Salamanca Arias - Profesional Especializado DTGE
Gissell Lorena Castro Puentes - Profesional Universitario DTGE
David Mozo - Contratista DTGE
Mauricio Andrés Palma Orozco - Contratista DTGE
Luis Carlos Rodríguez Bello - Profesional Especializado DTGE
Kelly Toro Toro - Contratista DTGE
Paola Peñaranda - Contratista DTGE
Álvaro E Sosa Z. - Profesional Especializado DTGE
Jorge Eduardo Cortes Gacha - Contratista DTGE
Mireya Beltrán Castro - Profesional Especializado SDEGC
Lucy Margarita Osorio Mastrodomenico - Contratista SDEGC
Guillermo Enrique Ochoa - Contratista SDEGC
María Claudia Gómez Serrano - Contratista SDEGC

Revisó: Diego Alejandro Ossa Urrea - Director Técnico de Gestión de Energía (E)
Carlos Andrés Merlano Porras - Asesor SDEGC
Rodrigo Castellanos - Contratista SDEGC

Aprobó: José Fernando Plata Puyana - Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

Anexos

	SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN	Código: GE-FO-05
		Versión: 01
	OFICIO	Fecha: 16-03-2018
		Página: 1 de (5)

01 - OG – OF - 460
Mocoa 28 de diciembre 2017

Señor
DIEGO ALEJANDRO OSSA URREA
Director técnico de gestión de energía (E)
Sede principal
Carrera 18 Numero 84 – 35
Bogotá D.C.

Referencia: Observaciones oficio radicado No. 20172201903361 de
fecha 22/12/2017.

Cordial saludo,

En relación al oficio antes mencionado, hacemos las siguientes observaciones a la evaluación integral 2016 presentado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios:

PRIMERO. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS:

En el Numeral 8 de la evaluación integral 2016, acápite de conclusiones, párrafo 5° se afirma:
"Al no presentarse cifras de inversión en los flujos de caja tanto reales como proyectados, no se puede verificar ni estimar las necesidades de efectivo de la compañía en la reconstrucción de los activos perdidos y deteriorados de la EEP."

Observación: La empresa incluyó en su flujo de caja real y proyectado un rubro destinado a la reconstrucción de los activos perdidos y deteriorados (inversión) por un valor aproximado de cinco mil millones de pesos (\$5.000.000.000).

De igual manera, la Empresa celebró un contrato bajo la figura BOOT, modelo económico que permite adelantar todas las acciones para realizar el diseño, construcción, puesta en funcionamiento, operación especializada y mantenimiento que permitan la implementación de la infraestructura para la conexión a 230Kv del transformador de respaldo de la subestación Mocoa, pero como consecuencia de la avenida torrencial y ante la imposibilidad de realizar este cometido técnico, el compromiso contractual se modificará para en su lugar

	SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN	Código: GE-FO-05
	OFICIO	Versión: 01 Fecha: 16-03-2016 Página: 2 de (5)

proceder en franca rehabilitación del diseño, suministro, construcción, montaje, pruebas y puesta en servicio de la subestación Junín 115/34, 5/13,8 Kv, esto de acuerdo al plan de acción que en su etapa dos (2) dispuso la recuperación de la subestación Junín, decisión administrativa que se consolidó ante el Comité Municipal de Gestión del Riesgo para otorgar confiabilidad al sistema, luego es claro que en el flujo de caja, si se consideran dineros destinados para la reconstrucción de los activos perdidos o deteriorados al punto que actualmente esta decisión a 31 de diciembre, cuenta con dineros que se anticiparán como pago del compromiso contractual a ELECTRICAS DE MEDEILLIN por valor de \$520.308.447 y un saldo en la cuenta fiduciaria con el BANCO DE OCCIDENTE de \$560.248.003 para un total de \$1.080.556.450 que se deducirán del valor total que resulte necesario para la rehabilitación de la subestación Junín.

Así las cosas, las inversiones se encuentran determinadas en el rubro de egresos financieros, donde se evidencia que se realizarán pagos de las sumas antes relacionadas y además cuotas mensuales de ciento cuarenta y un millones de pesos (\$141.000.000) aproximadamente durante el año 2018, 2019 y 2020 en cumplimiento del modelo financiero que permitirá costear la rehabilitación de la subestación eléctrica; estos pagos se cubrirán con la remuneración de los cargos por uso por STR dineros que se depositan en la cuenta fiduciaria del banco de occidente de acuerdo al modelo económico que se ha venido trabajando con ELÉCTRICAS DE MEDELLÍN.

SEGUNDO. ASPECTOS COMERCIALES

Medición De Usuarios.

En el Numeral 4.1 de la evaluación integral 2016, se afirma:

"El análisis, se centró primero en relación con los usuarios que tienen instalado equipo de medida y en segunda instancia sobre los usuarios que no lo tienen instalado".

"En lo que respecta a los usuarios con medidor instalado y revisada la facturación realizada por la empresa durante el período comprendido entre julio de 2015 a marzo de 2017, se encontró que la empresa ha realizado facturación a 6.021 de los usuarios por estimación o promedio a pesar de tener instalado el medidor en su predio. Se considera un número significativo, ya que esta cifra equivale a más del 18% de los usuarios".

Observación:

- Efectivamente mediante Radicado 20172201448141 de la Superintendencia, solicitó verificación sobre medición a usuarios y de acuerdo a los cálculos de la DTGE, al revisar los formatos 2 y 3 del SUI, encontraron que 6.021 usuarios cuentan con

	SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN	Código: GE-FC-05
	OFICIO	Versión: 01 Fecha: 16-03-2016 Página: 3 de (5)

medidor instalado, pero su consumo se liquida con consumos promedios y 120 usuarios, que no cuentan con el equipo de medida.

Para el estudio adjuntaron un CD, que contenía la información que soportaba, la presunción al incumplimiento a la medición de usuarios.

- La Subgerencia Comercial, revisó la información relacionada en el CD y se encontró que la información del archivo Excel, no corresponde a la Empresa de Energía del Putumayo (siglas) EPTC, el CD pertenecía a la empresa de siglas E.E.P., ante lo cual se solicitó telefónicamente aclaración y posteriormente el 14 de noviembre se solicita por escrito con oficio N° 04.SCP-OF-5191 la información que corresponda a la Empresa de Energía del Putumayo. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, confirmó su recepción. (anexo documentos de la E.E.P. y SSPD). A la fecha, no hemos recibido ninguna respuesta, sin embargo, se observa que en el Informe Integral de Gestión 2016 – 2017, la Superintendencia mantiene esta información.
- Es relevante considerar, que al respecto la AEGR, no encontró anomalías significativas en la medición.

TERCERO. ASPECTOS TÉCNICOS OPERATIVOS

1. En la página 2, numeral 2.1 tercer párrafo el informe establece que la línea de transmisión ubicada en Puerto Guzmán y Puerto Limón, es de 43,5 kV.

Observación: La línea de transmisión ubicada en Puerto Guzmán y Puerto Limón, es de 34,5 kV.

2. En la página 46 de las recomendaciones en el punto 6 dice:

"Dentro de la matriz de riesgos, la cual fue actualizada el 5 de septiembre de 2017, en el proceso "Gestión de Operación del Sistema" y como Factor de Riesgo Ambiental se tienen como causas del riesgo externa los siguientes: "Vendavales, Lluvias, sequía, deslizamiento de tierras, avalancha." Se tiene como medida de control la siguiente: "Realizar seguimiento continuo del estado de cercanía de vegetación sobre las redes del SDL", la cual no tiene nada concreto con respecto al deslizamiento de tierra y avalanchas."

- **Observación:**

Dentro de la matriz de riesgo reportada encontramos el Factor de Riesgo Ambiental cuyas causas son: Vendavales, Lluvias, deslizamiento de tierras, avalancha. En virtud de lo cual se establecieron como Control del Riesgo las siguientes acciones:

	SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN	Código: GE-FO-05
	OFICIO	Versión: 01 Fecha: 16-03-2016 Páginas: 4 de (5)

1. Realizar comunicación (Alertas tempranas) permanente con los vigías de la Unidad Nacional de la Gestión del Riesgo de Desastres UNGRD, instalados en el nacimiento de la quebrada la Taruca, para el monitoreo del cauce en época de lluvia, para la evacuación del personal de la empresa (Operador de Subestación, Porteros) en la Subestación Junín
2. Reforestación de las cuencas hidrográficas de la quebrada Taruca y zona de influencia donde se encuentra localizada la Subestación Junín, Vereda San Antonio del Municipio de Mocoa-Putumayo.
3. Reubicación de Redes de Distribución.
4. Formación de farillones en el perímetro de la Subestación Junín, para contener posibles avalanchas.

Las acciones de mitigación frente al riesgo antes mencionado fueron incluidos en el PLAN DE CONTINGENCIA DE LA SUBESTACIÓN JUNIN DE MOCOA-PUTUMAYO, el cual fue diseñado en conjunto la Empresa de Energía de Bogotá EEB, posteriormente el documento fue radicado en la Alcaldía Municipal de Mocoa por medio de oficio No. 01. OG. OF. 249 del 18 de julio de 2017 (Anexo).

CUARTO. CONCEPTOS ENCUESTA CONTROL INTERNO. Punto 2.5:

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, en los resultados de la evaluación integral de prestadores para la Empresa de Energía del Putumayo S.A. ESP de 2016, determinó para los aspectos comerciales que de acuerdo a la información suministrada por el SUI se presenta el análisis de los aspectos comerciales de la empresa relacionados con número de suscriptores, niveles de consumo, facturación, cumplimiento de la factura de acuerdo a la Resolución CREG 108 de 1997, atención en oficinas de atención al usuario, tarifas, subsidios y contribuciones, calidad del servicio, nivel de satisfacción del usuario (NSU), entre otras, con el fin de analizar su estructura de mercado.

Observación: La Empresa de Energía del Putumayo S.A. ESP, atenta a las observaciones de la Comisión Evaluadora de la SSPD, diseña el correspondiente Plan de Acción, para atender las conclusiones y recomendaciones y radica ante la el Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible mediante oficio 01. OG.OF-029 del 9 de febrero de 2017, las estrategias que conforman el mencionado plan.

**SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN**

Código: GE-FO-05

Versión: 01

Fecha: 16-03-2016

Página: 5 de (5)

OFICIO

Incluye en el cronograma del Plan de Acción de la Subgerencia Comercial el Diseño y aplicación de la encuesta para determinar el nivel de satisfacción del usuario NSU.

La Oficina de Control Interno de la EEP S.A. ESP, en cumplimiento de sus deberes y obligaciones es garante de su oportuna ejecución. Los resultados se entregarán en el mes de enero de 2018.

Agradecemos la atención prestada.

Cordialmente,

JHON GABRIEL MOLINA ACOSTA
Gerente EEP. SA. ESP.

Proyectó T: GERMÁN DARIO CHAMORRO GÓMEZ – Subgerente Técnico y Operativo EEP. SA. ESP. *hch*
Proyectó C: FERNANDO BERNAL – Subgerente Comercial y de Planeación EEP. SA. ESP. *FB*
Proyectó C: ROBERTO CÓRDOBA – Jefe de Facturación EEP. SA. ESP. *RC*
Proyectó F: ANDRY BASTIDAS CHAMORRO – Subgerente Administrativo y Financiero EEP. SA. ESP. *AB*
Compiló: DAVID GONZALO GAMBA GÓMEZ – Jefe de Control Interno EEP. SA. ESP. *DGG*
Revisó: SARA LUCÍA GUERRERO GUERRERO – Jefe Oficina Jurídica EEP. SA. ESP. *SLG*
Aprobó: JHON GABRIEL MOLINA ACOSTA - Gerente EEP. SA. ESP. *JG*

Anexos:

Oficio N° 04.SCP-OF-5191

Oficio 01. OG.OF-029 del 9 de febrero de 2017

Oficio No. 01. OG. OF. 249 del 18 de julio de 2017.

Plan de Emergencia 2017

Plan de Contingencia 2017

Decreto 151 de 2017