



INFORME DE GESTIÓN EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO

2016

**ACTIVAR UN INTERRUPTOR,
PRENDER UNA LÁMPARA
O ENCENDER EL HORNO,
PUEDEN PARECER COSAS MUY
SENCILLAS. PERO PARA QUE ESO
SEA POSIBLE ES NECESARIO EL
TRABAJO DE MUCHA GENTE.**

**POR ESO EN ESTE INFORME
TODAS ESAS PERSONAS
QUE SIEMPRE ESTÁN DETRÁS,**

**HOY, ESTARÁN
DELANTE.**

WILFREDO PANTOJA

LINIERO COMERCIAL



CONTENIDO

CAPÍTULO UNO

01

- Informe de junta directiva.

CAPÍTULO DOS

02

- Plan estratégico
- Política de calidad
- Misión
- Visión
- Objetivos

CAPÍTULO TRES

03

- Miembros de junta directiva
- Equipo directivo
- Organigrama

CAPÍTULO CUATRO

04

- Objetivo corporativo 1
- Objetivo corporativo 2
- Objetivo corporativo 3
- Objetivo corporativo 4

CAPÍTULO CINCO

05

- Evolución integral E.E.P. S.A. E.S.P.
- Resultados de la aplicación del esquema de tarifas diferenciales
- Total ahorro mercado mayorista
- Total ahorro mercado minorista
- Fondo de energía social - foes
- Beneficiarios foes
- Recuperación energía dejada de facturar
- Evolución integral E.E.P. S.A. E.S.P.
- Planes de acción
- Sistemas de medida intervenidos
- Plan piloto de recuperación de energía
- Balance general del proyecto de reducción de pérdidas de energía año 2016
- Gestión del negocio de comercialización
- Mercado de comercialización
- Número de clientes atendidos por municipio 2015 -2016
- Estructura del mercado por sector
- Estructura del mercado por tipo de servicio
- Facturación, recaudo y cartera
- Costo unitario prestación del servicio
- Componentes cu nivel de tensión 1 propiedad E.E.P. S.A. E.S.P.
- Compra de energía.

CAPÍTULO SEIS

06

- Subsidios fondo solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos - FSSRI

- Operación sistema de distribución
- Evolución y acciones para la calidad del servicio
- Estudios de coordinación de protecciones
- Estudio en subestaciones
- Estudio del sistema de distribución
- Inversiones realizadas en protecciones
- Despeje de corredor de redes eléctricas
- Aumento del corredor línea 34.5kv
- Indicadores de calidad del servicio
- Índices de calidad del servicio
- Compensaciones por calidad del servicio
- Evolución y acciones para las pérdidas de energía
- Proyecto recuperación de pérdidas - Orito
- Reducción de pérdidas técnicas
- Estado de la reposición
- Acciones relevantes del ciclo técnico
- Implementación del centro de control

CAPÍTULO SIETE

07

- Proyectos de expansión
- Inversión alumbrado público
- Eventos operativos relevantes
- Mantenimiento - subestación junín, mocoa
- Mantenimiento - subestación junín, 2 de octubre de 2016.

- Formación de auditores internos
- Implementación
- Tecnologías de la información y las telecomunicaciones TICS
- Sistema de gestión de la seguridad y salud en trabajo (salud ocupacional) en la empresa energía del putumayo S.A. E.S.P. Vigencia 2016.

CAPÍTULO OCHO

08

- Responsabilidad social empresarial

CAPÍTULO NUEVE

09

- Procesos judiciales de los procesos en los que participó la empresa
- Estado de los procesos adelantados en contra de la empresa
- Procesos de responsabilidad civil
- Procesos laborales
- Estado de los procesos adelantados por la empresa
- Conciliaciones extra judiciales
- Procesos administrativos
- Procesos disciplinarios
- Asesoría jurídica alumbrado público

CAPÍTULO DIEZ

10

- Ingresos operacionales
- Ingresos no operacionales
- Gastos administrativos
- Deterioro provisiones y depreciaciones
- Gastos no operacionales
- Utilidad bruta en ventas
- Utilidad operacional
- Utilidad neta
- Indicadores financieros

CAPÍTULO ONCE

11

- Notas contables de los estados financieros y revelaciones
- Certificación de los estados financieros
- Estados de situación financiera
- Estado de resultados integrales
- Estado de cambio en el patrimonio
- Estado de flujos de efectivo
- Notas de carácter general
- Información general
- Bases de presentación de los estados financieros
- Principales políticas y prácticas contables
- Juicios y estimaciones contables relevantes
- Transición a las normas de contabilidad y de información financiera aceptas en Colombia (NCIF)
- Notas de carácter específico
- Efectivo y equivalentes de efectivo
- Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar, neto
- Activos y pasivos por impuestos
- Inventarios
- Otros activos
- Inversiones
- Propiedades, planta y equipo
- Activos intangibles
- Pasivos financieros

CAPÍTULO DOCE

12

- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar
- Beneficios a empleados
- Otros pasivos
- Patrimonio
- Ingresos de actividades ordinarias
- Costos de operación
- Gastos de administración
- Otros ingresos y gastos
- Otros ingresos y gastos financieros
- Impuesto a las ganancias
- Hechos ocurridos después del período sobre el que se informa
- Aprobación de los estados financieros

- Dictamen Del Revisor Fiscal



**GERENTE GENERAL DE LA EMPRESA
DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.**

\Jhon Molina Acosta

SEÑORES ACCIONISTAS



El año 2016 fue un período de grandes y excitantes retos para el desarrollo local y mundial con renombrados sucesos que partieron en dos los comportamientos tradicionales. Un año en el que el entorno nos puso a prueba como organización para sacar lo mejor de nosotros como personas.

El desempeño de las economías regionales estuvo marcado por tímidos crecimientos, siendo nuestro país uno de los que más crecimiento reportó en el área con un 2,2%.

En el ámbito local, nuestro país presenció uno de los eventos de mayor importancia en el devenir nacional, representado en la firma de los Acuerdos de Paz, lo cual de seguro modificará el desempeño y desarrollo económico y social de las regiones, la demanda de energía se dinamizará y sin duda los factores productivos, determinantes para la economía empezarán a marcar nuevas tendencias hacia su transformación en el largo plazo.

En particular, el sector eléctrico estuvo muy activo en estos cambios, registrándose el final del más reciente Fenómeno de El Niño, considerado uno de los más complejos en 60 años por su intensidad y duración, el cual reveló una importante oportunidad de mejora sectorial orientada a elevar los blindajes que aseguren la atención de la demanda de energía eléctrica en condiciones de extrema hidrología, además de causar un impacto en los ingresos de

los agentes y también en las tarifas a nuestros clientes. En particular, el costo unitario del kWh de la compañía presentó un crecimiento en 2016 comparado con el 2015 del 29,54%, donde los componentes que generaron mayor impacto fueron las restricciones, que son sobrecostos operativos en todo el país que se distribuyen entre todos los comercializadores a prorrata de su demanda, y también por el costo regulado y reconocido de la actividad de comercialización.

El incremento de las tarifas en el país repercutió sobre los subsidios de tal manera que el Ministerio de Minas y Energía con corte a 31 de diciembre de 2016 le adeuda a la E.E.P. S.A. E.S.P., un valor de tres mil ciento noventa y cuatro millones noventa y siete mil doscientos cincuenta y seis pesos (COP\$ 3.194.097.256,00) por concepto de subsidios correspondientes al tercer y cuarto trimestre del año 2016, más trescientos ocho millones doscientos ochenta y seis mil ciento cincuenta y tres pesos (COP\$ 308.286.153,00) derivado de la aplicación del esquema diferencial tarifario conocido como "apagar paga" establecido en las Resoluciones CREG 029, 039, 049, y 051 de 2016 aplicable al sector de energía eléctrica, en el mercado de comercialización de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.

El tamaño de la deuda del sector público con la empresa en los componentes de subsidios y del esquema diferencial tarifario que

ascendió a tres mil quinientos dos millones trescientos ochenta y tres mil cuatrocientos nueve pesos (COP\$3.502.383.409,00), influyó de manera determinante en el cumplimiento de las metas financiera proyectadas para el año 2016, sin embargo se diseñaron e implementaron estrategias que permitieron obtener resultados satisfactorios en el cumplimiento de las metas trazadas en el Plan Estratégico para el presente año.

Así, aunque las señales de entorno fueron muy fuertes, el sector de la electricidad en el país tuvo una dinámica de crecimiento favorable, aunque modesta, en donde el consumo de energía creció un 0,21% en el 2016 comparado con el 2015 según el reporte del operador del mercado. En el entorno local, los usuarios regualados que atiende la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. elevaron su consumo agregado en un 3,9%, lo que refleja la importancia de este sector energético en la economía regional.

Ante estas evidentes barreras y dificultades, la empresa direccionó su rumbo y se lograron afrontar con éxito un conjunto de situaciones críticas que se presentaron, generando resultados destacados como alcanzar el cumplimiento del 99,25% de la meta proyectada de ampliación de clientes, que representó un crecimiento del 2016 comparado con el 2015 de 2.104 usuarios correspondiente al 6,81%. En cuanto a la variable de

pérdidas de energía se generaron resultados importantes como el recobro de 662.611 kWh que en dinero equivalen a cuatrocientos veintiún millones setecientos setenta y ocho mil trescientos pesos (COP\$421.778.300,00) significando un cumplimiento del 101,94% de la meta proyectada. Las inversiones hechas en el negocio de distribución durante el 2016 y que tenían como objetivo fortalecer la capacidad instalada de la empresa, impactaron positivamente evidenciando una mejora en el índice de continuidad del servicio de energía pasando del 93% al 95,87%. Adicionalmente la Compañía presentó ante la UPME el Plan de Expansión, cumpliendo con la Resolución CREG 024 de 2013 y logró la normalización de los procedimientos técnicos orientados a la atención oportuna y de calidad de los requerimientos exigidos por parte de los entes de Control, lo cual ha llevado a que los reportes de información ante XM y SUI se realicen de manera eficiente y adecuada dentro de los plazos permitidos.

Se hace necesario precisar que actualmente la empresa no registra sanciones que hayan sido impuestas como consecuencia de la vigilancia y control que se ejerce por esas entidades.

En cuanto al desarrollo y crecimiento de los colaboradores, se destaca el desarrollo de acciones que contribuyeron a la consolidación del Sistema de Gestión de la



Seguridad y Salud en el Trabajo –SGSST, como una herramienta confiable y sólida en la compañía. Esto tuvo un impacto muy favorable en los índices de accidentalidad en donde para el año 2016 se registraron cero accidentes laborales con relación a 7 accidentes que se presentaron en el año 2015. En cuanto al esquema regulatorio, la empresa se encuentra ad portas de iniciar un nuevo período para la actividad de distribución, el cual traería considerables cambios de acuerdo con las propuestas regulatorias actuales, aun en versión preliminar por parte del regulador, y plasmadas en la resolución CREG 176 de 2016. Ante este escenario, minimizar los riesgos y proteger el valor de la E.E.P. S.A. E.S.P. se convierte en las metas prioritarias las cuales requieren de inversiones razonables y eficientes para la mejora continua del servicio a los clientes finales y maximizar el retorno al accionista en el marco de la nueva reglamentación por venir.

El conjunto de estas acciones y otras que se podrán ver en más detalle en el informe de gestión 2016 fueron las que posicionaron a la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. como una empresa socialmente responsable que además contribuyó permanentemente con el desarrollo sostenible y competitivo del departamento, pero a su vez satisfizo las expectativas de sus accionistas generando un margen EBITDA de 16,95%, una utilidad operacional de tres mil quinientos sesenta y nueve

millones cuatrocientos sesenta y nueve mil setenta y dos y veinticinco pesos (COP\$3.569.469.072,25) y una utilidad después de impuesto de mil setecientos cincuenta y ocho millones de pesos (COP\$1.758.862.234,00), mostrando que ante grandes retos y condiciones del entorno, hemos sabido cómo afrontarlos de la mano de un equipo humano altamente comprometido que busca siempre las mejores condiciones para los accionistas, los colaboradores y por supuesto para las comunidades a las que servimos.

ING. MARGOTH BERMEO

COORDINADORA SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN DE SALUD
Y SEGURIDAD EN EL TRABAJO



01

CAPÍTULO /

**INFORME
DE LA JUNTA
DIRECTIVA**

HENRY VIVEROS CALDERÓN

SEÑORES ACCIONISTAS

La Junta Directiva y el Gerente General de la Empresa de Energía del Putumayo –E.E.P. S.A. E.S.P. presentamos a ustedes los resultados del ejercicio empresarial correspondiente al año 2016, producto del trabajo de cada uno de los miembros que conforman la organización, comprometidos con la mejora continua y enfocados en la prestación eficiente del servicio de energía eléctrica, con el fin de contribuir a la mejora de la calidad de vida a sus clientes y al desarrollo económico y social del departamento del Putumayo, así como a la generación de valor para sus accionistas.

Estos compromisos que ha adquirido la E.E.P. S.A. E.S.P. con sus grupos de interés se convierten en un desafío retador no sólo por su exigencia, pero además por las características mismas que la distribución y comercialización de energía en el departamento del Putumayo implican, pues sus condiciones geográficas, climáticas, topográficas y de infraestructura de transporte, junto con las cada vez más exigentes normas y regulaciones para la prestación del servicio, hacen de la gestión una tarea con altas exigencias en la búsqueda del equilibrio preciso entre la calidad que debemos ofrecer a nuestros usuarios y la rentabilidad por la cual debemos velar para los accionistas.

Además de las condiciones propias de nuestro mercado y su área de cobertura, el servicio se ve impactado por externalidades de carácter ambiental, económico y político que inciden directamente no sólo en el servicio que se presta sino además en los resultados financieros de la

compañía. Como ejemplo de esto tenemos el fenómeno de El Niño, el cual ocasionó alzas en el precio de la energía eléctrica y dificultó la cobertura con contratos en el mercado regulado para el período enero a abril, generando exposiciones a la Bolsa de Energía en dichos meses e incrementos por este concepto en la tarifa a los usuarios entre los meses de febrero a mayo. Sin embargo, para la administración de la E.E.P. S.A. E.S.P. el enfrentar dichos desafíos y resolverlos de la manera más eficaz hace parte de sus compromisos dentro de la ejecución de la gestión encomendada, para lo cual hemos utilizado todos los medios tecnológicos y humanos a nuestro alcance, con un equipo de trabajo y colaboradores orientados al logro que nos ayudaron a atenuar los efectos negativos de dichos fenómenos.

A continuación, presentamos un resumen de las cifras más significativas para cada uno de los procesos macro-procesos de la organización.

GESTIÓN COMERCIAL

Durante el año 2016, se compraron 65 GWh a un costo de \$13.218.075.185, cifras que representan un aumento en las compras de 4,08% en cuanto a energía y de 44,20% en el costo. El impacto del fenómeno de El Niño fue la principal razón para el significativo aumento en el costo de compra de la energía.

Respecto de la facturación de energía al cliente final, se facturaron 50,15 GWh, alcanzando

unos ingresos por facturación de \$26.540.683.265, lo cual significó un incremento de 2,08% en energía y de 37,05% para los ingresos. En virtud de las medidas implementadas por el Gobierno Nacional para conjurar el fenómeno de El Niño, se aplicó una senda tarifaria y un esquema de tarifas diferenciales que afectó negativamente el nivel de la facturación.

Las pérdidas de energía presentaron un aumento del 1,53%. Lo anterior se debió en gran medida a que el Plan de Acción que se tiene definido para su identificación y disminución sólo pudo iniciar en el último trimestre del 2016 con las primeras actividades, debido a los recortes de inversión que se debieron realizar para atender las necesidades de caja que demandaron en el primer semestre los sobrecostos de la compra de energía. Se espera que en el 2017 se dé un gran impulso a este proyecto para disminuir significativamente este indicador.

En cuanto al valor de la cartera vencida, a diciembre de 2016 se logró disminuir en 10,57% el valor de lo adeudado por los usuarios con respecto al mismo valor del año 2015. Este es un gran resultado si se tiene en cuenta que el 2016 fue un año de altas tarifas para los usuarios y por eso se debió redoblar los esfuerzos para evitar que la cartera aumentara.

Por su parte, el costo unitario de prestación del servicio -CU- cerró en diciembre de 2016 en 537,62 \$/kWh, lo que implica un crecimiento del 18,41% respecto al registrado en diciembre de 2015, causado principalmente por el aumento del costo de la compra de energía y por el incremento de la tarifa asociado al esquema de tarifas diferenciales decretado por el Gobierno a principios del 2016 para conjurar los efectos del fenómeno de El Niño.

DATOS COMERCIALES	UNIDAD	2016	2015	VARIACIÓN ANUAL (%)
ENERGÍA COMPRADA	GWh	65,00	62,45	4,08
ENERGÍA COMPRADA	Millones \$	13.218.07	9.165,89	44,20
ENERGÍA FACTURADA	GWh	50,15	49,13	2,08
ENERGÍA FACTURADA CLIENTES	Millones \$	26.540,68	19.985.88	32,79
PÉRDIDAS DE ENERGÍA	Porcentaje	22,86	21,33	1,53
CARTERA VENCIDA DICIEMBRE	Millones \$	560.90	627,20	-10,57
COSTO UNITARIO DICIEMBRE	\$/kWh	537,62	454,04	18,41
CANTIDAD DE USUARIOS	Usuarios	32.997	30.893	6,81

Tabla N° 1

GESTIÓN OPERADOR DE RED

El nivel de disponibilidad del servicio de energía eléctrica en el área de influencia de la empresa se ubicó en 95.87%, teniendo como base el año 2014 (93%), lo cual implica que las labores de mantenimiento y expansión de la infraestructura han dado resultado. Sin embargo, el valor sigue siendo bajo para la calidad que pretendemos ofrecer a nuestros usuarios, por eso se continuará trabajando en este aspecto en los próximos años con el fin

DATOS TÉCNICOS	UNIDAD	2016
DISPONIBILIDAD PROMEDIO	Porcentaje	95,87
COMPENSACIONES	Millones \$	74,96
MANTENIMIENTO CORREDOR DE LÍNEA E INVENTARIO FORESTAL	km	1,137.4
MANTENIMIENTO CORREDOR DE LÍNEA E INVENTARIO FORESTAL	Millones \$	421,00
MANTENIMIENTO REDES	km	27,69
MANTENIMIENTO REDES	Millones \$	714,39

Tabla N° 2

GESTIÓN FINANCIERA – ADMINISTRATIVA

En lo que respecta a los resultados financieros, los ingresos operacionales netos del 2016 fueron de \$32.904.105.467 millones, reflejando un crecimiento del 31.87% frente a los \$24.951.506.804 millones del 2015, debido al incremento del costo por compra de energía. Los costos de prestación del servi-

de alcanzar valores superiores al 98%. La indisponibilidad presentada originó unas compensaciones a los usuarios de aproximadamente \$75 millones, dando cumplimiento a lo estipulado en la resolución CREG 082 de 2002.

Entre mantenimiento de corredores de línea y redes de distribución, se intervinieron más de 1.130 kilómetros, con una inversión de más de \$1.135 millones en despejes, inventario forestal para el aumento de corredores de línea y mantenimiento de redes.

cio, por su parte, crecieron en un 32.92% respecto al 2015, pasando de \$18.747.216.820 millones a \$24.918.734.910 millones, diferencia influenciada notablemente por la exposición de las compras de energía en bolsa y por el aumento del índice de pérdidas comerciales. Es importante mencionar que la exposición al bolsa se redujo notablemente en el segundo semestre del año 2016, evitando mayores costos para la prestación del

servicio. Los gastos operacionales pasaron de \$3.864.750.774 millones en el 2015 a \$4.097.357.817 millones en el 2016, presentándose así una variación de 6.02% que, comparado con el índice de precios al consumidor con respecto a su variación del año 2015 al año 2016 del 5.75%, representa un valor mayor del 0.27%.

El ejercicio de 2016 generó una utilidad operacional de \$3.569.072.252 millones, que frente a la del año 2015 de \$1.971.171.130 millones representa un incremento de 81.06%. La utilidad del ejercicio en 2016 fue de \$1.758.862.234 millones, valor superior en \$835.857.063 con respecto la generada en el año 2015.

DATOS FINANCIEROS	UNIDAD	2016	2015	VARIACIÓN ANUAL (%)
INGRESOS OPERACIONALES	Millones \$	32.904.105.467	24.951.506.804	31.87%
COSTOS	Millones \$	24.918.734.911	18.747.216.821	32.92%
UTILIDAD BRUTA	Millones \$	7.985.370.557	6.204.289.983	28.71%
GASTOS OPERACIONALES	Millones \$	4.097.357.817	3.864.750.774	6.2%
OTROS INGRESOS	Millones \$	142.633.800	151.438.087	-5.81%
OTROS GASTOS	Millones \$	461.574.289	519.806.166	-11.20%
UTILIDAD OPERACIONAL	Millones \$	3.569.072.252	1.971.171.130	81.06%
INGRESOS FINANCIEROS	Millones \$	85.418.233	113.269.018	-24.59%
COSTOS FINANCIEROS	Millones \$	28.888.336	29.051.736	-0.56%
GASTOS POR IMPUESTO A LA GANANCIA	Millones \$	1.866.739.914	1.219.531.349	53.07%
RESULTADO DEL PERÍODO	Millones \$	1.758.862.234	835.857.063	110.43%

Tabla N° 3

En la consolidación del sistema integrado de gestión-SIG, durante el año 2016 se continuó con el fortalecimiento de los procesos bajo los lineamientos, entre otras, de las normas ISO 901:2015, la resolución CREG 025 de 2013 y el decreto 1072 de 2015. Así mismo se desarrollaron formaciones para auditores internos certificados por el ICONTEC. Así mismo, se desarrolló el Sistema de Gestión de Segu-

ridad y Salud en el trabajo SG-SST, con el fin de mejorar la calidad de vida laboral, lograr una reducción de los costos generados por los accidentes y las enfermedades laborales, mejorar la calidad de los servicios y ante todo generar ambientes sanos para todo nuestro personal y colaboradores.

En el ámbito de las tecnologías de información y comunicacio-

nes-TIC, la empresa continuó con el refuerzo de los sistemas adquiriendo el software ORFEO® para el manejo de la correspondencia en búsqueda de la implementación total de cero papel; se adquirieron y renovaron equipos de hardware para las diferentes sedes y proceso de la organización; en cuanto a las comunicaciones, se aumentó el número de equipos conectados en tiempo real, incluidos los adquiridos para gestión remota de la medida, así como los sistemas de video-vigilancia para las sedes de Orito, Puerto Guzmán y Villagarzón.

Nuestra política de responsabilidad social empresarial, se enfocó en el año 2016 en el apoyo a los entes educativos de la región y a los entes de formación deportiva, enmarcando el compromiso con el desarrollo sostenible del país y una corresponsabilidad con nuestros usuarios y la región.

A continuación, se presenta a los accionistas el informe sobre la administración de la empresa, que incluye el Informe de Gestión, los Estados Financieros con sus notas y el dictamen del Revisor Fiscal.

HENRY ALBERTO VIVEROS
Presidente Junta Directiva



Imagen1. Reunión de Junta Directiva.

02

CAPÍTULO /

PLAN
ESTRATÉGICO





MISIÓN

La misión de la E.E.P. S.A. E.S.P. es distribuir, comercializar energía eléctrica y administrar sistemas de alumbrado público en el área de influencia, con calidad, confiabilidad y seguridad, a través del aprovechamiento adecuado de los recursos, contribuyendo al desarrollo socioeconómico y a la mejora de la calidad de vida de la población generando rentabilidad a sus accionistas.

VISIÓN

La visión de la E.E.P. es posicionarse para el 2019 como una empresa líder en la prestación de servicios públicos domiciliarios en la región, a través de un sistema de distribución óptimo que permita el mejoramiento continuo de la calidad del servicio y un alto nivel de satisfacción del cliente, generando mayor rentabilidad.

INTRODUCCIÓN



Imagen 2. Gerente en junta.

Estos objetivos estratégicos son los factores integradores de la tarea de la alta dirección y de la gerencia y por tanto deberán reflejarse en las estrategias y acciones que para cada uno se definan. Son, dicho de otra manera, el amarre entre las áreas y la dirección estratégica de la E.E.P. S.A. E.S.P.

Los objetivos estratégicos de la E.E.P. S.A. E.S.P. identifican las "áreas estratégicas" y definen la dirección que ha de seguirse en

la búsqueda por lograr la misión y alcanzar la visión institucional. Por tanto, dan dirección y señalan el camino.

Los objetivos deben ser concretos, medibles, realistas y ambiciosos, enmarcados dentro de algunos de estos tres ejes directores: Consolidación, Rentabilidad o Crecimiento. En la siguiente tabla se presentan los objetivos definidos por la alta dirección de la EEP, incluyendo el eje director que lo orienta.



Imagen 3. Gerente en junta.

OBJETIVOS

ESTRATEGIA

1. Consolidar el sistema de distribución de la empresa a partir de la planificación de la inversión en operación, mantenimiento y expansión para lograr un 98% de confiabilidad y calidad del servicio.	<input checked="" type="checkbox"/> 1.1 Fortalecer la infraestructura eléctrica para atender nuevos usuarios potenciales que deseen conectarse a nuestro sistema eléctrico y mejorar la calidad del servicio.
	1.2 Revisión anual de la planeación estratégica corporativa para incorporar proyectos orientados al aprovechamiento de recursos del sector público o privado.
	1.3 Mantener y mejorar la disponibilidad de potencia y continuidad del servicio del STR y subestaciones.
2. Incrementar las ventas de energía en el mercado regulado en un 45% de la facturación actual y atender el mercado no regulado con 15 megavatios de capacidad.	2.1 Reducir el índice de pérdidas no técnicas de energía.
	2.2 Desarrollar un plan de nuevos mercados y/o usuarios regulados y no regulados en otros mercados y/o municipios.
	2.3 Sensibilizar al usuario en aspectos comerciales que apunten al aumento del recaudo y mejoren la satisfacción del cliente.

3. Fortalecer la estructura organizacional con base en la gestión integral de procesos, implementación intensiva de las TIC y la gestión del talento humano.	<input checked="" type="checkbox"/> 3.1 Implementar y certificar los diferentes sistemas de gestión corporativa.
	3.2 Fortalecimiento de los aspectos de formación, salud y seguridad en la gestión del talento humano.
	3.3 Desarrollar los sistemas de información y telecomunicaciones para el mejoramiento de procesos operativos y administrativos de la empresa.
4. Generar mayores ingresos a la empresa a través del desarrollo de otros negocios.	<input checked="" type="checkbox"/> 4.1 Desarrollar el negocio de prestación del servicio de alumbrado público.
	4.2 Mantener y mejorar convenios de alquiler de activos eléctricos.

Tabla N° 4



ELIZABETH ARTEAGA

SECRETARÍA DE GERENCIA



03 *CAPÍTULO /*
**GOBIERNO
CORPORATIVO**

MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA

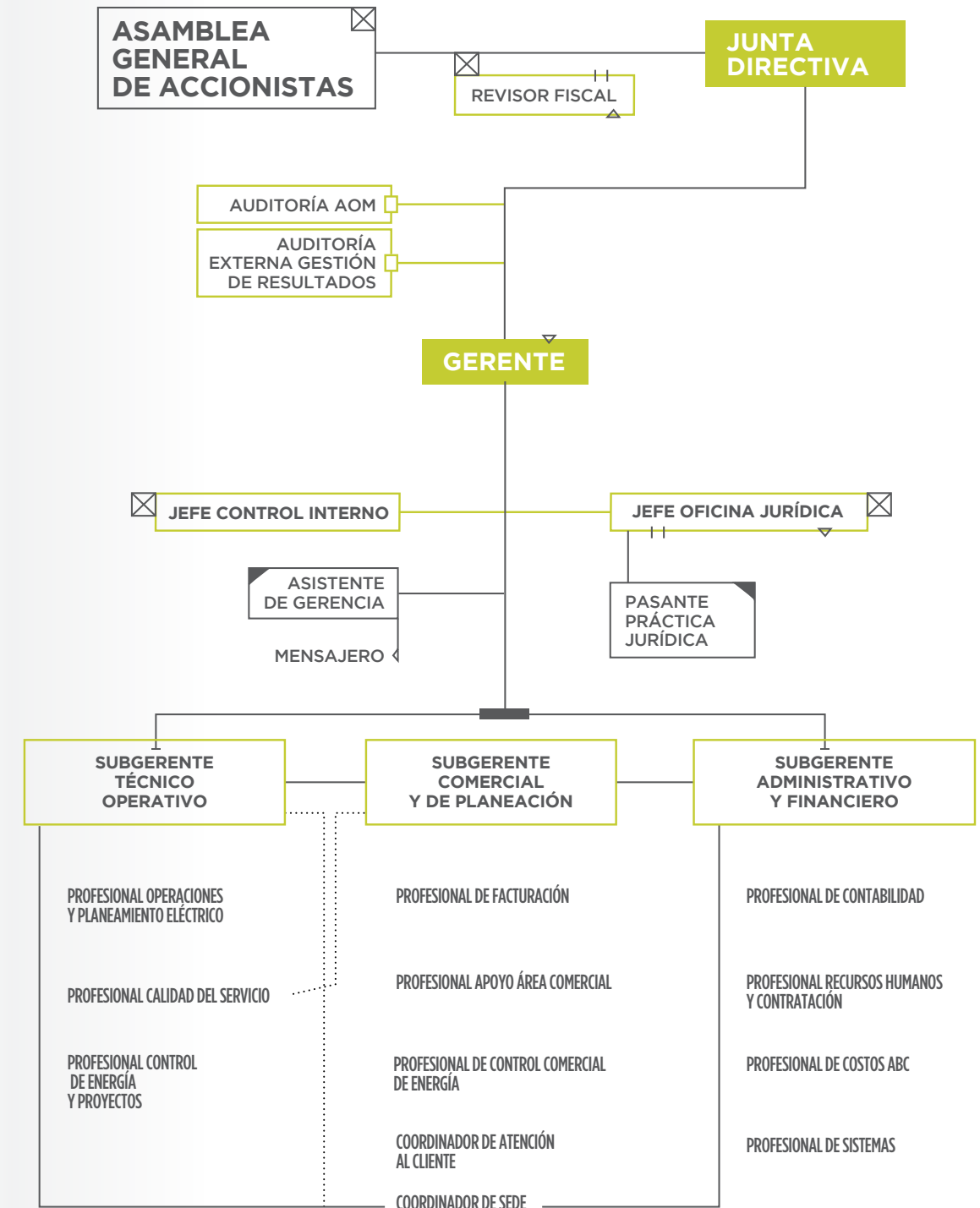
INTEGRANTE PRINCIPAL Y PRESIDENTE	HENRY VIVEROS
INTEGRANTE PRINCIPAL Y VICEPRESIDENTE	GOBERNACIÓN
INTEGRANTE PRINCIPAL Y SECRETARIO	JAVIER GÓMEZ
INTEGRANTE PRINCIPAL ING	BERNARDO TOLOSA
INTEGRANTE PRINCIPAL	SECRETARÍA DE PRODUCTIVIDAD Y COMPETITIVIDAD DEPARTAMENTAL DE LA GOBERNACIÓN DE PUTUMAYO

EQUIPO DIRECTIVO

GERENTE	JHON GABRIEL MOLINA ACOSTA
SUBGERENTE ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO	ANDRY BASTIDAS CHAMORRO
SUBGERENTE COMERCIAL Y DE PLANEACIÓN	FERNANDO BERNAL BASTIDAS
SUBGERENTE TÉCNICO OPERATIVO	JAIME ERNESTO AGUIRRE OLIVA

ORGANIGRAMA GENERAL DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.

Gráfica N° 1



Gráfica N° 1

04

CAPÍTULO /

**ANÁLISIS DE LA
IMPLEMENTACIÓN
DEL PLAN
ESTRATÉGICO
CORPORATIVO
2015-2019**

ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN ESTRATÉGICO CORPORATIVO 2015-2019:

GE-PL-01 VERSIÓN 01

AÑO 2016

A continuación se desarrolla un análisis del alcance de las metas trazadas durante el año 2016, por cada objetivo corporativo, estrategia y proyecto, como evidencia de la gestión en el fortalecimiento continuo de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P., en pro del bienestar integral de sus colaboradores, incremento en cobertura y rentabilidad y la prestación de un servicio con calidad en cumplimiento de las expectativas de los clientes o usuarios y demás partes interesadas, en cumplimiento del Plan Estratégico Corporativo 2015-2019: GE-PL-01 Versión 01, liderado por la actual administración.

OBJETIVO CORPORATIVO 1

"Consolidar el sistema de distribución de la empresa a partir de la planificación de la inversión en ope-

ración, mantenimiento y expansión para lograr un 98% de confiabilidad y calidad del servicio (actual 93%)".

ESTRATEGIA 1.1.

Fortalecer la infraestructura eléctrica para atender nuevos usuarios potenciales que deseen conectarse a nuestro sistema eléctrico y mejorar la calidad del servicio.

Ver tabla 2.
Alcance estrategia 1.1.
por proyecto - año 2016.

ESTRATEGIA 1.2.

Revisión anual de la planeación estratégica corporativa para incorporar proyectos orientados al aprovechamiento de recursos del sector público o privado.

Tabla 3.
Alcance estrategia por proyecto 1.2.
- año 2016.

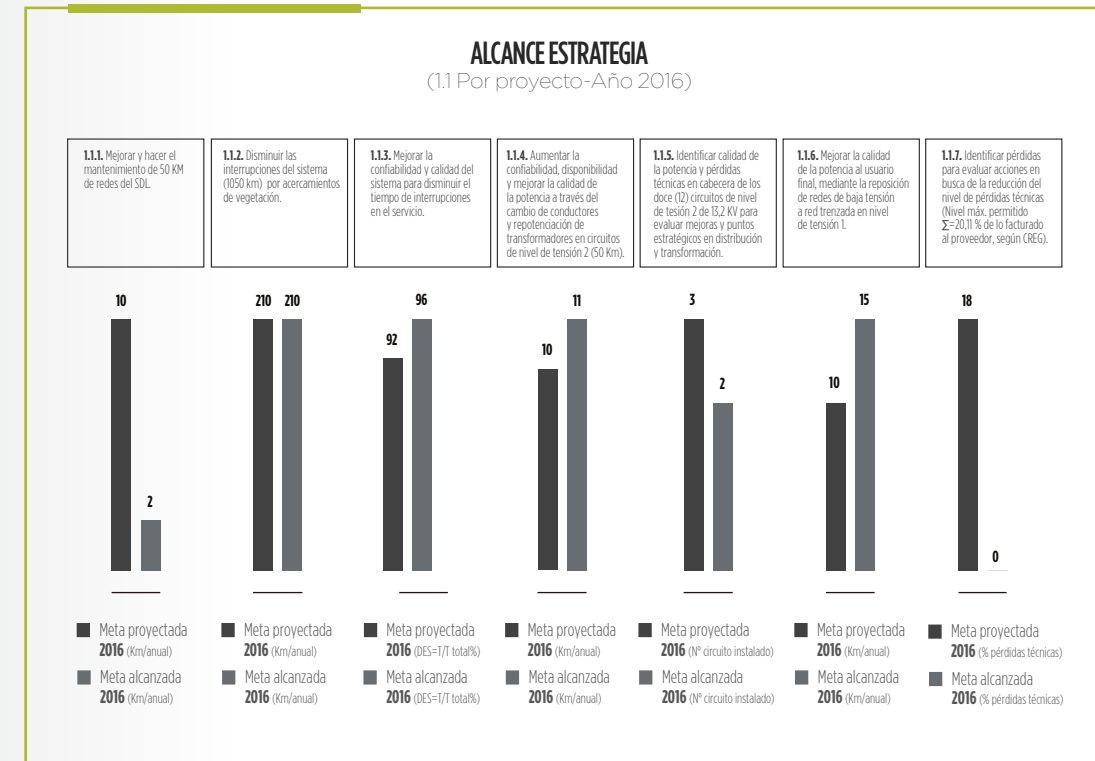
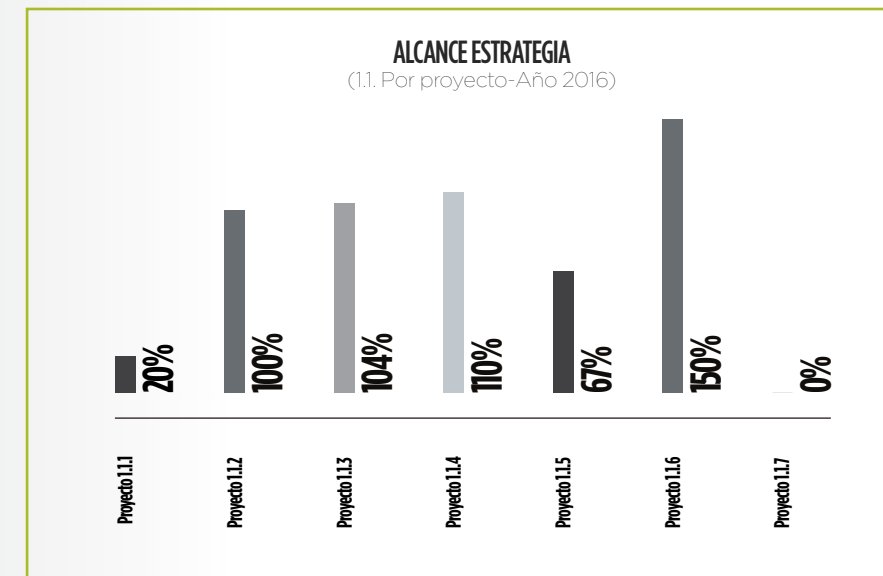


Tabla N° 5



Gráfica N° 2

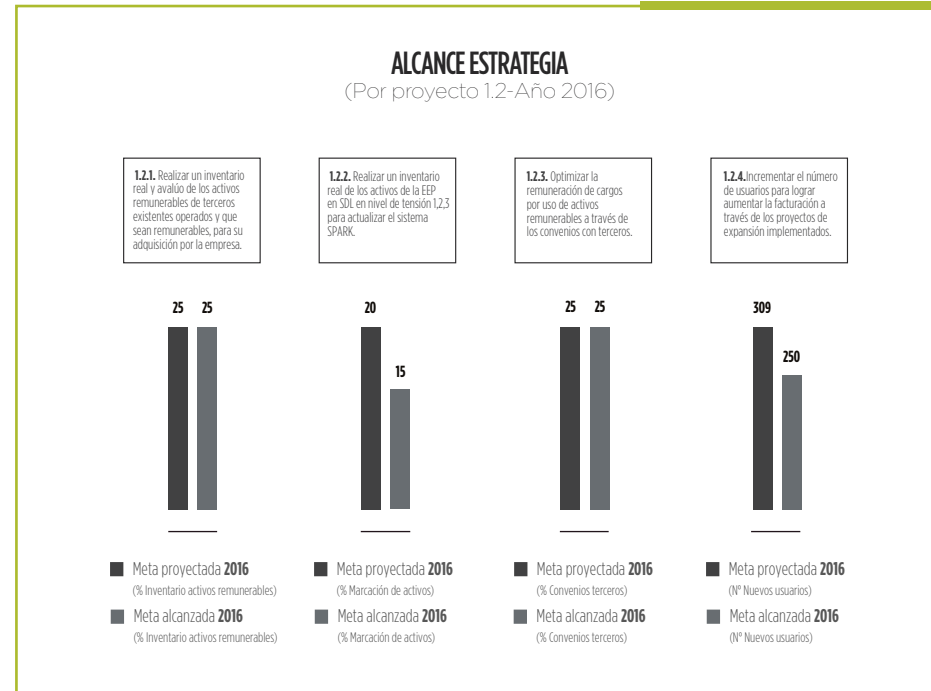
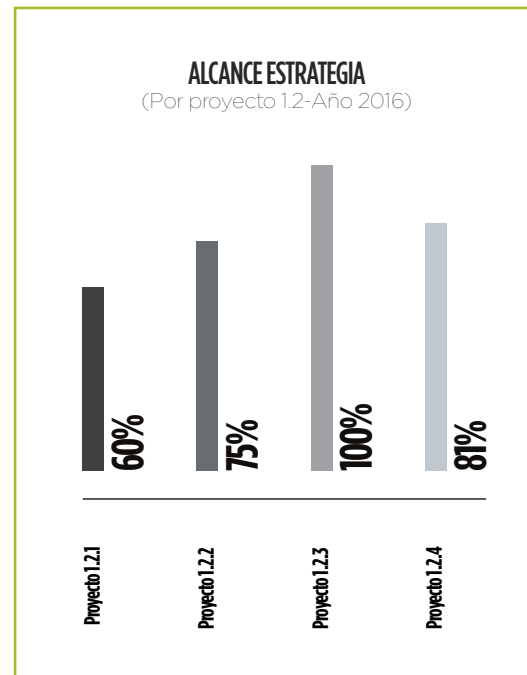


Tabla N° 6



Gráfica N° 3

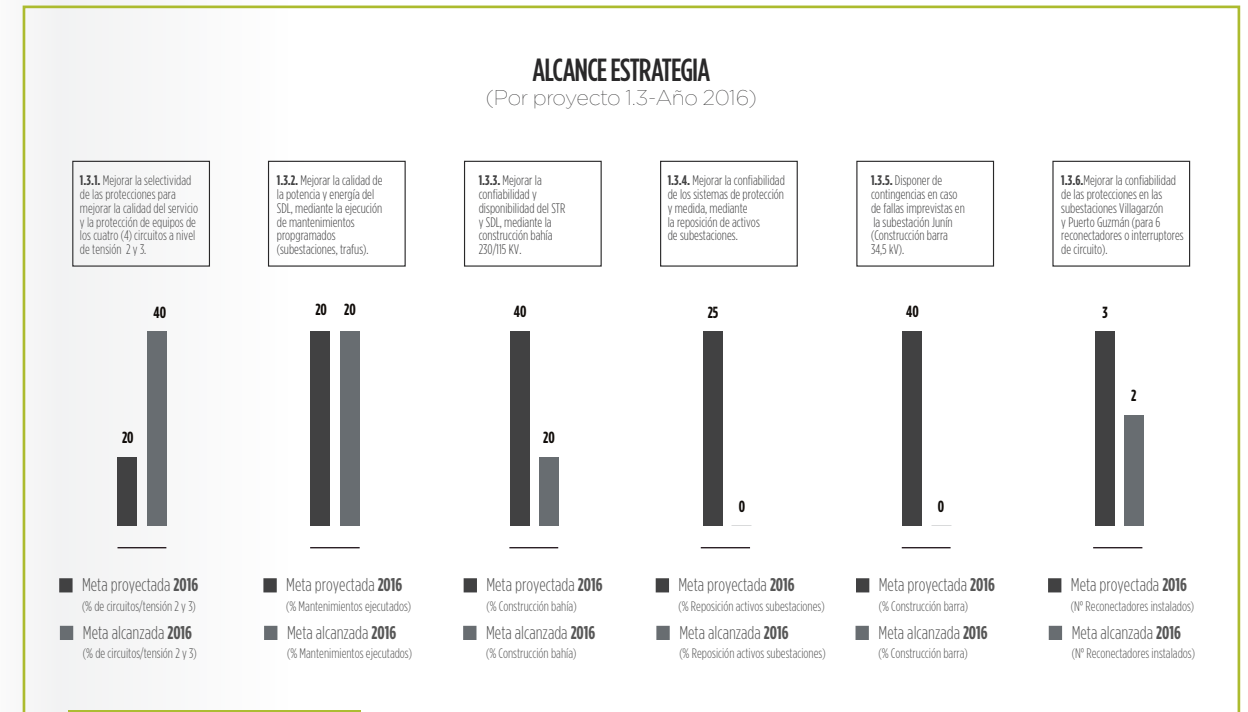
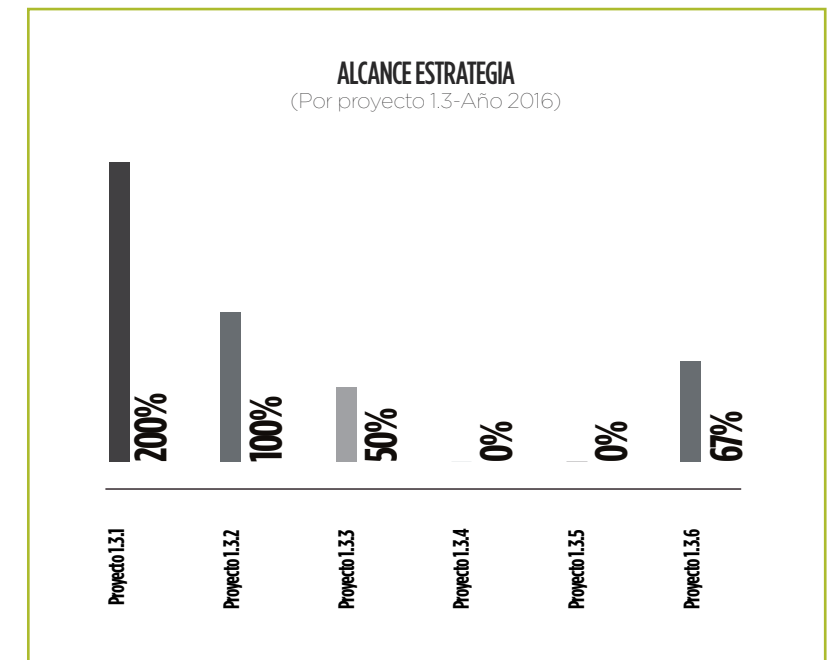


Tabla N° 7

ESTRATEGIA 1.3.

Mantener y mejorar la disponibilidad de potencia y continuidad del servicio del STR y subestaciones.

Tabla 4.
Alcance estrategia por proyecto 1.3.
- año 2016.



Gráfica N° 4

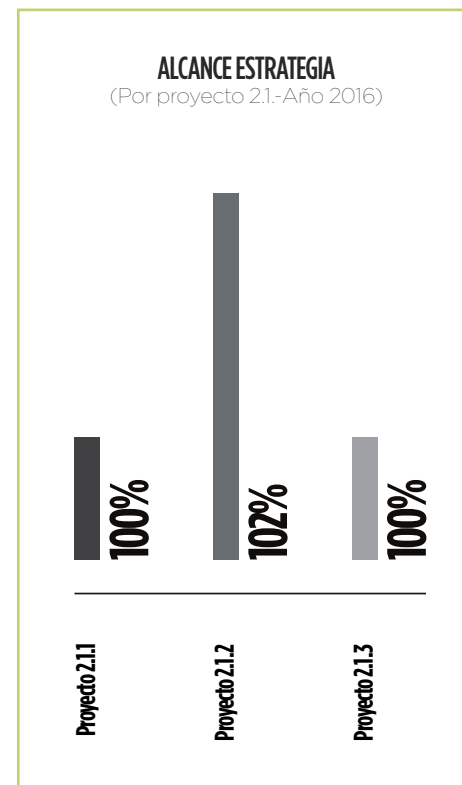
OBJETIVO CORPORATIVO 2

"Incrementar las ventas de energía en el mercado regulado en un 45% de la facturación actual, y atender el mercado no regulado con 15 Megavatios de capacidad".

ESTRATEGIA 2.1.

Reducir el índice de pérdidas no técnicas de energía

Tabla 5.
Alcance estrategia por proyecto 2.1. - año 2016.



Gráfica N° 5

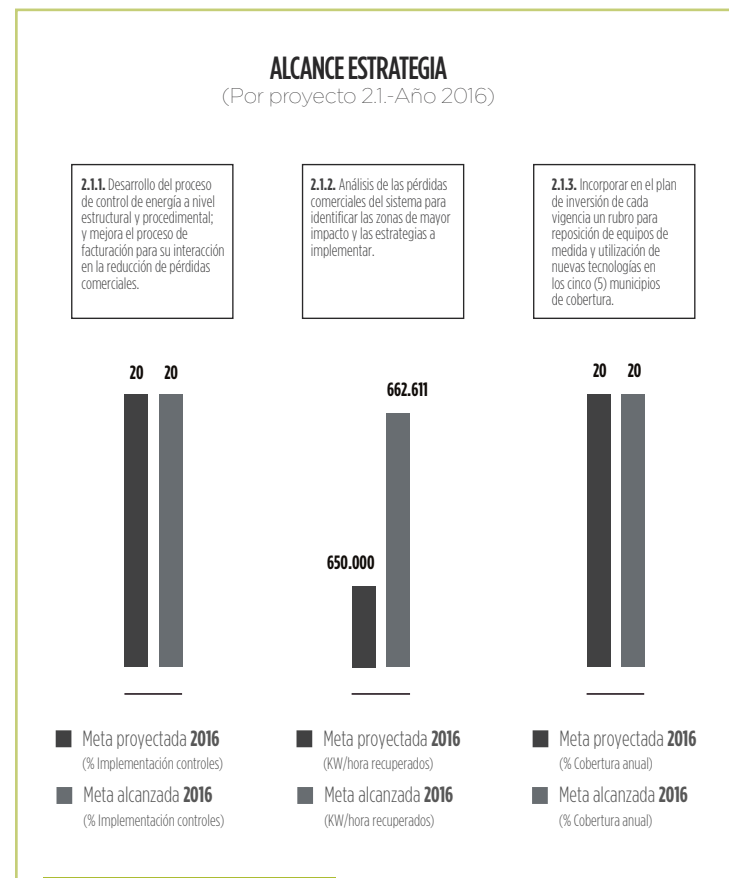


Tabla N° 8

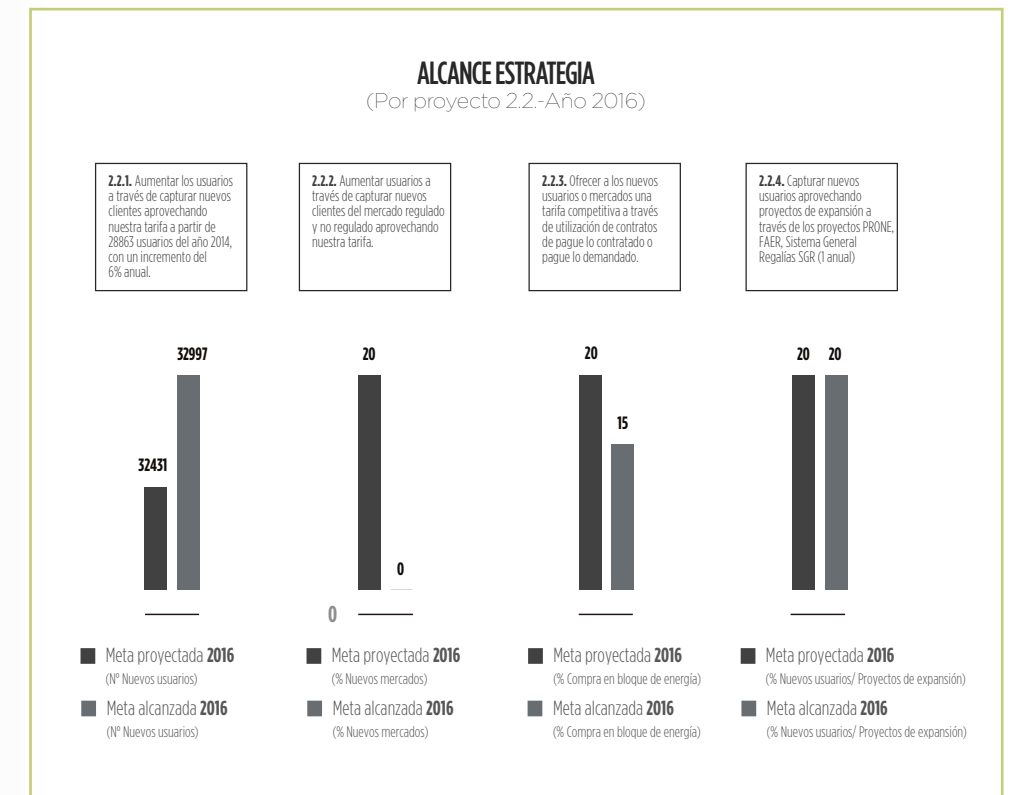
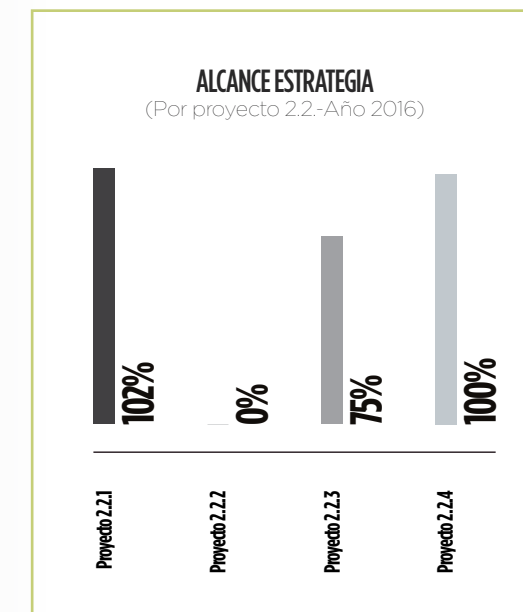


Tabla N° 9



Gráfica N° 6

ESTRATEGIA 2.2.

Desarrollar un plan de nuevos mercados y/o usuarios regulados y no regulados en otros mercados y/o municipios.

Tabla 6.
Alcance estrategia por proyecto 2.2. - año 2016.

ESTRATEGIA 2.3.

Sensibilizar al usuario en aspectos comerciales que apunten al aumento del recaudo y mejoren la satisfacción del cliente.

Tabla 7.
Alcance estrategia por proyecto 2.3.
- año 2016.

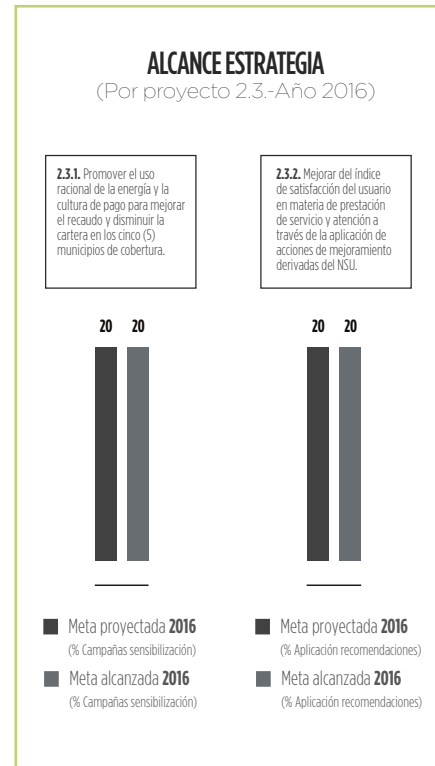
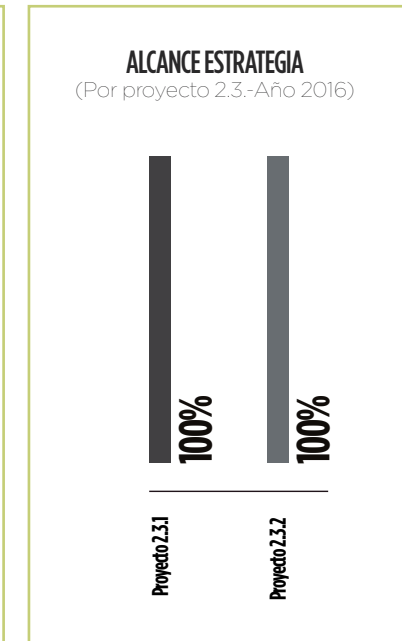


Tabla N° 10



Gráfica N° 7

Imagen 4. Contact center línea directa 115.



OBJETIVO CORPORATIVO 3

“Fortalecer la estructura organizacional con base en la gestión integral de procesos, implementación intensiva de las TIC y la gestión del talento humano”.

ESTRATEGIA 3.1.

Implementar y certificar los diferentes sistemas de gestión corporativa.

Tabla 8.
Alcance estrategia por proyecto 3.1.
- año 2016.

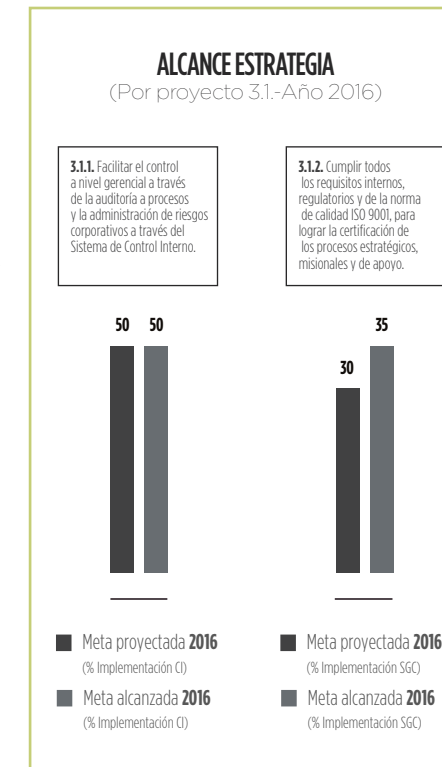
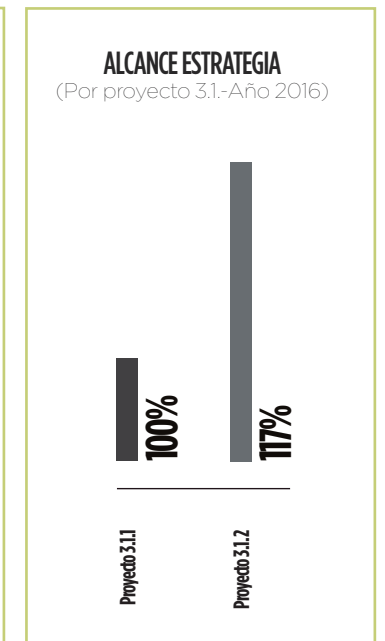


Tabla N° 11



Gráfica N° 8

ESTRATEGIA 3.2.

Fortalecimiento de los aspectos de formación, salud y seguridad en la gestión del talento humano.

Tabla 9.
Alcance estrategia por proyecto 3.2.
- año 2016.

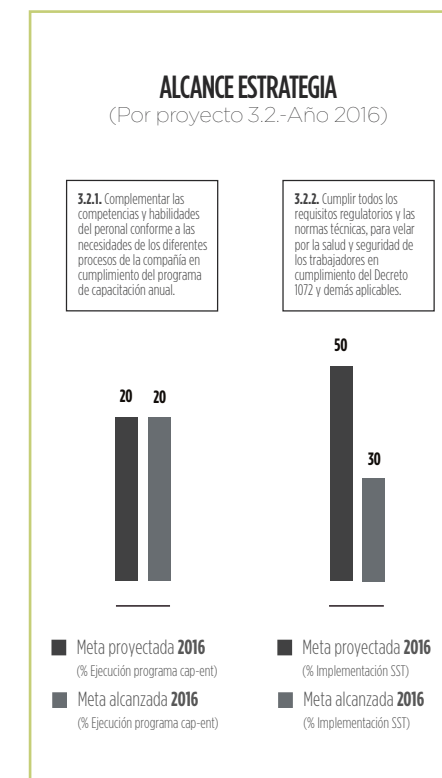
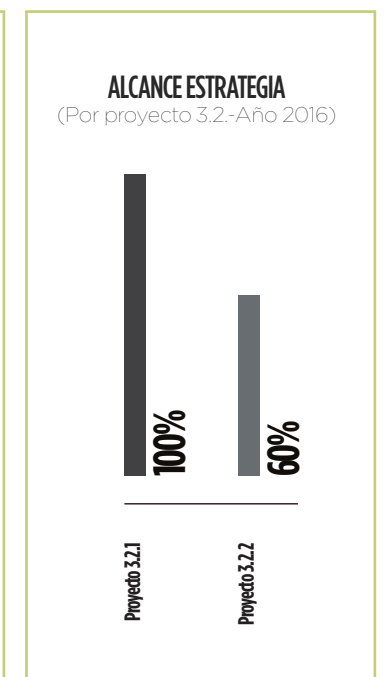


Tabla N° 12



Gráfica N° 9

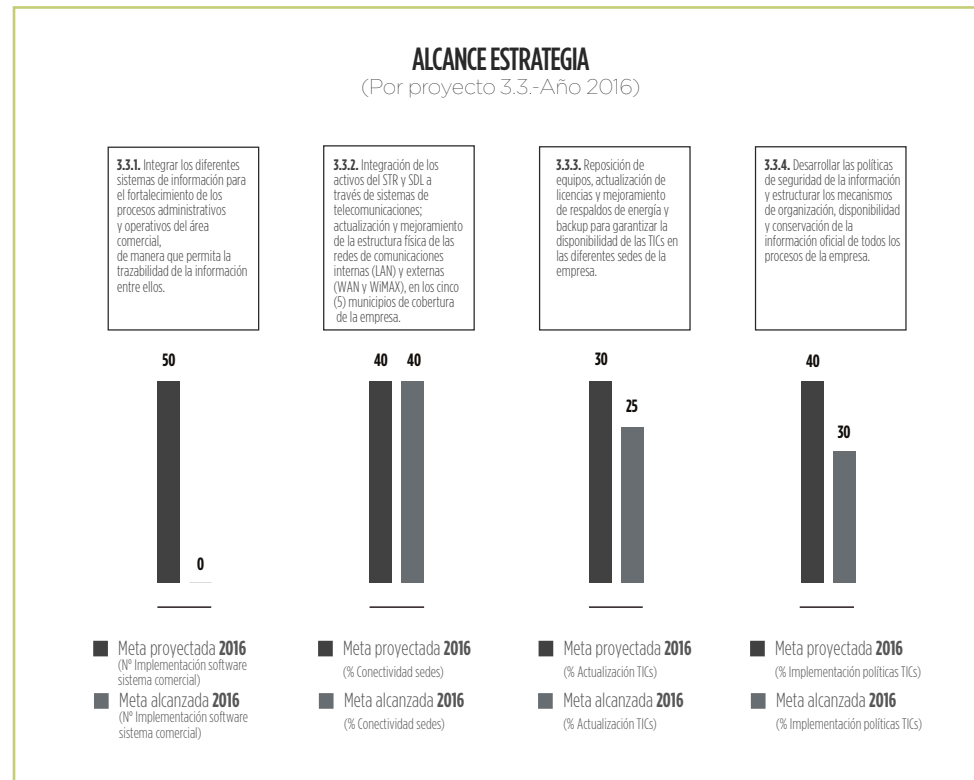
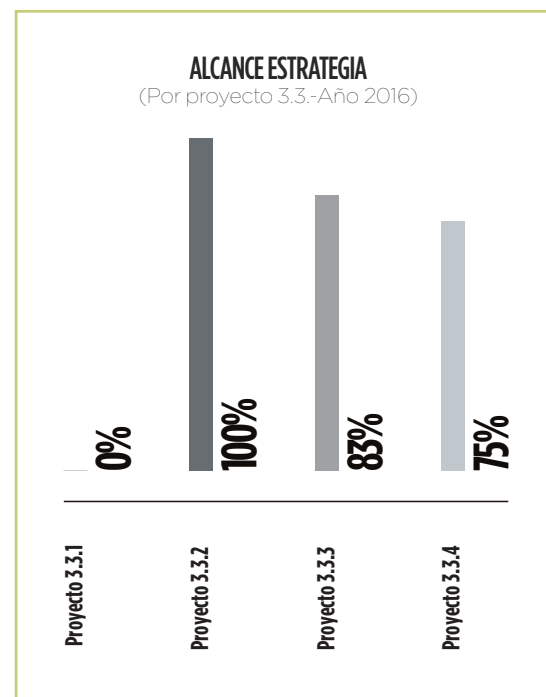


Tabla N° 13

ESTRATEGIA 3.3.

Desarrollar los sistemas de información y telecomunicaciones para el mejoramiento de procesos operativos y administrativos de la empresa.

Tabla 10. Alcance estrategia por proyecto 3.3. - año 2016.



Gráfica N°10

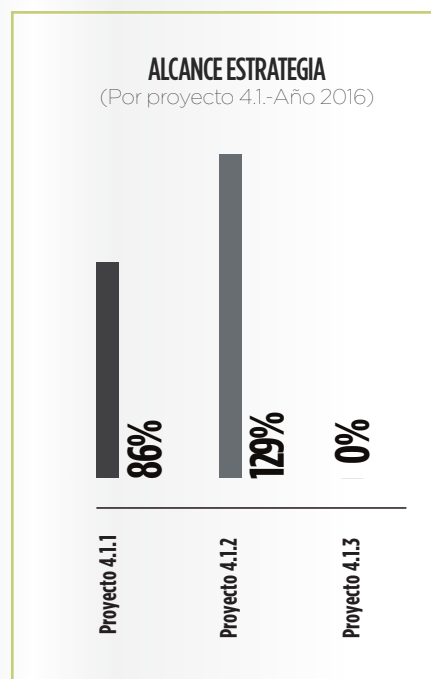
OBJETIVO CORPORATIVO 4

Generar mayores ingresos a la empresa a través del desarrollo de otros negocios.

ESTRATEGIA 4.1.

Desarrollar el negocio de prestación del servicio de alumbrado público.

Tabla 11. Alcance estrategia por proyecto 4.1. - año 2016.



Gráfica N° 11

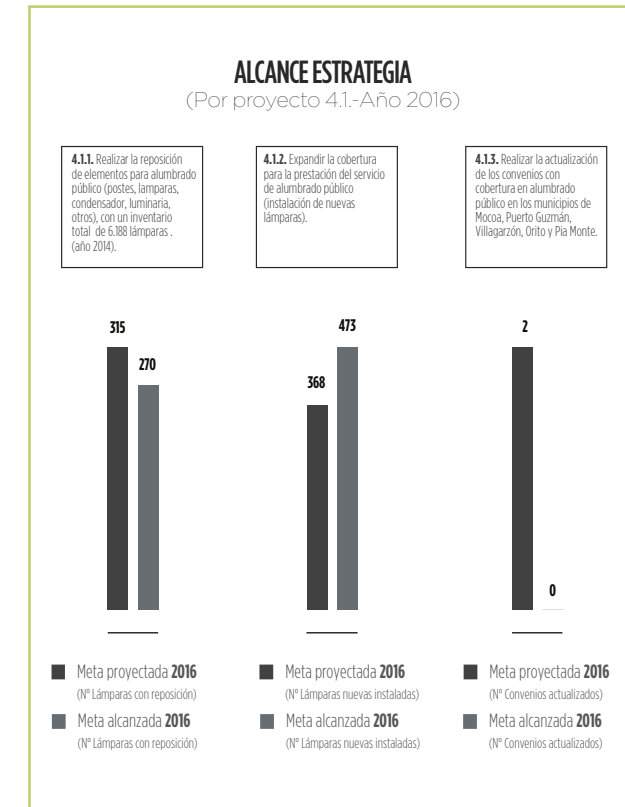


Tabla N°14

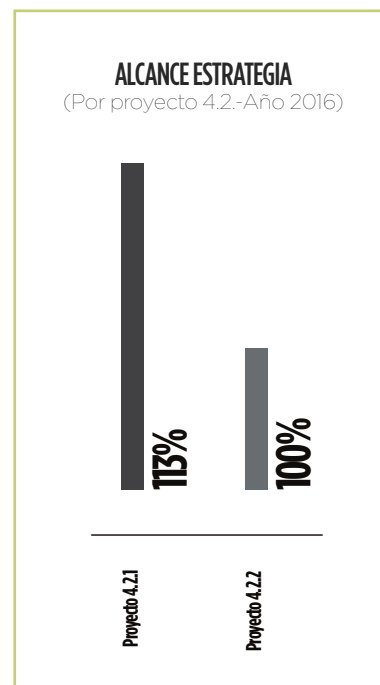


Imagen 5. Trabajos de ampliación de redes.

ESTRATEGIA 4.2.

Mantener y mejorar convenios de arrendamiento de activos eléctricos.

Tabla 12.
Alcance estrategia por proyecto 4.2.
- año 2016.



Gráfica N°12

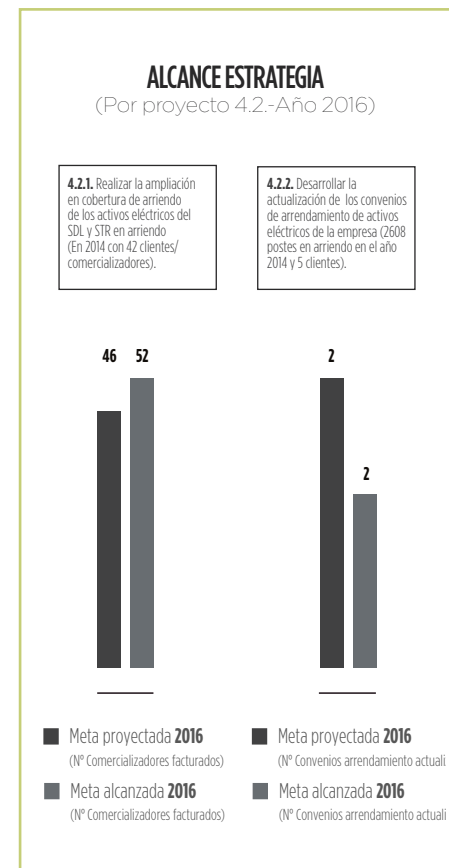


Tabla N° 15

Conforme al alto compromiso por parte de la Gerencia y sus colaboradores, por la mejora continua de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. se obtiene un fortalecimiento conforme al cumplimiento del Plan Estratégico Corporativo 2015-2019: GE-PL-01 Versión 01, superando diferentes adversidades como son los factores externos:

- El fuerte fenómeno climático del Niño, el cual termino aproximadamente durante el segundo semestre del año 2016, generando una crisis en la generación de energía eléctrica disponible para su comercialización, incrementando su costo unitario CU.
- Fenómeno natural de la Niña, durante el segundo semestre de 2016, el cual generó tempes-

tades, avalanchas y deslizamientos de tierra que impactaron la infraestructura (torres, transformadores), afectando la continuidad del servicio, desarrollando planes de contingencia para el restablecimiento del servicio en el menor tiempo.

- Defraudación de fluidos, para lo cual se establecieron acciones de control para la recuperación de energía dejada de facturar.
- Crisis del sector hidrocarburos, con la caída del precio internacional del petróleo, afecta al mercado no regulado, reduciendo su demanda de energía eléctrica como son Gran Tierra Colombia, Ecopetrol S.A., Amerisur Exploración Colombia, entre otros, en razón al cierre o disminución de sus operaciones.

05

CAPÍTULO /

**GESTIÓN DE
NEGOCIO DE
COMERCIALIZACIÓN**



Imagen 6. Trabajadores administrativos.

EVALUACIÓN INTEGRAL EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios presentó los resultados del análisis sectorial y la evaluación integral de la Empresa de Energía del Putumayo S.A.E.S.P. Año 2015, con el objetivo de formular y orientar planes o programas de gestión que permitan la verificación del cumplimiento de las leyes y normas establecidas a nivel nacional e internacional para la prestación del servicio de energía eléctrica.

De acuerdo a la información suministrada, se presenta el análisis de los aspectos comerciales de la empresa relacionados con el 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, contribuciones y calidad del servicio con el fin de analizar la estructura de mercado. Del Informe de la evaluación integral realizado por la Dirección Técnica de Gestión de Energía de la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible; se destacan las siguientes apreciaciones:

1. NÚMERO DE USUARIOS

También se realizó una revisión del informe de gestión publicado en su página web y no se encontraron diferencias en cuanto al número de suscriptores nuevos para el 2015, indicando un número de 2.209 suscriptores tal como lo reporta el SUI.

2. ASPECTOS TARIFARIOS

Para el año 2015 se observa que el CU de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. es el más bajo comparado con el calculado por las otras empresas que forman parte del ADD sur, esto es: Electrocaquetá, Empresa de Energía de Casanare, Empresa de Energía del Bajo Putumayo, Empresa de Energía del Valle de Sibundoy Electrificadora del Meta.

Realizando un comparativo en el componente de compra de energía para los años 2014 y 2015, se

puede evidenciar que las grandes fluctuaciones que se presentaron en el 2014 afectaron notoriamente el valor promedio del componente, ya que para este período se manejó un promedio de 177,34, mientras que para el 2015 alcanzó un promedio de 149,25, reflejando una variación de 15,84% de año a año.

Cabe resaltar que este componente es uno de los que más influyen en el cálculo del costo unitario, para el 2015 ocupó un 36.21% de este. La variación más alta se presentó en enero.

3. SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES

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

La empresa otorgó durante el 2015 subsidios cercanos a \$6.242 millones, de los cuales más del 74% a los usuarios del estrato 1 (\$4.531 millones), el 23.68% a los del estrato 2 (\$1.596 millones) y por último el 2% (\$114 millones) se otorgó a los usuarios del estrato 3, además facturó contribuciones por un valor aproximado de \$1.180 millones los cuales fueron en su mayoría (60.15%) del sector comercial (\$735

millones), el sector oficial representa cerca del 32% de los aportes totales (\$371 millones).

Al final de la vigencia el déficit fue de \$5.061 millones de pesos, resultado de aplicar subsidios por un monto de \$6.242 millones y recaudar un total de \$1.180 millones por concepto de contribución.

4. INFORMACIÓN EN LA FACTURA

Según revisión efectuada sobre varias facturas enviadas por la empresa correspondientes a la prestación del servicio público de energía eléctrica, se observa que de manera general se cumple con lo dispuesto en el artículo 42, de la Resolución CREG 108 de 1997, "Requisitos mínimos de la factura".

5. ATENCIÓN COMERCIAL

La implementación tecnológica en las actividades propias del área comercial de la empresa tales como la toma de lecturas, equipos de medida, liquidación, impresión y distribución de facturas, cualificación del personal del área comercial, ha permitido mejorar los indicadores de calidad en la atención personalizada a los usuarios.

6. CUMPLIMIENTO DE INFORMACIÓN PUBLICADA EN LA PÁGINA WEB

Realizada la verificación, se evidencia que la empresa da cumplimiento a lo estipulado en el Artículo 53 de la Resolución 156 de 2011.

7. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

En promedio, el prestador presenta un porcentaje de cargue del 100% es decir que para el periodo comprendido entre enero y diciembre de 2015, actualmente, no tiene pendiente formatos de información por cargar al sistema.

RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL ESQUEMA DE TARIFAS DIFERENCIALES

Dada la crisis energética que puso en riesgo el suministro del servicio de energía eléctrica en el año 2016, debido a la larga duración del fenómeno de El Niño, el descenso del nivel de agua de las

centrales hidráulicas, el aumento de la demanda debido a las altas temperaturas y a la indisponibilidad de centrales de generación, el Gobierno Nacional implementó medidas que incentivarán a los usuarios a ahorrar energía mediante la premiación de consumos eficientes y el correctivo de consumos excesivos.

El esquema implementado fue denominado "Tarifas diferenciales de energía eléctrica" y fue desarrollado en las Resoluciones CREG 029, 039, 049 y 051 de 2016 en las que se determinó la metodología que las empresas comercializadoras debieron aplicar para ver reflejado el ahorro del consumo en la tarifa del usuario.

En este sentido, la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. desarrolló campañas educativas que promovieran a:

1. Cumplir el objetivo de ahorro, mediante el uso racional de energía eléctrica.
2. Instruir a los usuarios en el procedimiento de implementación del esquema tarifario diferenciado.
3. Participar activamente en las jornadas de capacitación programadas por la CREG para controlar el impacto de estas medidas en las tarifas de los usuarios y que su aplicación este acorde a lo regulado.

TOTAL AHORRO MERCADO MAYORISTA

Los valores de la energía ahorrada en el mercado mayorista de acuerdo a los reportes realizados por el operador del mercado XM S.A. E.S.P. expresados así:

TOTAL AHORRO MERCADO MAYORISTA EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.		
DEMANDA REGULADA	AHORRO KWH	DÍAS
AHORRO DEL 7 AL 31 DE MARZO DEL 2016	43.264	25
AHORRO DEL 1 AL 22 DE ABRIL DEL 2016	37.685	22
TOTAL	80.949	47

Tabla N°16

Aplicación esquema diferencial de tarifas. Ahorro por parte del comercializador.

La Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. en calidad de comercializador, cumplió con el Programa Ahorrar Paga, con la meta de ahorro comparada con la demanda del mes de febrero de 2016.

TOTAL AHORRO MERCADO MINORISTA

El balance total de energía ahorrada por los usuarios de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. se relaciona a continuación:

TOTAL AHORRO MERCADO MINORISTA EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.			
MES	KWH AHORRADOS	KWH EN EXCESO	BALANCE KWH
MAR - 2016	635.185	513.736	121.449
ABR - 2016	623.812	700.182	-76.370
TOTAL	1.258.997	1.213.918	45.079

Tabla N°17

Balance aplicación esquema diferencial de tarifas. Ahorro usuarios regulados.

TOTAL AHORRO ENERGIA EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.		
CONCEPTO	MARZO	ABRIL
VALOR ENERGÍA EN EXCESO	\$44.791.472	\$7.018
VALOR ENERGÍA AHORRADA	\$ 264.560.177	\$162.404.000
DIFERENCIA ENTRE EXCESO Y AHORRO	-\$219.768.705	-\$162.396.982
CUENTA A FAVOR DE LA E.E.P. S.A. ESP	\$68.928.956	\$ 8.838.809
BALANCE DE LA E.E.P. S.A. ESP	-\$154.286.196	-\$154.000.113
VALOR RECONOCIDO POR AHORRO A USUARIOS	-\$308.286.310	

Tabla N°18

Balance económico aplicación esquema diferencial de tarifas.
Ahorro usuarios regulados.

Los beneficios del esquema de incentivos al ahorro de energía, se vieron reflejados en la facturación correspondiente a los consumos de marzo y abril de 2016, por un valor total de \$ 308.286.310 a favor del usuario.

FONDO DE ENERGÍA SOCIAL FOES

Creado mediante el artículo 118 de la Ley 812 de 2003 y modificado con el artículo 103 de la ley 1450 del 2011, lo definió como fondo especial del orden nacional, financiado con los recursos provenientes como producto de las exportaciones de energía eléctrica a los países vecinos dentro de los Convenios de la Comunidad Andina de Naciones.

El Ministerio de Minas y Energía administra el FOES con el objeto de cubrir hasta cuarenta y seis pesos (\$46) por kilovatio hora del valor de la energía eléctrica destinada al consumo de los usuarios

ubicados en áreas rurales de menor desarrollo y en zonas subnormales urbanas definidas por el Gobierno Nacional.

ÁREA RURAL DE MENOR DESARROLLO:

Es el área perteneciente al sector rural de un municipio que presenta el Indicador de Necesidades Básicas Insatisfechas INB, superior a cincuenta y cuatro punto cuatro (54.4), conforme con publicado por el DANE.

BARRIO SUBNORMAL:

Es el asentamiento humano ubicado en las cabeceras de municipios y que obtenga el servicio público domiciliario de energía eléctrica a través de derivaciones del Sistema de distribución local o de una acometida, efectuadas sin aprobación del respectivo operador de red.

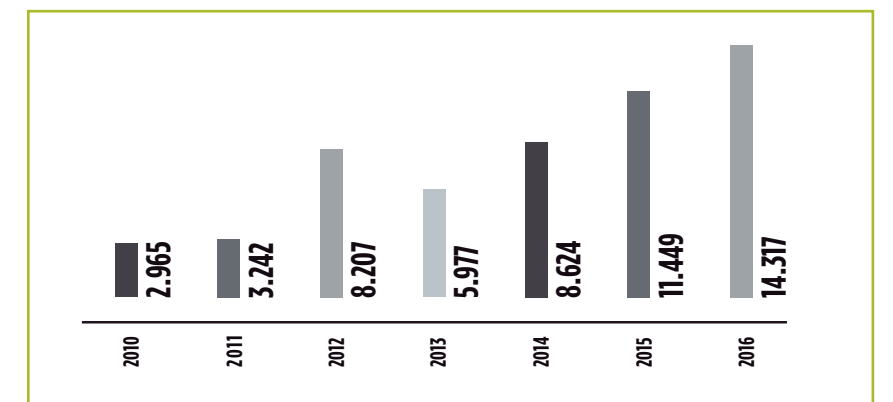
El Ministerio de Minas y Energía gira los recursos a la Empresa, quien a su vez vía factura del servicio de energía eléctrica, distribuye el beneficio a los usuarios registrados en estas áreas especiales.

BENEFICIARIOS FOES

MUNICIPIO	NÚMERO DE BENEFICIARIOS FOES - AÑO						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
MOCOA	810	822	2.553	1.011	3.406	3.931	7.612
VILLAGARZÓN	544	794	1.777	850	916	2.230	1.414
ORITO	923	939	2.488	2.842	2.538	3.468	3.340
PUERTO GUZMÁN	688	687	1.389	1.274	1.764	1.820	1.951
TOTAL	2.965	3.242	8.207	5.977	8.624	11.449	14.317

Tabla N°19

Relación beneficiarios FOES por municipio.



Gráfica N°13

Relación Beneficiarios FOES por año.

Desde el año 2014, el número de beneficiarios FOES, se ha incrementado en un promedio de 35%, a partir la actualización de usuarios beneficiarios gestionando anualmente la certificación de zonas especiales ante las respectivas alcaldías.

VALOR MENSUAL PROMEDIO DE BENEFICIO FOES RECONOCIDO A USUARIOS AÑO 2016.

MUNICIPIO	KWH/MES	VR. SUBSIDIO
MOCOA	357.553	\$16.447.438
VILLAGARZÓN	106.402	\$4.894.492
ORITO	252.848	\$11.631.008
PUERTO GUZMÁN	153.082	\$7.041.772
TOTAL	869.885	\$40.014.710

Tabla N°20
Relación beneficiarios FOES por municipio.

A los usuarios beneficiarios FOES, se reconocen un consumo de subsistencia de 184 kWh/mes, frente a 173 kWh/mes reconocidos a usuarios normales.

Se benefician con 11 kWh más del programa del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos - FSSRI. Su efecto se refleja en menos valores en sus facturas.

MUNICIPIO	BARRIOS SUBNORMALES	ÁREAS RURALES DE MENOR DESARROLLO	
		NBI	VEREDAS
MOCOA	37	36,05%	NBI<54,4%
VILLAGARZÓN	15	46,47%	NBI<54,4%
ORITO	23	58,43%	19
PUERTO GUZMÁN	20	100,00%	23
TOTAL	95		42

Tabla N°21
Relación de áreas especiales reconocidas por las alcaldías.
NBI: Necesidades básicas insatisfechas.

RECUPERACIÓN ENERGÍA DEJADA DE FACTURAR

Uno de los objetivos del Plan Estratégico de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. planteados, es la recuperación de kWh/mes de energía dejada de facturar que incide en el incremento de las ventas de energía en el mercado regulado.

PLANES DE ACCIÓN

La Subgerencia Comercial diseñó e implementó actividades que permitieron el alcance de dicho objetivo.

- Normalizar usuarios no registrados en el sistema comercial de la E.E.P. S.A. E.S.P.
- Atender nuevos usuarios en los municipios de cobertura de la empresa.
- En coordinación con el área técnica, se desarrollaron proyectos de expansión.

• Verificación de la relación de transformación en los medidores de consumo que atienden a usuarios de mayor consumo.

• Optimización del proceso de registro e instalación de medidores para nuevos usuarios.

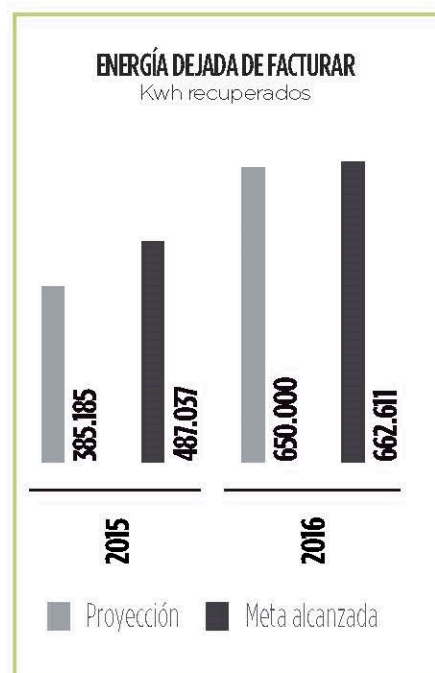
• Capacitación a los linieros del área comercial en técnicas para determinar defraudación de fluidos eléctricos.

SISTEMAS DE MEDIDA INTERVENIDOS

Con base en el análisis del comportamiento histórico de los consumos de energía eléctrica, se ejecutaron acciones de control y visitas domiciliarias a usuarios que utilizan instrumento de medida semidirecta, y con tipo de servicio comercial, industrial y oficial cuya demanda lo cataloga como alto consumidor.

TIPO SERVICIO	NÚMERO DE USUARIOS	ENERGÍA RECUPERADA	
INDUSTRIAL	2	89.039	\$68.615.959
COMERCIAL	6	320.556	\$179.606.250
TOTAL	8	409.595	\$248.222.209

Tabla N°22
Consolidado energía dejada de facturar 2016. Usuarios con sistema de medida semidirecta.



Gráfica N°14

PLAN PILOTO DE RECUPERACIÓN DE ENERGÍA

Con el proyecto Plan Piloto de Recuperación de Energía dejada de facturar, se instaló macro medidores hasta intervenir el 85% de los circuitos en el municipio de Mocoa.

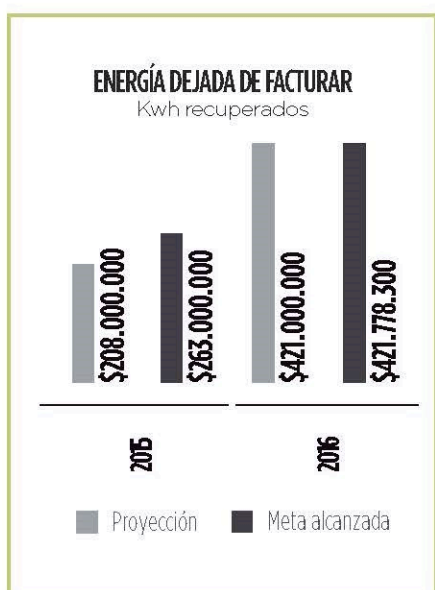
Mediante la verificación de la relación usuario - transformador y la determinación de cargas adicionales en los circuitos con macromedidores instalados, se detectó y normalizó usuarios con algún tipo de inconsistencia en el registro de sus consumos, obteniendo los siguientes resultados:



USUARIOS	ENERGÍA RECUPERADA TOTAL CORTE DICIEMBRE	
	KWH	VALOR
74	253,016	\$173,556,091

Tabla N°23

Consolidado energía dejada de facturar 2016. Plan Piloto Recuperación de Energía - Macromedidores.



Gráfica N°15
Energía dejada de facturar - año 2016.

BALANCE GENERAL DEL PROYECTO DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA AÑO 2016



AÑO	PROYECCIÓN		META ALCANZADA	
	KWH	VALOR	KWH	VALOR
2015	385.185	\$ 208.000.000	487.037	\$ 263.000.000
2016	650.000	\$ 421.000.000	662.611	\$ 421.778.300

Tabla N°24

Consolidado energía dejada de facturar - año 2016.

SUBSIDIOS FONDO SOLIDARIDAD PARA SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS FSSRI

Para hacer posible el acceso de las personas de menores ingresos a los servicios públicos domiciliarios, la constitución ordena, de un lado, que el régimen de tarifas tenga en cuenta, además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos y asimismo que la nación, las entidades territoriales y las descentralizadas podrán conceder subsidios en sus respectivos presupuestos para que dichos usuarios puedan pagar las tarifas de los servicios que cubran sus necesidades básicas.

El subsidio es la diferencia entre lo que se paga por un servicio y el costo de éste o en otros términos, es el exceso del costo del servicio sobre el precio pagado por el usuario de menores ingresos. El subsidio se reparte como un descuento en la factura del servicio.

Para el año 2016, la administración de la E.E.P. S.A. E.S.P. gestionó ante el Ministerio de Minas y Energía, el pago del déficit de los subsidios correspondientes a los 2 últimos trimestres del año 2016, que por la crisis energética Colombiana y los altos precios en la compra de la energía, colapsaron las proyecciones de los subsidios presupuestados para el año por parte del Ministerio de Hacienda.

La gerencia de la empresa direccionó acciones estratégicas internas para que estos beneficios a la comunidad beneficiario del mercado que atiende, no se vea afectada en la calidad del servicio y/o en los precios de sus facturas por servicios prestados.

Los valores asignados a los subsidios se presentan a continuación:

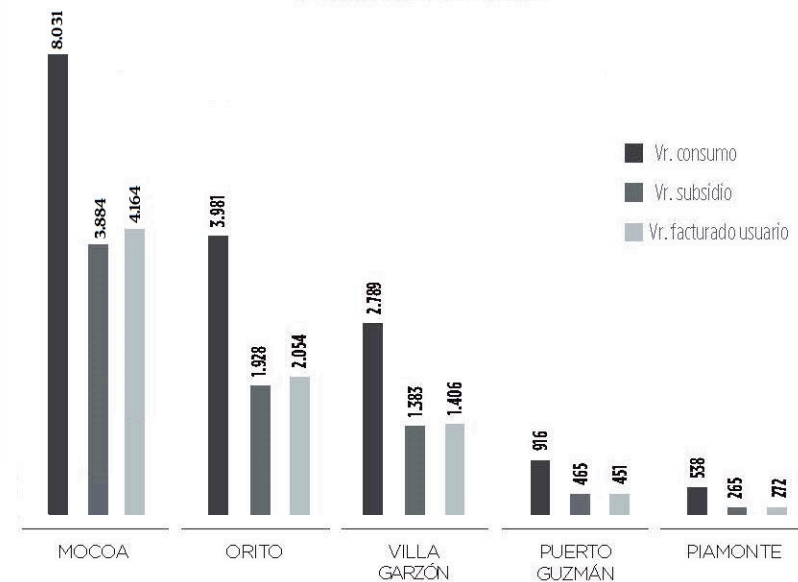
FONDO DE SOLIDARIDAD PARA SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS						
Municipio	Servicio	Usuarios	Demanda KWH	Vr. Consumo	Vr. Subsidio	Vr. Facturado Usuario
MOCOA	Estrato 1	10.774	10.787.485	5.760.831.582	3.131.223.163	2.644.331.545
	Estrato 2	2.304	3.101.256	1.658.962.374	677.052.741	981.909.633
	Estrato 3	845	1.142.374	611.570.869	76.053.615	535.517.254
	TOTAL	13.923	15.031.115	8.031.364.825	3.884.329.519	4.161.758.432
ORITO	Estrato 1	5.170	4.775.377	2.543.832.193	1.392.670.903	1.151.161.290
	Estrato 2	1.739	2.401.217	1.284.383.866	516.591.418	767.792.448
	Estrato 3	198	285.965	153.099.215	18.296.570	134.802.645
	TOTAL	7.107	7.462.559	3.981.315.274	1.927.558.891	2.053.756.383
VILLAGARZON	Estrato 1	4.087	3.358.247	1.786.763.371	975.046.716	811.716.655
	Estrato 2	1.484	1.863.777	997.664.215	407.047.108	590.617.107
	Estrato 3	6	7.998	4.287.429	606.423	3.681.006
	TOTAL	5.577	5.230.022	2.788.715.015	1.382.700.247	1.406.014.768
PUERTO GUZMAN	Estrato 1	2.064	1.719.395	915.987.947	465.356.061	450.631.886
PIAMONTE	Estrato 1	1.121	1.009.987	537.924.730	265.445.185	272.479.545
TOTAL USUARIOS BENEFICIADOS		29.792	30.453.078	16.255.307.791	7.925.389.903	8.344.641.014

Tabla N° 24

Beneficiarios Subsidios FSSRI - MINMINAS



CONSUMO - SUBSIDIOS FSSRI - FACTURADO A USUARIO RESIDENCIAL



Gráfica N°17
Relación Vr. Consumo - Vr Subsidios FSSRI - Vr. Facturado a usuarios residenciales - año 2016.

Es observable lo significativo para el sector residencial, la disminución en sus valores facturados por efectos del subsidio FSSRI.

El sector residencial beneficiario de los subsidios, representan el 90.29% de los usuarios atendidos por la empresa. Relación que indica la importancia en la gestión para favorecer con el acceso al servicio de energía eléctrica a los sectores con menores ingresos.



En general, el costo de la demanda en el sector residencial que atiende la E.E.P. S.A. E.S.P. se cubre en un 45.69% con subsidios otorgados por MINMINAS a través del fondo especial FSSRI.

GESTIÓN DEL NEGOCIO DE COMERCIALIZACIÓN

La Gestión Comercial de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. se evalúa considerando: número de suscriptores, demanda de energía, facturación, tarifas, subsidios y contribuciones, entre otras; con el fin de presentar la estructura del mercado.

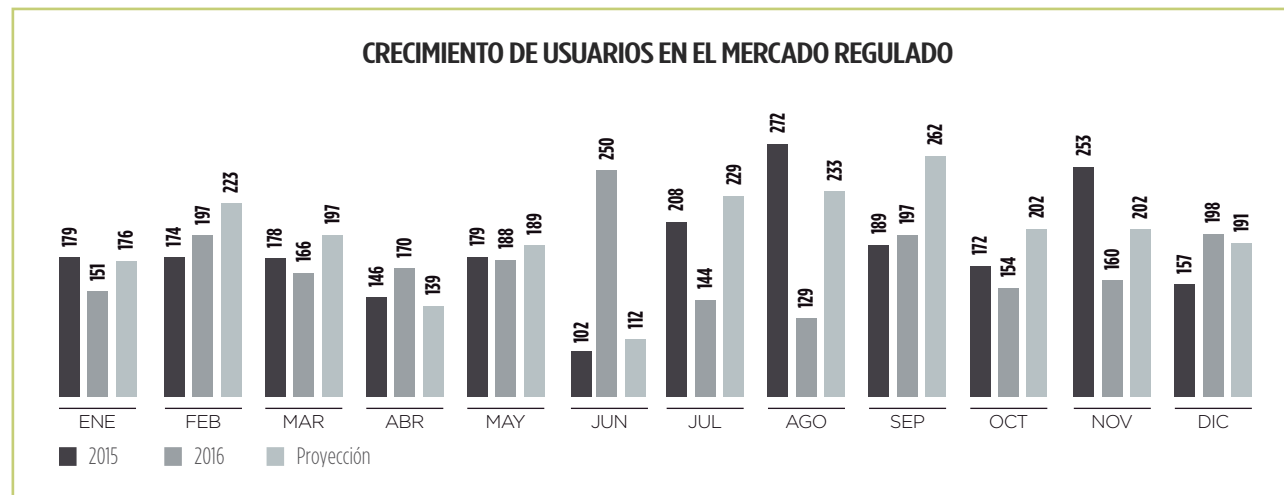
MERCADO DE COMERCIALIZACIÓN

USUARIOS ATENDIDOS MERCADO REGULADO E.E.P. S.A. E.S.P.

MESES	2015		2016		Proyección	
ENERO	28.863	179	31.044	151	31.069	176
FEBRERO	29.037	174	31.241	197	31.292	223
MARZO	29.215	178	31.407	166	31.489	197
ABRIL	29.361	146	31.577	170	31.628	139
MAYO	29.540	179	31.765	188	31.817	189
JUNIO	29.642	102	32.015	250	31.929	112
JULIO	29.850	208	32.159	144	32.158	229
AGOSTO	30.122	272	32.288	129	32.391	233
SEPTIEMBRE	30.311	189	32.485	197	32.653	262
OCTUBRE	30.483	172	32.639	154	32.855	202
NOVIEMBRE	30.736	253	32.799	160	33.057	202
DICIEMBRE	30.893	157	32.997	198	33.248	191
TOTAL	2.209		TOTAL	2.104	TOTAL	2.355

Tabla N°25
Usuarios atendidos - año 2016.

El número de usuarios atendidos por la E.E.P. S.A. E.S.P. al finalizar el año 2016 es de 32.997, con un índice de crecimiento del 6.81% respecto al año 2015. Corresponde a uno de los más altos índices anuales de crecimiento en usuarios, en los 19 años de servicio de la empresa.



Gráfica N°18
Usuarios nuevos que ingresan mensualmente al mercado E.E.P. S.A. E.S.P.

NÚMERO DE CLIENTES ATENDIDOS POR MUNICIPIO 2015 - 2016

El mercado usuarios regulados que atiende la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. se distribuye entre los municipios de Mocoa, Orito, Villagarzón, Puerto Guzmán en el departamento de Putumayo y Piamonte en el departamento del Cauca.

Al finalizar el año 2016, la E.E.P. S.A. E.S.P. continua siendo el comercializador con mayor cobertura en el departamento del Putumayo, que atiende a usuarios regulados y conectados al Sistema Interconectado Nacional - SIN.

Tabla N°26
Empresas Comercializadoras de Energía - SIN Putumayo.
Fuente: SUI.

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - SIN			
COMERCIALIZADORES QUE ATIENDEN EL MERCADO DEL PUTUMAYO - AÑO 2016			
COMERCIALIZADOR	SIGLA	USUARIOS	COBERTURA
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. ESP	E.E.P. S.A. ESP	32.997	47,83%
EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. ESP	E.E.B.P. S.A. ESP	25.993	37,68%
EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. ESP	E.M.E.V.A.S.I. E.S.P.	10.001	14,50%
TOTAL USUARIOS		68.991	100,00%



Imagen 7. Brigada de atención a usuarios de Villagarzón.

Mes	MOCOA			
	2015		2016	
	USUARIOS	NUEVOS	USUARIOS	NUEVOS
ENE	13.515	55	14.472	73
FEB	13.623	108	14.560	88
MAR	13.703	80	14.637	77
ABR	13.756	53	14.715	78
MAY	13.822	66	14.816	101
JUN	13.865	43	14.869	53
JUL	13.991	126	14.940	71
AGO	14.076	85	14.994	54
SEP	14.155	79	15.086	92
OCT	14.233	78	15.153	67
NOV	14.324	91	15.239	86
DIC	14.399	75	15.369	130

Tabla N°27

ORITO				
Mes	2015		2016	
	USUARIOS	NUEVOS	USUARIOS	NUEVOS
ENE	7.005	47	7.610	41
FEB	7.040	35	7.680	70
MAR	7.099	59	7.727	47
ABR	7.135	36	7.764	37
MAY	7.171	36	7.796	32
JUN	7.184	13	7.823	27
JUL	7.220	36	7.847	24
AGO	7.337	117	7.882	35
SEP	7.385	48	7.907	25
OCT	7.429	44	7.933	26
NOV	7.533	104	7.970	37
DIC	7.569	36	7.994	24

Tabla N°28

VILLAGARZÓN				
Mes	2015		2016	
	USUARIOS	NUEVOS	USUARIOS	NUEVOS
ENE	5.456	56	5.843	19
FEB	5.479	23	5.866	23
MAR	5.510	31	5.891	25
ABR	5.532	22	5.928	37
MAY	5.571	39	5.956	28
JUN	5.613	42	5.978	22
JUL	5.651	38	5.991	13
AGO	5.690	39	6.011	20
SEP	5.712	22	6.075	64
OCT	5.750	38	6.111	36
NOV	5.795	45	6.134	23
DIC	5.824	29	6.162	28

Tabla N°29

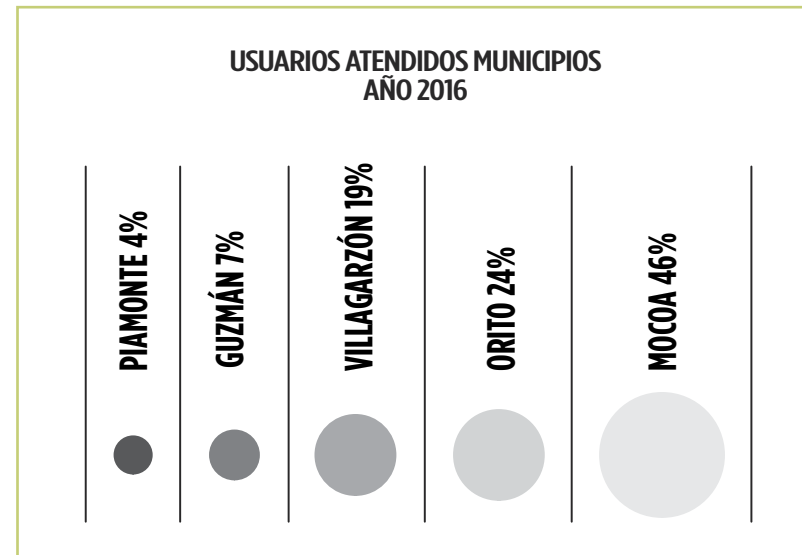
PUERTO GUZMÁN				
Mes	2015		2016	
	USUARIOS	NUEVOS	USUARIOS	NUEVOS
ENE	1.911	9	2.028	9
FEB	1.920	9	2.030	2
MAR	1.927	7	2.035	5
ABR	1.956	29	2.044	9
MAY	1.969	13	2.055	11
JUN	1.976	7	2.188	133
JUL	1.984	8	2.214	26
AGO	1.994	10	2.229	15
SEP	2.001	7	2.237	8
OCT	2.005	4	2.247	10
NOV	2.014	9	2.255	8
DIC	2.019	5	2.267	12

Tabla N°30

PIAMONTE				
Mes	2015		2016	
	USUARIOS	NUEVOS	USUARIOS	NUEVOS
ENE	976	12	1.091	9
FEB	975	-1	1.105	14
MAR	976	1	1.117	12
ABR	982	6	1.126	9
MAY	1.007	25	1.142	16
JUN	1.004	-3	1.157	15
JUL	1.004	0	1.167	10
AGO	1.025	21	1.172	5
SEP	1.058	33	1.180	8
OCT	1.066	8	1.195	15
NOV	1.070	4	1.201	6
DIC	1.082	12	1.205	4

Tabla N°31

Para el año 2016, el Municipio de Mocoa continúa con la mayor participación de usuarios dentro del Mercado Atendido por la empresa. El mayor crecimiento de usuarios, se presentó en el municipio de Piomonte Cauca. Los Municipios de Orito, Villagarzón y Puerto Guzmán mantiene su índice de participación.



Gráfica N°19
Usuarios atendidos por municipios - Año 2016.

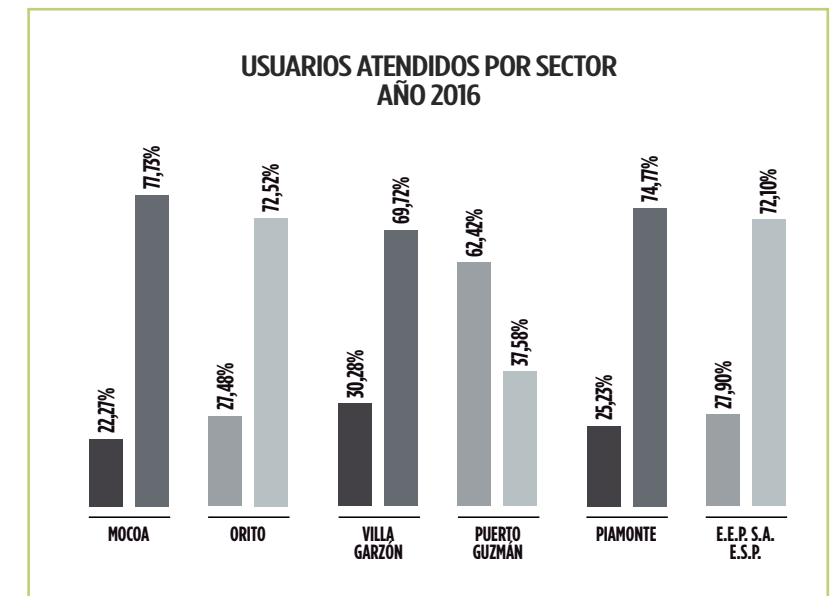
Imagen 8. Visita del director territorial Suroccidente de Superservicios David Andrade Córdoba.



La cobertura eléctrica de la Empresa de Energía del Putumayo S.A.E.S.P. es del 72% en sector urbano y 28% en el sector rural. En el municipio de Puerto Guzmán, la mayor cobertura de usuarios atendidos se registra en el área rural con 62% y el área urbano con 38%.

El plan estratégico de la E.E.P. S.A. E.S.P. incluye programas de expansión del servicio de suministro de energía eléctrica, para lograr mayor cobertura en el sector rural de los municipios de Orito, Villagarzón y Puerto Guzmán.

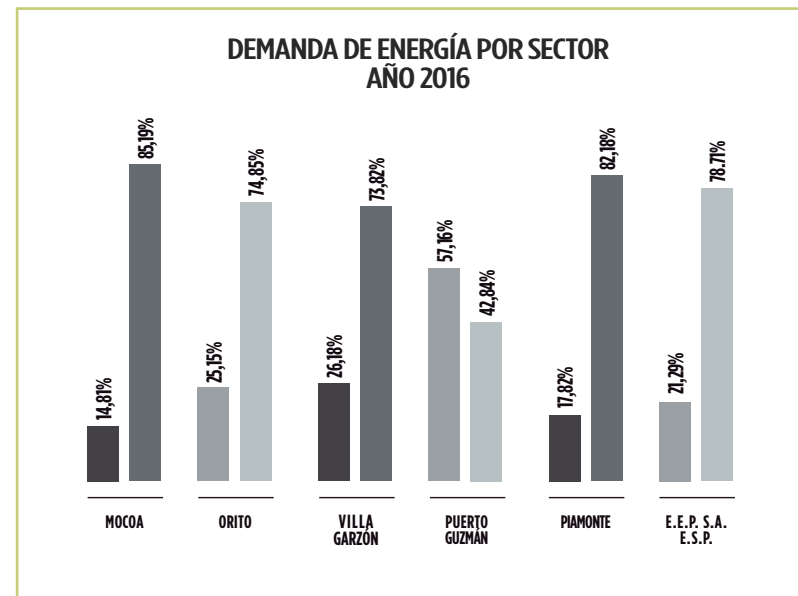
ESTRUCTURA DEL MERCADO POR SECTOR



Gráfica N°20

La demanda de energía atendida en el sector urbano es del 79% y en el sector rural del 21%. Los usuarios del sector rural en promedio consumen 94 kWh/mes y en el sector urbano 135 kWh/mes.

El Sector Rural del municipio de Orito, presenta la mayor demanda promedio con 114 kWh/mes. Los usuarios urbanos en el municipio de Mocoa tienen un consumo promedio de 149 kWh/mes.



Gráfica N°21

MOCOA						
MES	RURAL			URBANO		
	Usuarios	Demanda Mensual (KWh)	Promedio Usuario (KWh)	Usuarios	Demanda Mensual (KWh)	Promedio Usuario (KWh)
ENE	3.214	346.788	108	11.258	1.945.051	173
FEB	3.236	338.959	105	11.324	1.976.763	175
MAR	3.254	306.694	94	11.383	1.735.337	152
ABR	3.274	329.251	101	11.441	1.858.539	162
MAY	3.294	307.887	93	11.522	1.712.578	149
JUN	3.305	321.219	97	11.564	1.789.107	155
JUL	3.319	308.038	93	11.621	1.843.745	159
AGO	3.338	312.505	94	11.656	1.725.962	148
SEP	3.352	340.185	101	11.734	1.886.564	161
OCT	3.364	332.046	99	11.789	1.855.599	157
NOV	3.394	337.480	99	11.845	1.971.458	166
DIC	3.423	310.561	91	11.946	1.785.734	149

VILLAGARZÓN						
MES	RURAL			URBANO		
	Usuarios	Demanda Mensual (KWh)	Promedio Usuario (KWh)	Usuarios	Demanda Mensual (KWh)	Promedio Usuario (KWh)
ENE	1.838	234.174	127	4.005	567.842	142
FEB	1.788	227.671	127	4.078	527.079	129
MAR	1.795	189.909	106	4.096	491.699	120
ABR	1.809	216.811	120	4.119	550.819	134
MAY	1.815	182.519	101	4.141	499.655	121
JUN	1.818	203.333	112	4.160	503.728	121
JUL	1.821	190.483	105	4.170	487.382	117
AGO	1.826	196.778	108	4.185	512.974	123
SEP	1.841	218.703	119	4.234	533.269	126
OCT	1.852	217.218	117	4.259	540.730	127
NOV	1.856	213.062	115	4.278	573.614	134
DIC	1.866	180.966	97	4.296	510.231	119

PIAMONTE						
MES	RURAL			URBANO		
	Usuarios	Demanda Mensual (KWh)	Promedio Usuario (KWh)	Usuarios	Demanda Mensual (KWh)	Promedio Usuario (KWh)
ENE	279	17.092	61	812	89.750	111
FEB	283	15.547	55	822	83.938	102
MAR	285	13.464	47	832	73.427	88
ABR	286	17.616	62	840	82.496	98
MAY	287	16.432	57	855	79.188	93
JUN	293	16.854	58	864	82.000	95
JUL	293	15.556	53	874	76.522	88
AGO	294	16.813	57	878	84.195	96
SEP	297	18.711	63	883	96.686	109
OCT	301	20.534	68	894	93.658	105
NOV	303	18.720	62	898	96.039	107
DIC	304	18.855	62	901	86.943	96

ORITO						
MES	RURAL			URBANO		
	Usuarios	Demanda Mensual (KWh)	Promedio Usuario (KWh)	Usuarios	Demanda Mensual (KWh)	Promedio Usuario (KWh)
ENE	2.109	267.049	127	5.501	797.994	145
FEB	2.116	218.844	103	5.564	689.166	124
MAR	2.135	236.688	111	5.592	705.201	126
ABR	2.126	243.046	114	5.638	739.477	131
MAY	2.135	234.785	110	5.661	690.862	122
JUN	2.147	223.678	104	5.676	706.132	124
JUL	2.151	233.297	108	5.696	655.664	115
AGO	2.158	238.505	111	5.724	704.141	123
SEP	2.171	242.935	112	5.736	719.390	125
OCT	2.183	244.892	112	5.750	711.027	124
NOV	2.191	266.018	121	5.779	762.127	132
DIC	2.197	250.381	114	5.797	744.974	129

PUERTO GUZMÁN						
MES	RURAL			URBANO		
	Usuarios	Demanda Mensual (KWh)	Promedio Usuario (KWh)	Usuarios	Demanda Mensual (KWh)	Promedio Usuario (KWh)
ENE	1.224	110.096	90	804	91.338	114
FEB	1.224	101.010	83	806	90.784	113
MAR	1.228	96.453	79	807	79.133	98
ABR	1.231	100.583	82	813	87.175	107
MAY	1.237	91.383	74	818	77.513	95
JUN	1.367	100.350	73	821	81.351	99
JUL	1.385	94.152	68	829	76.249	92
AGO	1.393	101.173	144	836	78.700	94
SEP	1.400	109.550	78	837	84.904	101
OCT	1.405	112.858	80	842	83.400	99
NOV	1.408	119.717	85	847	91.114	108
DIC	1.415	107.094	76	852	80.251	94

E.E.P. S.A. E.S.P.						
MES	RURAL			URBANO		
	Usuarios	Demanda Mensual (KWh)	Promedio Usuario (KWh)	Usuarios	Demanda Mensual (KWh)	Promedio Usuario (KWh)
ENE	8.664	975.199	113	22.380	3.491.975	156
FEB	8.647	902.031	104	22.594	3.367.730	149
MAR	8.697	843.208	97	22.710	3.084.797	136
ABR	8.726	907.307	104	22.851	3.318.506	145
MAY	8.768	833.006	95	22.997	3.059.796	133
JUN	8.930	865.434	97	23.085	3.162.318	137
JUL	8.969	841.526	94	23.190	3.139.562	135
AGO	9.009	965.774	107	23.279	3.105.972	133
SEP	9.061	930.084	103	23.424	3.370.898	144
OCT	9.105	927.548	102	23.534	3.284.414	140
NOV	9.152	954.997	104	23.647	3.494.352	148
DIC	9.205	867.857	94	23.792	3.208.133	135

Tabla N°32

Usuarios atendidos por sector urbano /rural - Año 2016



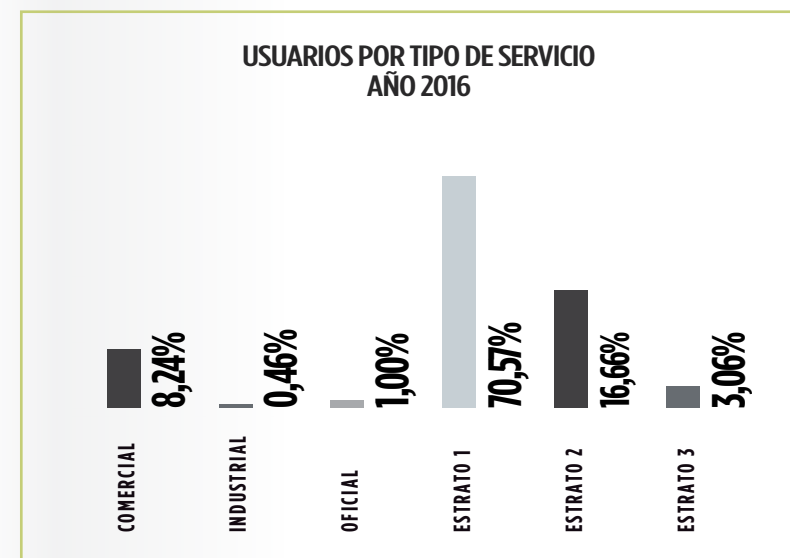
Imagen 9. Feria exposuperservicios Mocoa.

ESTRUCTURA DEL MERCADO POR TIPO DE SERVICIO

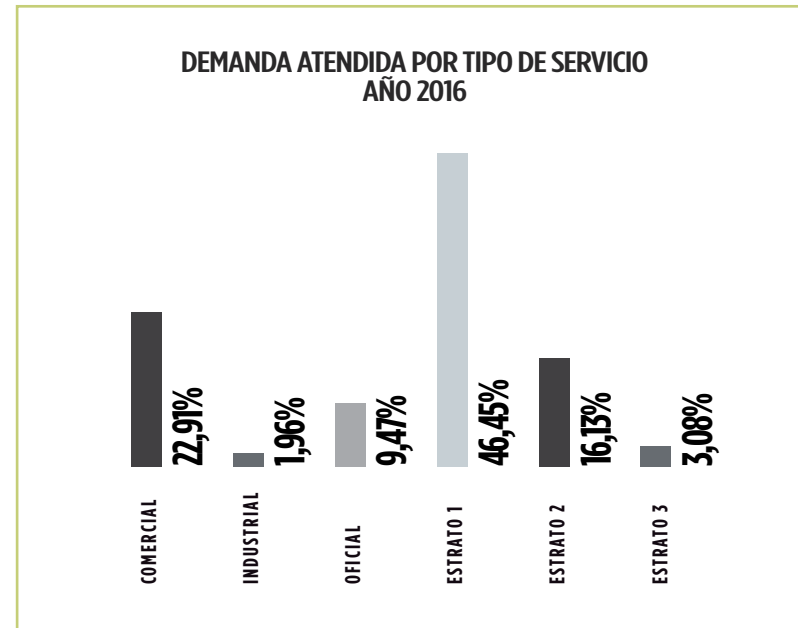
MES	COMERCIAL			INDUSTRIAL			OFICIAL		
	Usuarios	Demanda Mensual (KWh)	Demanda Promedio (KWh)	Usuarios	Demanda Mensual (KWh)	Demanda Promedio (KWh)	Usuarios	Demanda Mensual (KWh)	Demanda Promedio (KWh)
ENE	2.526	971.216	384	147	63.212	430	315	419.375	1.331
FEB	2.540	968.364	381	149	58.870	395	320	471.791	1.474
MAR	2.544	865.750	340	148	63.178	427	330	391.764	1.187
ABR	2.549	923.390	362	148	65.222	441	332	456.002	1.374
MAY	2.553	849.351	333	148	56.944	385	332	406.024	1.223
JUN	2.559	872.655	341	148	59.905	405	325	412.697	1.270
JUL	2.567	1.010.795	394	149	63.281	425	325	347.636	1.070
AGO	2.582	869.148	337	149	60.680	407	323	378.294	1.171
SEP	2.597	925.527	356	150	62.406	416	325	438.416	1.349
OCT	2.607	905.936	348	152	66.382	437	328	425.316	1.297
NOV	2.610	989.735	379	152	75.981	500	331	460.324	1.391
DIC	2.718	933.796	344	152	79.973	526	330	385.977	1.170

MES	ESTRATO 1			ESTRATO 2			ESTRATO 3		
	Usuarios	Demanda Mensual (KWh)	Demanda Promedio (KWh)	Usuarios	Demanda Mensual (KWh)	Demanda Promedio (KWh)	Usuarios	Demanda Mensual (KWh)	Demanda Promedio (KWh)
ENE	21.751	2.127.791	98	5.284	740.527	140	1.021	145.053	142
FEB	21.901	1.953.479	89	5.305	676.894	128	1.026	140.363	137
MAR	22.022	1.840.386	84	5.330	640.591	120	1.028	126.061	123
ABR	22.163	1.963.431	89	5.350	684.970	128	1.030	132.798	129
MAY	22.326	1.822.359	82	5.372	633.670	118	1.029	124.454	121
JUN	22.556	1.896.889	84	5.394	656.008	122	1.028	129.598	126
JUL	22.674	1.811.213	80	5.409	624.540	115	1.030	123.623	120
AGO	22.769	1.986.634	87	5.431	651.726	120	1.029	125.264	122
SEP	22.929	2.064.796	90	5.446	676.670	124	1.033	133.167	129
OCT	23.045	1.994.911	87	5.467	685.087	125	1.035	134.330	130
NOV	23.178	2.072.247	89	5.489	711.689	130	1.034	139.373	135
DIC	23.283	1.893.303	81	5.498	657.371	120	1.011	125.570	124

Tabla N°33 Usuarios atendidos por tipo de servicio - Año 2016



Gráfica N°22



Gráfica N°23



Imagen 10. Oficina de atención al usuario, Mocoa.

FACTURACIÓN - RECAUDO Y CARTERA E.E.P. S.A. E.S.P.- Año 2016				
FECHA	CONCEPTO	DEBE	HABER	SALDO
31/01/16	• Vr. Servicios Mes Ene 2016	1.582.438.149		3.715.753.465
	• Vr. Ajustes a facturas anteriores a Ene 2016	8.767.441		3.724.520.906
	• Vr. Recaudo Mes de Ene 2016		1.436.557.425	2.287.963.481
29/02/16	• Vr. Servicios Mes Feb 2016	1.747.437.371		4.035.400.852
	• Vr. Subsidios FOES y Compensaciones a Mes Feb 2016		97.066.158	3.938.334.694
	• Vr. Ajustes a facturas anteriores a Feb 2016	50.178.732		3.988.513.426
	• Vr. Recaudo Mes de Feb 2016		1.775.724.110	2.212.789.316
31/03/16	• Vr. Servicios Mes Mar 2016	1.610.256.129		3.823.045.445
	• Vr. Subsidios FOES y Compensaciones a Mes Mar 2016		36.003.924	3.787.041.521
	• Vr. Aplicación Res CREG 029 2016 (Ahorro Energía)		173.973.683	3.613.067.838
	• Vr. Ajustes a facturas anteriores a Mar 2016	1.964.441		3.615.032.279
	• Vr. Recaudo Mes de Mar 2016		1.586.537.151	2.028.495.128
30/04/16	• Vr. Servicios Mes Abr 2016	1.751.332.048		3.779.827.176
	• Vr. Subsidios FOES y Compensaciones a Mes Abr 2016		49.372.081	3.730.455.095
	• Vr. Aplicación Res CREG 029 2016 (Ahorro Energía)		162.397.001	3.568.058.094
	• Vr. Ajustes a facturas anteriores a Abr 2016	32.299.921		3.600.358.015
	• Vr. Recaudo Mes de Abr 2016		1.464.023.075	2.136.334.940

FACTURACIÓN - RECAUDO Y CARTERA E.E.P. S.A. E.S.P.- Año 2016				
FECHA	CONCEPTO	DEBE	HABER	SALDO
31/05/16	• Vr. Servicios Mes May 2016	1.620.399.307		3.756.734.247
	• Vr. Subsidios FOES y Compensaciones a Mes May 2016		45.144.768	3.711.589.479
	• Vr. Ajustes a facturas anteriores a May 2016		32.521.512	3.679.067.967
	• Vr. Recaudo Mes de May 2016		1.524.521.041	2.154.546.926
31/06/16	• Vr. Servicios Mes Jun 2016	1.586.817.189		3.741.364.115
	• Vr. Ajustes a facturas anteriores a Jun 2016		52.489.825	3.688.874.290
	• Vr. Recaudo Mes de Jun 2016		1.544.155.328	2.144.718.962
31/07/16	• Vr. Servicios Mes Jul 2016	1.625.353.789		3.770.072.751
	• Vr. Subsidios FOES y Compensaciones a Mes Jul 2016		86.095.592	3.683.977.159
	• Vr. Ajustes a facturas anteriores a Jul 2016		3.268.412	3.680.708.747
	• Vr Refacturación a facturas anteriores a Jul 2016		59.573.520	3.621.135.227
• Vr. Recaudo Mes de Jul 2016		1.464.798.809	2.156.336.418	
31/08/16	• Vr. Servicios Mes Ago 2016	1.615.461.953		3.771.798.371
	• Vr. Ajustes a facturas anteriores a Ago 2016		15.152.665	3.756.645.706
	• Vr Refacturación a facturas anteriores a Ago 2016		169.960.666	3.586.685.040
	• Vr. Recaudo Mes de Ago 2016		1.539.599.586	2.047.085.454

FACTURACIÓN - RECAUDO Y CARTERA E.E.P. S.A. E.S.P.- Año 2016				
FECHA	CONCEPTO	DEBE	HABER	SALDO
30/09/16	• Vr. Servicios Mes Sep 2016	1.742.134.866		3.789.220.320
	• Vr. Ajustes a facturas anteriores a Sep 2016		26.872.084	3.762.348.236
	• Vr. Recaudo Mes de Sep 2016		1.594.724.281	2.167.623.955
31/10/16	• Vr. Servicios Mes Oct 2016	1.675.086.546		3.842.710.501
	• Vr. Subsidios FOES y Compensaciones a Mes Oct 2016		79.591.031	3.763.119.470
	• Vr. Ajustes a facturas anteriores a Oct 2016		30.629.536	3.732.489.934
	• Vr Refacturación a facturas anteriores a Oct 2016		16.011.322	3.716.478.612
	• Vr. Recaudo Mes de Oct 2016		1.555.732.202	2.160.746.410
30/11/16	• Vr. Servicios Mes Nov 2016	1.840.090.440		4.000.836.850
	• Vr. Ajustes a facturas anteriores a Nov 2016		1.548.969	3.999.287.881
	• Vr. Recaudo Mes de Nov 2016		1.606.258.960	2.393.028.921
30/12/16	• Vr. Servicios Mes Dic 2016	1.681.578.117		4.074.607.038
	• Vr. Subsidios FOES y Compensaciones a Mes Dic 2016		45.702.932	4.028.904.106
	• Vr Refacturación a facturas anteriores a Dic 2016	47.823.732		4.076.727.838
	• Vr. Recaudo Mes de Dic 2016		1.769.068.448	2.307.659.390

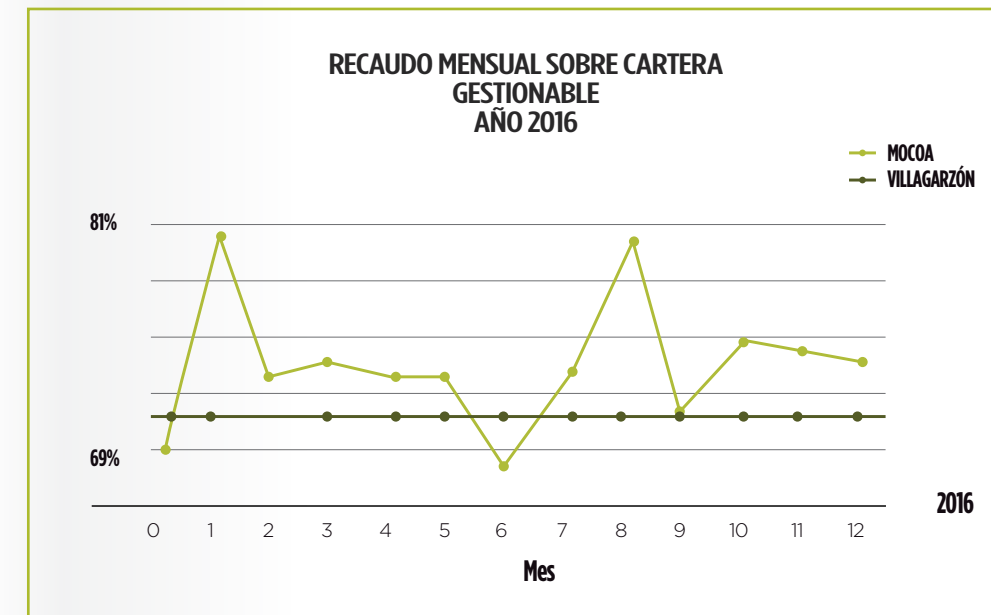
Tabla N°34
Facturación, recaudo y cartera - Año 2016.

CONCEPTO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
CARTERA GESTIONABLE	2.052.668.700	2.210.617.300	2.133.213.300	1.951.147.900	2.042.828.400	2.064.523.000
RECAUDOS	1.436.557.425	1.775.724.110	1.586.537.151	1.464.023.075	1.524.521.041	1.544.155.328
% RECAUDOS	69,98%	80,33%	74,37%	75,03%	74,63%	74,79%
META	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%
FACTURADO CORRIENTE	1.582.438.149	1.747.437.371	1.610.256.129	1.751.332.048	1.620.399.307	1.586.817.189
RECAUDO	1.199.687.278	1.366.442.923	1.363.684.576	1.135.953.498	1.295.004.481	1.322.337.275
% RECAUDO	75,81%	78,20%	84,69%	64,86%	79,92%	83,33%
CARTERA VENCIDA	627.178.173	628.179.151	385.775.929	340.891.771	291.496.352	444.123.693
RECAUDO	236.870.147	409.281.187	222.852.575	328.069.577	229.516.560	221.818.053
% RECAUDO	37,77%	65,15%	57,77%	96,24%	78,74%	49,95%

CONCEPTO	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
CARTERA GESTIONABLE	2.066.752.700	2.063.270.757	1.987.834.800	2.115.833.500	2.113.745.200	2.346.312.983
RECAUDOS	1.464.798.809	1.539.599.586	1.594.724.281	1.555.732.202	1.606.258.960	1.769.068.448
% RECAUDOS	70,87%	74,62%	80,22%	73,53%	75,99%	75,40%
META	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%
FACTURADO CORRIENTE	1.625.353.789	1.615.461.953	1.742.134.866	1.675.086.546	1.840.090.440	1.681.578.117
RECAUDO	1.238.732.448	1.226.231.358	1.397.613.510	1.357.325.295	1.338.545.583	1.467.052.866
% RECAUDO	76,21%	75,91%	80,22%	81,03%	72,74%	87,24%
CARTERA VENCIDA	479.935.511	437.916.968	372.372.847	373.698.634	438.658.654	506.222.543
RECAUDO	226.066.361	313.368.228	197.110.771	198.406.907	267.713.377	302.015.582
% RECAUDO	47,10%	71,56%	52,93%	53,09%	61,03%	59,66%

Tabla N°35
Recaudo por tipo de cartera - Año 2016

Imagen 11. Solicalización esquema de tarifas diferenciales a través de la radio.



Gráfica N°24
Recaudos -
Meta proyectada -
año 2016.

La Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. proyectó la meta de recaudo en un 70% del total mensual facturado. La subgerencia comercial diseñó e implementó estrategias que permitieron alcanzar y superar los índices propuestos, especialmente en los meses de febrero y septiembre. Que alcanzó 80.30% y 80.22% respectivamente, el total mensual facturado, lo componen los servicios prestados en el mes y la cartera vencida.

CONCEPTO	ENE 2016	FEB 2016	MAR 2016	ABR 2016	MAY 2016	JUN 2016
FACTURACIÓN MES	1.582.438.149	1.747.437.371	1.610.256.129	1.751.332.048	1.620.399.307	1.586.817.189
CARTERA VENCIDA	628.179.151	385.775.929	340.891.771	291.496.352	444.123.693	479.935.511
CUENTAS POR COBRAR	77.346.181	79.576.016	77.347.228	93.506.540	90.023.926	77.966.262
TOTAL	2.287.963.481	2.212.789.316	2.028.495.128	2.136.334.940	2.154.546.926	2.144.718.962
CARTERA GESTIONABLE	2.052.668.700	2.210.617.300	2.133.213.300	1.951.147.900	2.042.828.400	2.064.523.000
RECAUDOS	1.436.557.425	1.775.724.110	1.586.537.151	1.464.023.075	1.524.521.041	1.544.155.328
% RECAUDOS	69,98%	80,33%	74,37%	75,03%	74,63%	74,79%
META	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%

CONCEPTO	JUL 2016	AGO 2016	SEP 2016	OCT 2016	NOV 2016	DIC 2016
FACTURACIÓN MES	1.625.353.789	1.615.461.953	1.742.134.866	1.675.086.546	1.840.090.440	1.681.578.117
CARTERA VENCIDA	437.916.968	372.372.847	373.698.634	438.658.654	506.222.543	560.902.483
CUENTAS POR COBRAR	93.065.121	59.250.654	51.790.455	47.001.210	46.715.938	65.178.790
TOTAL	2.156.335.878	2.047.085.454	2.167.623.955	2.160.746.410	2.393.028.921	2.307.659.390
CARTERA GESTIONABLE	2.066.752.700	2.063.270.757	1.987.834.800	2.115.833.500	2.113.745.200	2.346.312.983
RECAUDOS	1.464.798.809	1.539.599.586	1.594.724.281	1.555.732.202	1.606.258.960	1.769.068.448
% RECAUDOS	70,87%	74,62%	80,22%	73,53%	75,99%	75,40%
META	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%

Tabla N°36
Facturación, recaudo y tipo de cartera - Año 2016

En el año 2016 la cartera vencida termina con un saldo de \$560.902.483, logrando una reducción del 11% del valor inicial en el año.

COSTO UNITARIO PRESTACIÓN DEL SERVICIO

C.U. POR NIVEL DE TENSIÓN

MES	Nivel 1			Nivel 2	Nivel 3
	Propiedad EEP	Propiedad Compartida	Propiedad usuario		
ENE	467,94	450,66	433,38	386,70	324,60
FEB	551,84	534,37	516,90	464,94	394,75
MAR	560,66	543,05	525,44	473,98	403,64
ABR	556,30	538,76	521,22	466,71	402,82
MAY	556,19	538,71	521,23	466,38	404,40
JUN	514,93	497,35	479,76	430,15	364,87
JUL	533,18	515,49	497,81	448,33	379,38
AGO	524,36	506,68	489,00	432,98	373,91
SEP	540,57	523,08	505,59	447,05	389,02
OCT	526,72	509,29	491,85	443,45	376,56
NOV	540,76	523,31	505,86	457,24	389,74
DIC	537,62	519,99	502,36	449,64	385,43

Tabla N°37

C.U. por nivel de tensión y propiedad de activos - Año 2016

COMPONENTES CU NIVEL DE TENSIÓN 1 PROPIEDAD E.E.P. S.A. E.S.P.

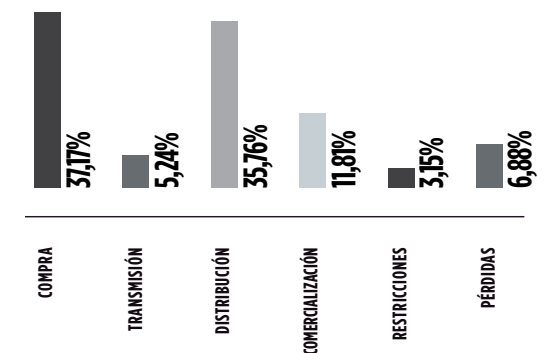
C.U. POR NIVEL DE TENSIÓN

MES	COMPRA (GM)	TRANSMISIÓN (TM)	DISTRIBUCIÓN NIVEL 1 (DTUN)	COMERCIALIZACIÓN (CVM)	RESTRICCIONES (RM)	PÉRDIDAS NIVEL 1 (PRIM)	C.U.
ENE	158,23	29,38	185,65	54,81	9,90	29,96	467,94
FEB	226,31	26,92	192,00	55,88	9,90	40,83	551,84
MAR	229,02	29,34	192,91	58,03	9,90	41,46	560,66
ABR	227,66	27,17	188,62	61,92	9,47	41,46	556,30
MAY	226,98	27,13	188,58	65,72	6,07	41,71	556,19
JUN	180,30	28,26	193,09	63,41	15,97	33,90	514,93
JUL	190,32	26,01	194,74	66,72	20,16	35,24	533,18
AGO	180,60	28,94	192,85	66,00	21,82	34,17	524,36
SEP	196,34	28,29	193,53	67,21	18,86	36,34	540,57
OCT	184,46	25,73	192,50	64,52	24,96	34,56	526,72
NOV	194,90	27,95	188,51	64,77	28,52	36,10	540,76
DIC	187,57	30,81	189,71	67,85	26,39	35,30	537,62

Tabla N°38

Componentes del C.U. nivel tensión 1 - año 2016.

COMPONENTES C.U. PARTICIPACIÓN PROMEDIO AÑO 2016



Gráfica N°22

Participación promedio de los componentes en el C.U.

COMPRA DE ENERGÍA

Hasta el año 2015, en Colombia en promedio, el 90% de la energía se vendió a través de contratos de largo plazo, ya que a las empresas comercializadoras les permitía tener costos estables. El 10% restante se negociaba en la Bolsa de Energía, donde el valor se somete a los altibajos del mercado.

Durante el año 2016, por efectos del fenómeno de El Niño y la crisis energética, impidió a algunos generadores la venta de energía mediante contratos a largo plazo. La energía comprada para atender la totalidad de la demanda del país mediante contratos bilaterales, paso del 90% al 75%.

La Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. adelantó planes y estrategias para minimizar el impacto económico en el costo

de compra de energía, evitando incremento en valores de las facturas por suministro de energía eléctrica a los usuarios atendidos.

La gerencia de la E.E.P. S.A. E.S.P. gestionó y contrató el 50% de la demanda energía eléctrica proyectada para el año 2016, mediante contrato bilateral modalidad pague lo contratado. Para el primer trimestre, quedó expuesto el 50% de la demanda restante a precios del mercado en Bolsa de Energía.

A partir del segundo trimestre del año 2016, logró cubrir el 70% de la compra de energía eléctrica proyectada, mediante contratos bilaterales modalidad pague lo contratado. Reduciendo el riesgo de compra en bolsa al 30%.

ATENCIÓN DEMANDA DE ENERGÍA PROYECTADA - AÑO 2016											
MES	DEMANDA PROYECTADA			CONTRATOS BILATERALES			MERCADO SPOT				
				Demanda Cubierta			Demanda Expuesta a Precio Bolsa				
	KWh	Valor	\$/KWh	KWh	Valor	\$/KWh	KWh	Valor	\$/KWh		
ENE	5.555.733	\$1.319.382.855	237,48	2.900.000	\$516.365.300	178,06	2.655.733	803.017.555	302,37		
FEB	5.611.841	\$1.340.751.196	238,91	2.900.000	\$520.607.355	179,52	2.711.841	820.143.841	302,43		
MAR	5.670.858	\$1.356.455.093	239,20	2.900.000	\$518.463.020	178,78	2.770.858	837.992.073	302,43		
ABR	5.653.864	\$1.226.220.735	216,88	3.908.000	\$765.156.044	195,79	1.745.864	461.064.691	264,09		
MAY	5.695.616	\$1.223.252.141	214,77	3.941.600	\$760.604.458	192,97	1.754.016	462.647.683	263,76		
JUN	5.705.534	\$1.238.662.895	217,10	3.908.000	\$765.711.401	195,93	1.797.534	472.951.494	263,11		
JUL	5.740.437	\$1.256.605.241	218,90	3.941.600	\$783.345.318	198,74	1.798.837	473.259.923	263,09		
AGO	5.759.397	\$1.273.778.412	221,17	3.908.000	\$788.073.984	201,66	1.851.397	485.704.428	262,34		
SEP	5.779.325	\$1.284.649.784	222,28	3.941.600	\$802.182.442	203,52	1.837.725	482.467.342	262,54		
OCT	5.801.861	\$1.285.558.020	221,58	3.908.000	\$789.799.492	202,10	1.893.861	495.758.528	261,77		
NOV	5.825.882	\$1.297.486.997	222,71	3.941.600	\$803.996.388	203,98	1.884.282	493.490.609	261,90		
DIC	5.864.260	\$1.317.172.960	224,61	3.908.000	\$806.640.450	206,41	1.956.260	510.532.510	260,97		
Promedio \$/KWH Proyectado			224,57	Promedio \$/KWH Contratos			195,90	Promedio \$/KWH Bolsa			275,73

Tabla N°39

Proyección compra de energía - año 2016.

DEMANDA DE ENERGÍA ATENDIDA - AÑO 2016											
MES	DEMANDA TOTAL ATENDIDA			CONTRATOS BILATERALES			MERCADO SPOT				
				Demanda Cubierta			Demanda Expuesta a Precio Bolsa				
	KWh	Valor	\$/KWh	KWh	Valor	\$/KWh	KWh	Valor	\$/KWh		
ENE	5.932.365	\$1.433.251.656	241,60	2.900.112	\$516.385.242	178,06	3.032.253	916.866.414	302,37		
FEB	5.141.923	\$1.198.605.074	233,10	2.900.232	\$520.649.004	179,52	2.241.691	677.956.070	302,43		
MAR	5.354.985	\$1.260.911.603	235,47	2.900.112	\$518.483.043	178,78	2.454.873	742.428.560	302,43		
ABR	5.343.902	\$1.105.381.190	206,85	3.908.160	\$765.187.751	195,79	1.435.742	340.193.439	236,95		
MAY	5.351.363	\$989.751.381	184,95	3.941.712	\$778.063.094	197,39	1.409.651	211.688.287	150,17		
JUN	5.093.548	\$996.165.954	195,57	3.908.160	\$774.298.773	198,12	1.185.388	221.867.181	187,17		
JUL	5.149.364	\$951.258.448	184,73	3.941.712	\$782.458.536	198,51	1.207.652	168.799.912	139,78		
AGO	5.274.121	\$1.065.372.995	202,00	3.941.712	\$774.016.496	196,37	1.332.409	291.356.499	218,67		
SEP	5.381.032	\$1.017.282.276	189,05	3.908.160	\$763.255.110	195,30	1.472.872	254.027.166	172,47		
OCT	5.691.098	\$1.139.237.262	200,18	3.941.712	\$772.062.966	195,87	1.749.386	367.174.296	209,89		
NOV	5.612.453	\$1.076.774.157	191,85	3.908.160	\$771.675.903	197,45	1.704.293	305.098.254	179,02		
DIC	5.677.415	\$973.867.017	171,53	3.941.712	\$776.807.252	197,07	1.735.703	197.059.765	113,53		
Promedio \$/KWH Demanda Atendida			203,35	Promedio \$/KWH Contratos			193,30	Promedio \$/KWH Bolsa			223,95

Tabla N°40

Compra de energía - año 2016.

La gestión en la contratación de la compra de energía para el año 2016, se refleja en el ahorro de \$1.379.310.465 Impacto económico que se calcula al comparar el precio de kWh proyectado contra el precio de kWh finalmente adquirido.

VALOR PROMEDIO	\$/KWH	DEMANDA ATENDIDA	
PROYECTADO	\$224,57	65.003.569	\$14.597.851.490
COMPRADO	\$203,35	65.003.569	\$13.218.541.025
VALOR DIFERENCIA			\$1.379.310.465

Tabla N°41

Impacto económico compra de energía - año 2016.



Imagen 12. Subgerencia comercial y trabajadores de Mocoa.

**VICTOR OMAR
MORENO**
CONDUCTOR DE GERENCIA



06

CAPÍTULO /

OPERACIÓN SISTEMA
DE DISTRIBUCION





Imagen 13. Trabajos de mantenimiento en Subestación Puerto Guzmán

Los temas tratados en este capítulo están distribuidos en cinco secciones que resaltan las metas alcanzadas a lo largo del año 2016 de acuerdo al plan estratégico. Inicialmente, se muestra las acciones realizadas en la calidad del servicio y la evolución de ésta respecto al año 2015, seguido del estado actual de los proyectos de recuperación de pérdidas en los municipios de Mocoa y Orito. Posteriormente se exponen los gastos en mantenimiento de redes en nivel de tensión I y II junto con la inversión realizada en expansión de redes en cada uno de los municipios. En acciones relevantes del ciclo técnico, se plasma la implementación del centro control y los proyectos de expansión gestionados con los entes gubernamentales. Por último, en la sección de Eventos Operativos Relevantes, se destacan los mantenimientos preventivos, predictivos y correctivos realizados en la Subestación Junín - Mocoa.

EVOLUCIÓN Y ACCIONES PARA LA CALIDAD DEL SERVICIO

Uno de los principales objetivos planteados por el área técnica operativa en cuanto al sistema eléctrico de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. es alcanzar no solo la mayor eficiencia

practicable, sino también que tenga un adecuado grado de seguridad y confiabilidad. Para ello, el equipo técnico planteó estrategias tendientes a garantizar una mayor disponibilidad de los activos, haciendo un análisis en relación con la selectividad en protecciones que permita reducir el número de usuarios afectados ante una falla.

Tal como se propuso, se tomará como base el año 2014 en donde el sistema eléctrico de la empresa alcanzó un 93% de confiabilidad y progresivamente se prevé alcanzar metas parciales en aumentos graduales del 1% cada año hasta llegar al 98% de confiabilidad en el año 2019.

De acuerdo con lo anterior, la empresa realizó diferentes inversiones que propenden a mejorar en la calidad del servicio, a continuación, se relacionan:

ESTUDIOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Teniendo en cuenta que el sistema de protecciones se encarga de minimizar los impactos que puede generar un evento de corte del suministro eléctrico tanto a los usuarios finales como a los equipos eléctricos, se realizaron estudios tanto a nivel de subestación como de los circuitos de distribución. A continuación se hace una descripción de los proyectos:

ESTUDIO EN SUBESTACIONES

Se elaboró un estudio de coordinación de protecciones para las subestaciones, con el fin de realizar una actualización de las mismas mejorando los tiempos de disparo y solucionando los que presentaban deficiencia.

Este estudio encontró, entre otros, que la línea de 115kV que interconecta las subestaciones de Junín (Mocoa) y Puerto Caicedo, presentaba parámetros de configuración de la protección de distancia erróneos y ante un evento, solo se disparará la protección de sobre-corriente que es más lenta ocasionando el retraso en la identificación y localización de la falla, por lo tanto, los eventos presentaban mayor tiempo de interrupción.

Este estudio consiguió mejorar la calidad tanto del servicio como de la potencia.

ESTUDIO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Teniendo en cuenta que Orito es el municipio con mayor número de fallas, en las que eventualmente se afecta hasta un circuito principal completo dejando por fuera de servicio a la mitad del municipio, se realizó un estudio técnico, con

el fin de obtener un diagnóstico del estado de las redes de distribución, de esta manera identificar las razones por las que estas fallas ocasionaban las salidas de los circuitos.

El informe final de este estudio fue entregado el 15 de febrero de 2017 y encontró entre otros, que las configuraciones de los equipos en la Subestación Yarumo eran sensibles a fallas a tierra. Es importante anotar que esta subestación depende técnicamente de otro operador de red, y para solicitar la modificación de parámetros era necesario contar con este estudio.

Por otro lado, gracias al estudio se encontró necesario la ubicación de dos re-conectores por circuito para mejorar la selectividad de las fallas y disminuir los tiempos de restitución de estas mejorando los índices de calidad del servicio, debido a que las interrupciones provienen de tramos rurales con alta vegetación.

INVERSIONES REALIZADAS EN PROTECCIONES

En la siguiente tabla se relacionan las inversiones realizadas y descritas en anteriormente:

OBJETO	VALOR
LEVANTAR INFORMACIÓN PARA LA ELABORACIÓN DE ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES Y REVISIÓN INICIAL DEL ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO.	\$ 131,499,972
REALIZAR EL ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LAS SUBESTACIONES DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	\$ 60,000,000
REALIZACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE ESTUDIOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. ESP. EN MOCOA Y ORITO.	\$ 268,499,916

Tabla N°42

DESPEJE DE CORREDOR DE REDES ELÉCTRICAS:

Otra de las actividades realizadas para el buen funcionamiento del sistema eléctrico de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. fue la limpieza forestal de las re-

des eléctricas para los niveles de tensión I, II y III de cada municipio. A continuación, se relacionan los kilómetros de distancias intervenidas y su respectiva inversión:

MUNICIPIO	INTERVENCIÓN DE DESPEJE EN REDES ELÉCTRICAS POR NIVEL DE TENSIÓN [km]			VALOR DE CONTRATO [\$]
	Nivel de tensión I (hasta 1kV) [km]	Nivel de Tensión II (1kV - 30kV) [km]	Nivel de Tensión III (30kV - 57.5kV) [km]	
MOCOA	26.0	158.2	196.3	\$ 98.000.000
VILLAGARZÓN	88.8	185.3	14.0	\$ 90.000.000
PUERTO GUZMÁN	58.7	83.6	17.0	\$ 50.000.000
ORITO	110.8	117.7	0.0	\$ 96.000.000
PIAMONTE	44.0	37.0	0.0	\$ 45.000.000
PUERTO LIMÓN	15.0	22.0	7.0	\$ 42.000.000
			TOTAL	\$ 421.000.000

Tabla N°42

AUMENTO DEL CORREDOR LÍNEA 34.5KV

Con el fin de cumplir el proyecto liderado por CORPOAMAZONIA "Desarrollo Sostenible del Sur de la Amazonia", la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. adelantó el trámite del aprovechamiento forestal único para el aumento del corredor de la línea 34.5kV que empieza en el municipio de Mocoa hasta el municipio de Puerto Guzmán.

El estudio realizado se denominó el "PLAN DE MANEJO FORESTAL DE ÁRBOLES LOCALIZADOS SOBRE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 34.5kV", y tuvo como resultado un total de siete mil (7000) especies de árboles en el trayecto Mocoa - Puerto Guzmán. En el mismo sentido, este estudio realizó el levantamiento de información de los 178 predios por donde atraviesa la línea eléctrica, georreferenciando cada una de las estructuras y solicitando a cada propietario la documentación que lo acredite como dueño del predio.

Una vez se cuente con la autorización de CORPOAMAZONIA, se procederá a la ejecución de actividades sugeridas para dicha ampliación. Además de esto se realizarán actividades de campo como el levantamiento topográfico, identificación de uso del suelo y descripción en general de los bienes que poseen los usuarios,

con el fin de realizar un adecuado avalúo comercial de cada predio y pagar de manera eficiente el uso de la servidumbre.

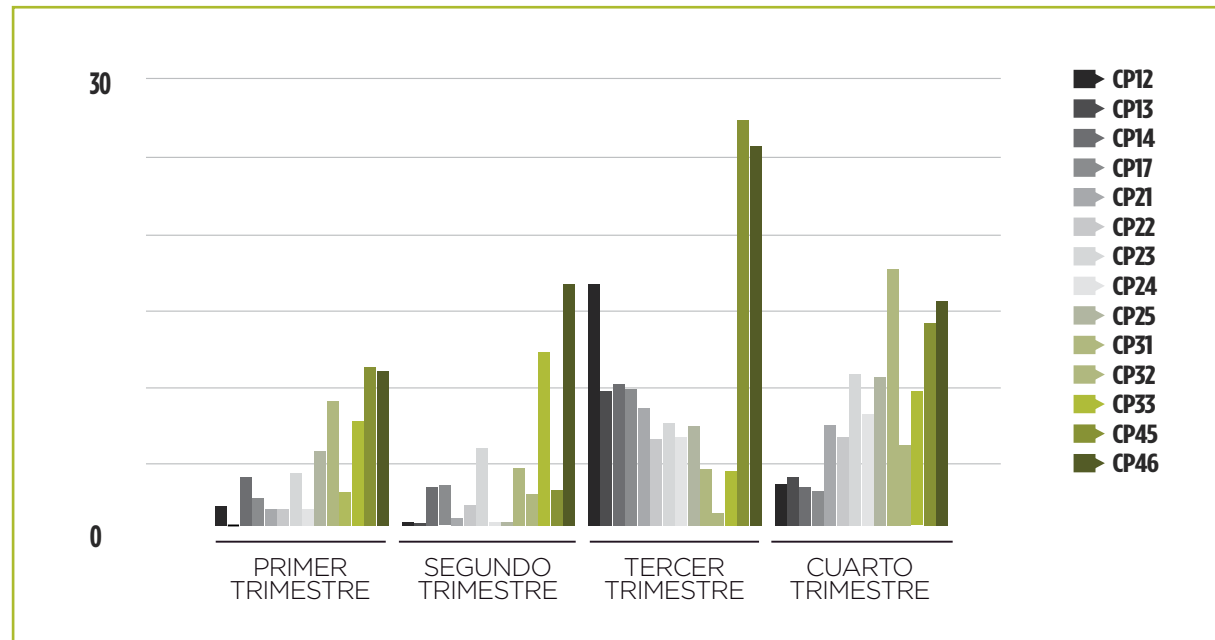
INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO

La calidad del servicio prestado es constantemente monitoreada por la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. con el objetivo de minimizar los tiempos de interrupción y aumentar la satisfacción de nuestros usuarios. Para ello se utiliza un indicador que mide la duración de todas las interrupciones del servicio llamado DES y un indicador que mide la frecuencia de dichas interrupciones denominado FES.

A continuación, se relaciona el comportamiento de estos indicadores durante el año 2016 por circuito:

ÍNDICES DE CALIDAD DEL SERVICIO

La gráfica No. 1 hace referencia a la evaluación teniendo como base la duración en horas de las interrupciones (DES) durante el año 2016, teniendo como límite máximo permitido 2,42 horas al mes y 7,26 horas trimestral.



Gráfica N°25
Calidad DES.

Los circuitos CP12, CP13, CP14 y CP17 pertenecen al Municipio de Mocoa, los circuitos CP21, CP22, CP23, CP24 y CP25 pertenecen al Municipio de Villagarzón, los circuitos CP31, CP32 y CP33, pertenecen al Municipio de Puerto Guzmán y los circuitos CP45 y CP46, pertenecen al municipio de Orito.

En la gráfica 25, se puede observar que para el mes de septiembre se presentó una larga interrupción del servicio para los circuitos pertenecientes al Municipio de Orito, que obedece directamente a la falla que se presentó en los transformadores de corriente de la bahía de línea a 115 kV Mocoa hacia Puerto Caicedo en la subestación Mocoa, en la cual, dichos transformadores salieron de servicio y gracias a la oportuna intervención del equipo técnico y la disponibilidad de la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P. se logró

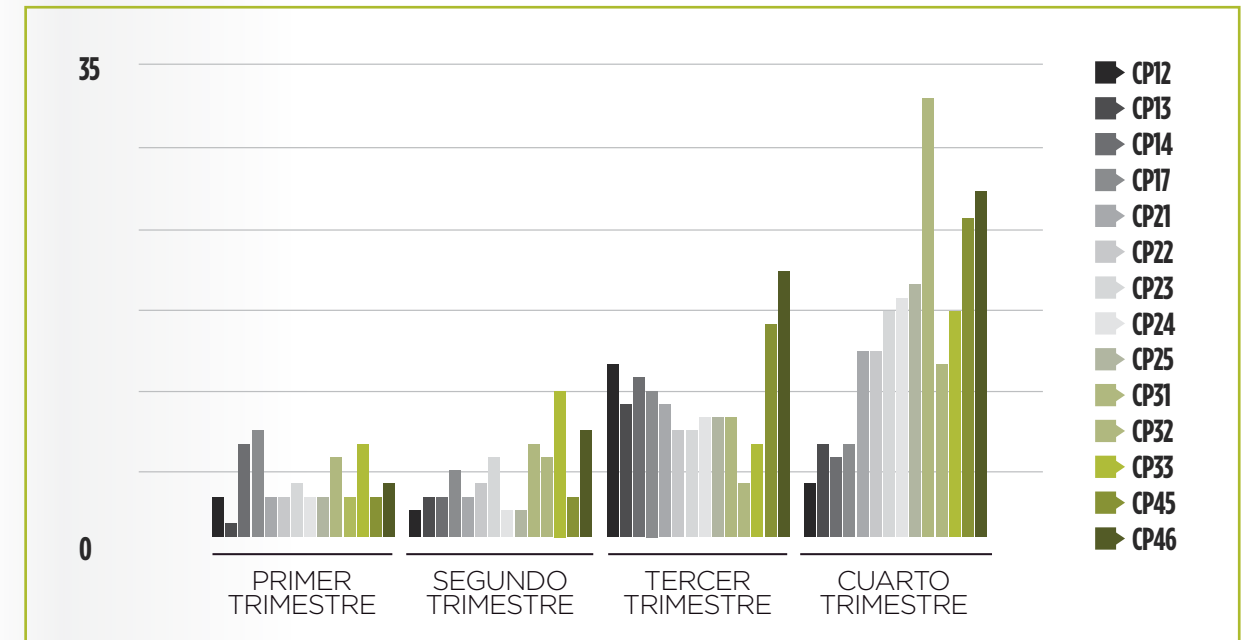
reponerlos en solo 14 horas, tiempo que es de resaltar debido a que durante ese período de tiempo, los equipos se tuvieron que transportar, preparar, instalar y poner en servicio.

La gráfica No. 26 hace referencia a la evaluación basada en la frecuencia de las interrupciones (FES) durante el año 2016, teniendo como límite máximo permitido de 4,84 interrupciones mes y 14,50 trimestral por circuito.

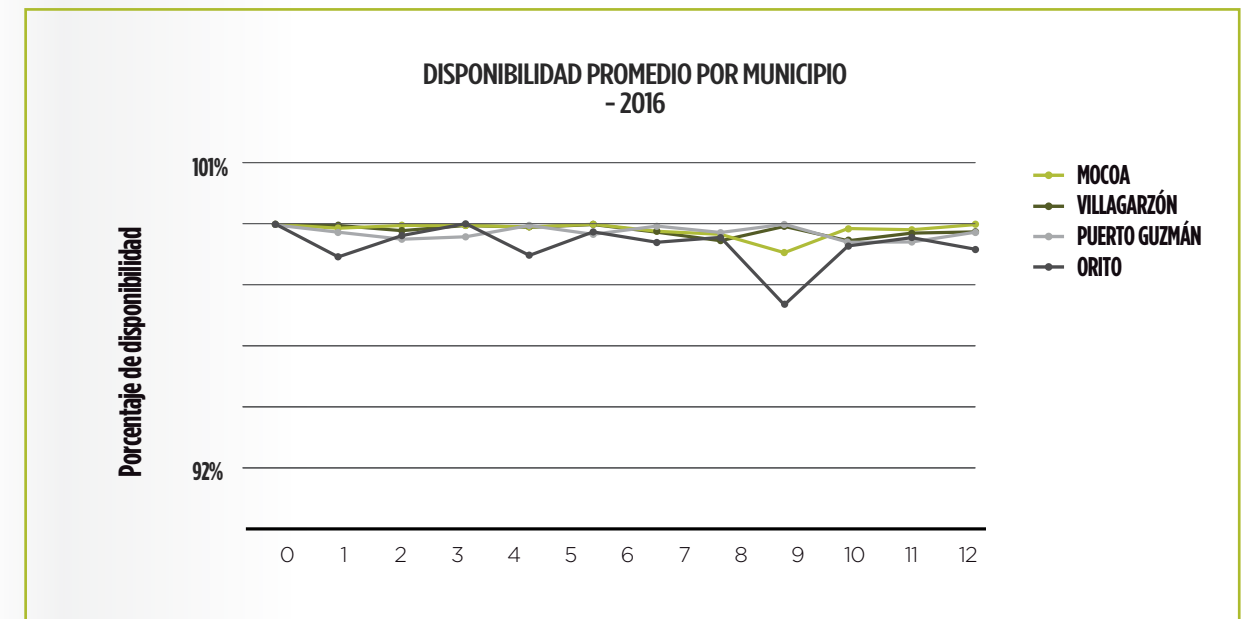
Se proyectó que los índices de confiabilidad para el año 2019 serían del 98%, teniendo en cuenta que se tomó como base el año 2014 en el cual el índice de disponibilidad fue del 93%, se propuso incrementar éste índice en un 1% anual, por lo tanto, para el año 2016, se proyectó tener una confiabilidad del 95%. Al finalizar el 2016 se cerró con un índice de confiabilidad del 95.87%, por lo

que hay que destacar que a pesar que las olas invernales que suelen atacar la región y que son un factor que no se pueden controlar y afecta directamente el sistema y los índices de calidad, se logró superar la meta establecida y con miras a cumplir el plan estratégico a 2019.

Una vez calculados los índices de calidad del servicio, se evidencia en las gráficas anteriores que, al superar los límites permitidos por la regulación, se debieron realizar compensaciones de acuerdo a la resolución CREG 070 de 1998 y los valores a compensar se muestran en la gráfica 27.



Gráfica N°26



Gráfica N°27
Disponibilidad promedio porcentual por municipio.

LUIS ALBERTO FAJARDO

JEFE DE REDES





Imagen 14. Labores de despeje de redes eléctricas.

La gráfica anterior muestra por municipio, la disponibilidad de los activos, en la cual se evidencia nuevamente que el municipio de Orito tiene un comportamiento atípico en el mes 9 (septiembre), provocado por la falla de los transformadores de corriente antes mencionada, sin embargo se puede observar la alta disponibilidad de los activos y por consiguiente una buena calidad del servicio prestado a nuestros usuarios.

COMPENSACIONES POR CALIDAD DEL SERVICIO

La resolución CREG 082 de 2002 establece unos límites máximos admisibles en calidad del servicio y una vez superados dichos límites la regulación exige la compensación de los usuarios peor servidos. En el año 2016, las compensaciones realizadas por la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. fueron las siguientes:

2016	VALOR
TRIMESTRE	VALOR COMPENSACIÓN
1	\$ 16,969,169.43
2	\$ 8,189,629.20
3	\$ 38,069,752.69
4	\$ 11,735,659.91

Tabla N°43

EVOLUCIÓN Y ACCIONES PARA LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA

PROYECTO RECUPERACIÓN DE PÉRDIDAS - ORITO.

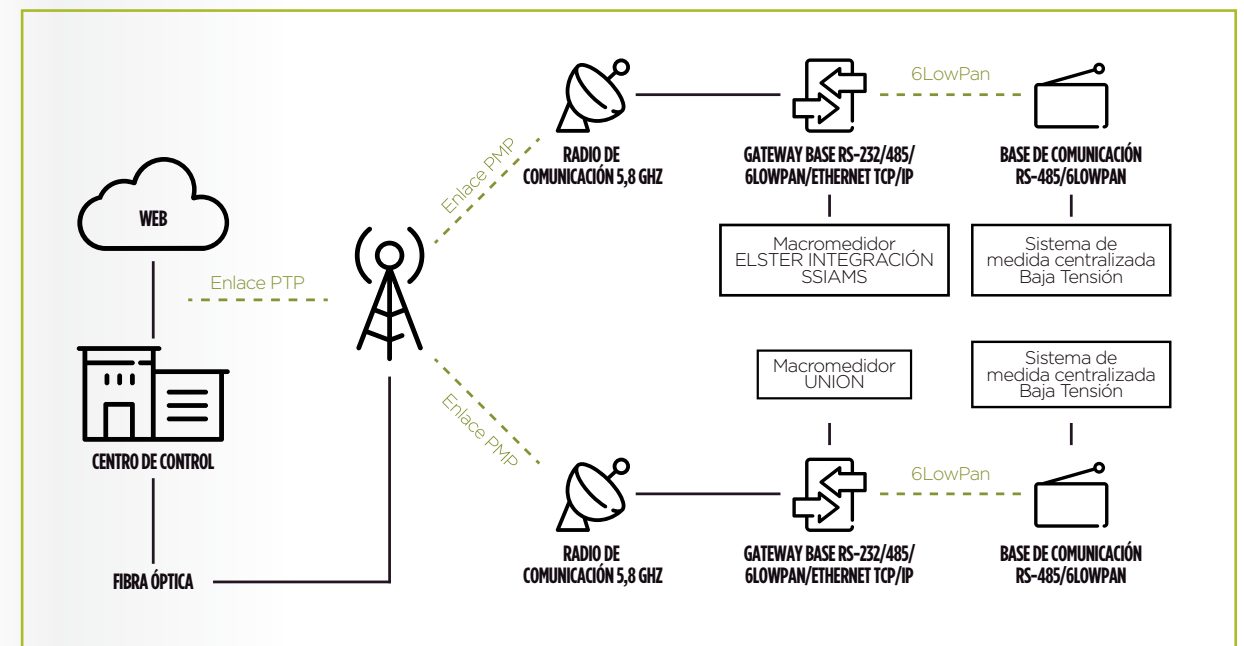
La Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. con el fin de dar cumplimiento al planeamiento estratégico 2015-2019, elaboró y está en ejecución el proyecto de identificación y recuperación de pérdidas no técnicas en el municipio de Orito, que consiste en la sistematización y medición del consumo de energía por transformadores elegidos estratégicamente de acuerdo con las necesidades de la empresa.

En este proyecto se seleccionaron 60 transformadores entre urbanos y rurales de los dos circuitos de distribución que están comunicados con un enlace punto multi-punto, donde todas las señales se concentran en el cerro Orito y se transmiten a la sede Orito. Dicho montaje se realizó y se terminó el día 25 de enero de 2017.

Actualmente se están ejecutando actividades para trasladar los da-

tos desde el municipio de Orito hasta el centro de control, punto donde se van a almacenar periódicamente en el servidor destinado como centro de medidas.

La arquitectura utilizada para el montaje de los equipos se ilustra a continuación:



Gráfica N°28

REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS

Las pérdidas de energía afectan técnica y económicamente a la empresa, por lo cual se ha iniciado un estudio para identificar y realizar un plan de gestión que permita reducir estas pérdidas.

Debido a la exigencia en el cumplimiento con los índices de referencia, la información utilizada para el modelamiento se debe tener como mínimo el 80% de la información de los activos (transformadores y redes) a través de los cuales se distribuye la energía comercializada y vendida al usuario final.

Para la identificación de las pérdidas técnicas se realizó el levantamiento de información de los transformadores de potencia y distribución, de los circuitos (parámetros técnicos) por nivel de tensión y se identificó la cantidad de usuarios por transformador instalado. Con este levantamiento de información, se empezaron a identificar las pérdidas asociadas a aspectos técnicos de la red y por transformación de acuerdo con la metodología establecida por la propuesta regulatoria contenida en la resolución CREG 176 de 2016.

Ahora bien, este estudio facilitará la creación de proyectos encaminados a la disminución del índice de pérdidas como también a la mejora de la calidad de la energía suministrada, los cuales serán ne-

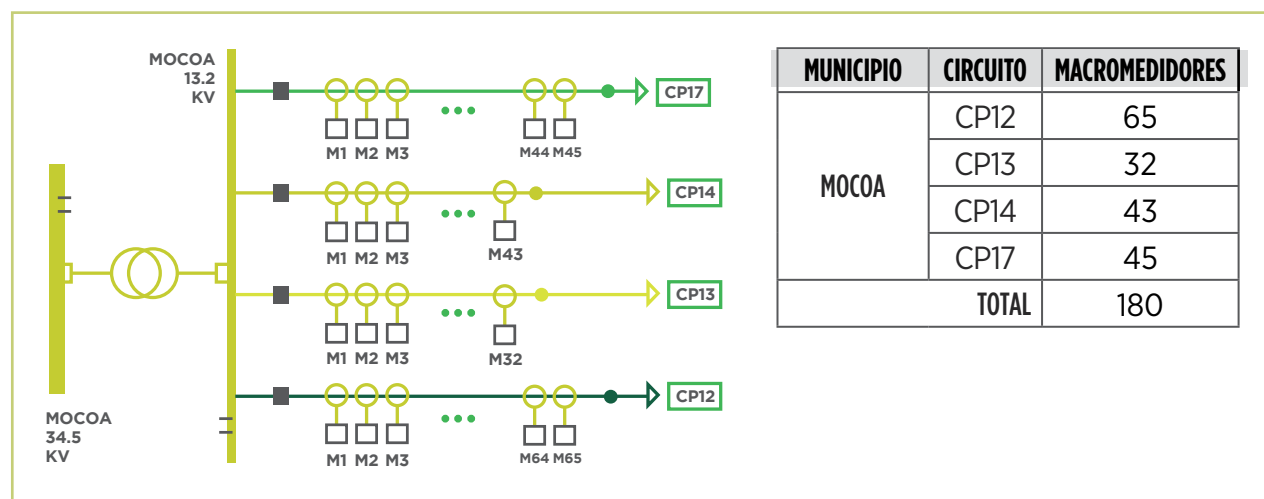
cesarios para alcanzar la meta del 100% de reducción de pérdidas técnicas a 2019.

El proyecto de recuperación de pérdidas en los municipios de Mocoa, Villagarzón y Orito, cuenta con la instalación de 248 Macro-medidores distribuidos cada uno de los circuitos principales. Con la implementación del 72% de los macro-medidores en el municipio de Mocoa, se espera reducir el fraude y el hurto de energía y la identificación de los transformadores que representan el mayor índice de pérdidas en el municipio.

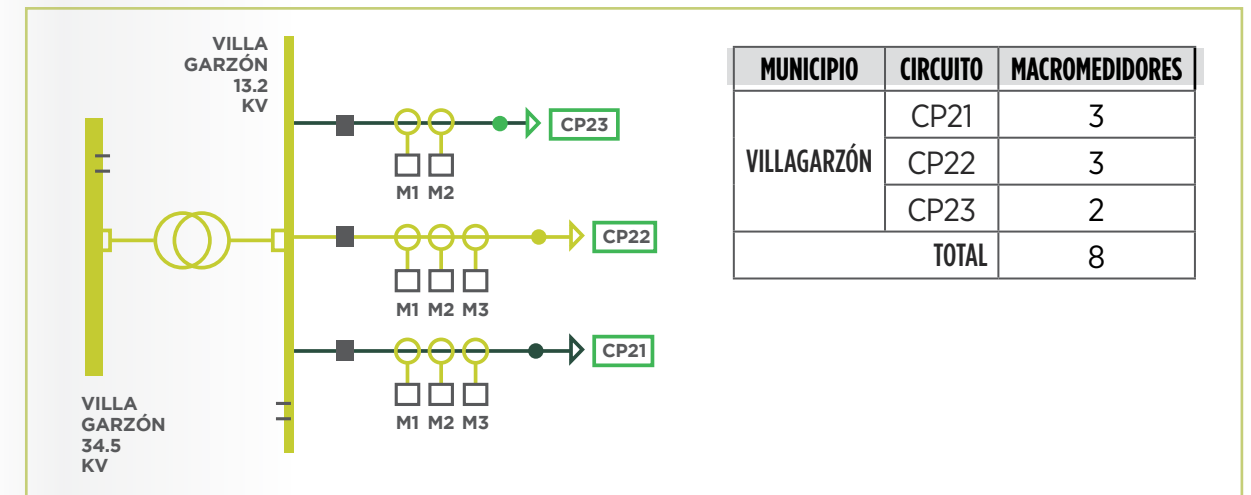
Las gráficas 29 y 30 ilustran los circuitos sobre los cuales se instaló macromedición y cuantos macros fueron instalados por circuito, en los

municipios de Mocoa y Villagarzón, mediante un proyecto piloto.

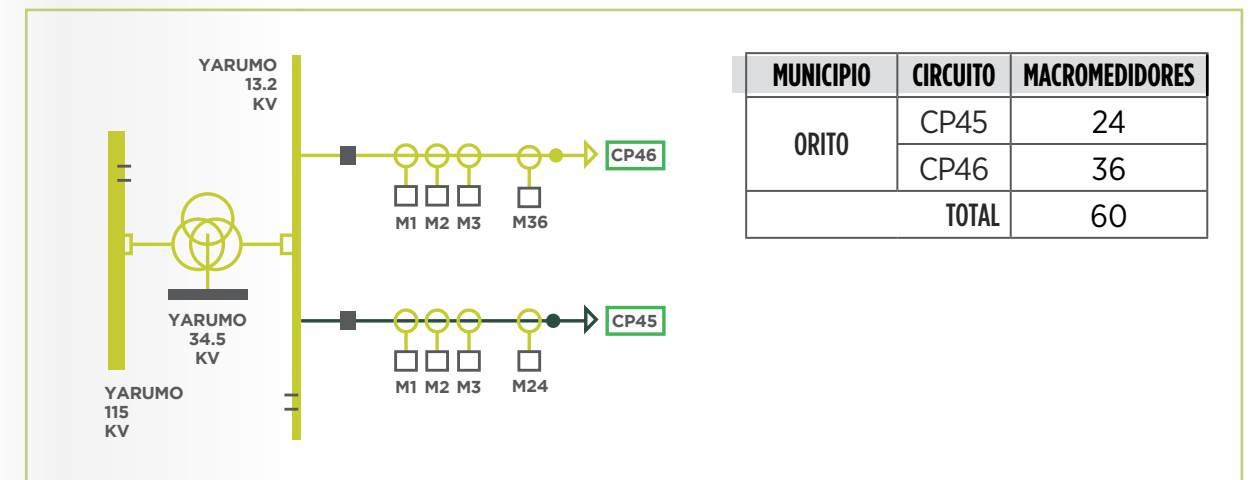
La gráfica 31 ilustra los macromedidores instalados en el municipio de Orito en el marco de un segundo proyecto, que al igual que el primero, apuntan a la centralización de información de los macromedidores, con el fin de identificar los porcentajes de pérdidas asociados a cada transformador y por consiguiente orientar proyectos de recuperación, bien sea con visitas programadas o con cambio de conductores de red abierta a red trenzada de acuerdo al análisis previo realizado.



Gráfica N°29



Gráfica N°30



Gráfica N°31

ESTADO DE LA REPOSICIÓN

INVERSIONES EN CONSTRUCCIÓN Y GASTOS EN MANTENIMIENTO DE REDES

Para la empresa es importante realizar gastos en mantenimiento y ampliación de redes para atender nuevos usuarios y mejorar la calidad del servicio de los usuarios existentes, con el fin de prevenir, corregir y mejorar la confiabilidad y continuidad del sistema. A continuación, se presentan las inversiones realizadas por la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. en los municipios donde presta el servicio.

INVERSION Y GASTOS EN REDES DE NIVEL DE TENSIÓN 1 Y 2 DEL AÑO 2016				
MUNICIPIO	MANTENIMIENTO		CONSTRUCCIÓN	
	VALOR EJECUTADO	KM INTERVENIDOS	VALOR EJECUTADO	KM CONSTRUIDOS
MOCOA	\$229,476,344	10.05	\$ 435,414,478	19.63
ORITO	\$129,878,687	2.26	\$206,319,053	4.07
PUERTO GUZMÁN	\$60,419,025	4.05	\$18,753,202	1.35
PIAMONTE	\$34,466,460	0.78	\$45,412,009	1.43
VILLAGARZÓN	\$260,152,613	9.05	\$123,827,176	4.45
TOTAL	\$714,393,129	26.19	\$829,725,918	30.93

Tabla N°44

Las inversiones previstas en el plan estratégico para las redes de los niveles de tensión 1 y 2 fueron para el cambio de 20 km de red y como se evidencia en la anterior tabla, se logró intervenir 26,19 km que está por encima de la meta establecida.

ACCIONES RELEVANTES DEL CICLO TÉCNICO

IMPLEMENTACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL

Uno de los proyectos bandera de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. ha sido la implementación del Centro de Control, mediante el cual se operan y supervisan en tiempo real y de manera remota las subestaciones. Adicionalmente se supervisan de manera simultánea todos los circuitos de distribución, lo que le permite a la empresa conocer el estado real del sistema y ejecutar las actividades necesarias para garantizar una mejora continua en los índices de Calidad del Servicio, así mismo, operar el sistema con seguridad tanto para los activos,

como para el personal que interviene las redes, minimizando los accidentes que puedan presentarse.

El proyecto está ejecutado actualmente en un 95%, sin embargo, se presentó un inconveniente a la hora de llevar a cabo la integración del sistema SCADA, debido a que cuando se hizo necesaria la instalación de la licencia del protocolo de comunicaciones que sirve como interfaz entre el sistema SICAM PAS de Siemens y el SCADA del centro de control, el sistema no lo permitió por ausencia del licenciador Dongle de Siemens.

El reemplazo del Dongle por unas licencias nuevas tiene un valor de \$ 26.200.000.00 a tasa de cambio respecto al valor del dólar actual.

PROYECTOS DE EXPANSIÓN

Para el 2016 se logró llevar el servicio de energía eléctrica a muchas familias, la GOBERNACIÓN DEL PUTUMAYO gestionó dos proyectos de electrificación, llevando energía eléctrica a 250 hogares, con los proyectos, construcción de redes eléctricas de media y baja tensión para las veredas La Estrella, El Cedro, Las Perlas y Galilea y construcción de la red de media tensión a tercer hilo para las veredas: La Esperanza, Santa Juliana del Guineo,

El Carmen, Villasantana, San Vicente de Villarrica, La Candelaria, la Kofania, La Castellana y Rupasca y de baja tensión para las veredas de la Cabaña y Santa Teresa de Vides, en el municipio de Villagarzón.

Para el ítem 2, en compensación a la demanda no atendida por consignación de circuitos, se logró acordar con el contratista la remodelación de 7.9 km de la red existente de media tensión, mejorando la disponibilidad, confiabilidad y calidad de la potencia entregada a los usuarios nuevos y existentes.

A continuación se relacionan los proyectos desarrollados en los municipios de Puerto Guzmán y Villagarzón para el año 2016.

El total de beneficiados fue de 250 familias con una capacidad instalada de 100kVA.

ITEM	VALOR	VALOR	USUARIOS BENEFICIADOS
1	Construcción de las redes de media y baja tensión para las veredas La Estrella, El Cedro, Las Perlas y Galilea en el municipio de Puerto Guzmán departamento del Putumayo.	1,187,109,221	152
2	Repotenciación y construcción de la red de media tensión a tercer hilo para las veredas: La Esperanza, Santa Juliana del guineo, el Carmen, Villasantana, San Vicente de Villarrica, La Candelaria, La Kofania, La Castellana y Rupasca y de baja tensión para las veredas de la Cabaña y Santa teresa de vides, en el municipio de Villagarzón, departamento del Putumayo. Gestión gobernación del Putumayo (Acuerdo con E.E.P. S.A E.S.P.)	802,910,010	98

Tabla N°45

INVERSIÓN ALUMBRADO PÚBLICO

Con el fin de prestar un servicio de alumbrado público eficiente que

brinde seguridad y comodidad a la comunidad, se realizó una inversión en la compra de materiales para mejorar y aumentar la cobertura del sistema de alumbrado público:

MUNICIPIO	CONSTRUCCIÓN	MANTENIMIENTO
MOCOA	\$71.006.966	\$85.734.376
ORITO	\$16.627.251	\$28.239.322
PUERTO GUZMÁN	\$4.868.520	\$34.956.254
PIAMONTE	\$ -	\$627.721
VILLAGARZÓN	\$4.868.520	\$27.941.475
TOTAL	\$ 274.870.406	

Tabla N°46



Imagen 15. Labores de mantenimiento a subestación Junín.

MANTENIMIENTO - SUBESTACIÓN

JUNÍN, MOCOA.

Teniendo en cuenta que la Subestación Junín es uno de los activos eléctricos de mayor importancia, debido a que ésta alimenta el suministro eléctrico del centro y bajo Putumayo, la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. promovió un plan especial de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, el cual contó con un grupo de técnicos dedicados a estas actividades que cumplieran con rigor los tiempos de consignación asignados por el Operador del Mercado XM S.A. E.S.P. Adicionalmente, con el fin evitar un largo período de desatención a los usuarios finales, se hizo necesario dividir las actividades previstas en dos mantenimientos, uno ejecutado de día domingo 02 de octubre de 2016 y el siguiente el 27 de noviembre de 2016.

MANTENIMIENTO - SUBESTACIÓN

JUNÍN, 2 DE OCTUBRE DE 2016.

Para este mantenimiento se desenergizaron los transformadores T1 y T2 que alimentan la ciudad de Mocoa y el municipio de Villalobos en el Departamento del Cauca. Se previó el mantenimiento a estos transformadores puesto que llevaban un tiempo de servicio casi ininterrumpido que ya cumplía casi los 20 años.

Con este manteniendo se cambiaron algunos elementos que habían cumplido su vida útil, adicionalmente se eliminó corrosiones producidas por el óxido y se aplicó pintura SIKA especializada para aplicaciones de intemperie, dado que las condiciones húmedas de la región aumenta la pro-

EVENTOS OPERATIVOS RELEVANTES

pagación de la corrosión en los elementos metálicos y se estaban viendo afectadas las cubas que sostienen a los transformadores.

Las siguientes actividades definieron el plan de mantenimiento:

1. Pruebas fisicoquímicas a los siguientes transformadores de potencia.

- Autotransformador ATR0 230/115/13.8 KV. 50 MVA.

- Autotransformador ATR1 230/115/13.8 KV. 50 MVA.

- Transformador T1 115/34.5 KV. 10/12 MVA.

- Transformador T2 34.5/13.2 KV. 7/10 MVA.

- Transformador T3 115/34.5 KV. 10/12 MVA.

2. Pruebas eléctricas sobre 5 transformadores de potencia.

- Autotransformador ATR0 230/115/13.8 KV. 50 MVA.

- Autotransformador ATR1 230/115/13.8 KV. 50 MVA.

- Transformador T1 115/34.5 KV. 10/12 MVA.

- Transformador T2 34.5/13.2 KV. 7/10 MVA.

- Transformador T3 115/34.5 KV. 10/12 MVA.

3. Termografía de bahías y transformadores para detección de puntos calientes.

4. Reajuste de conexiones para eliminación de puntos calientes detectados.

5. Cambio de des humectadores de 3 transformadores de potencia.

- Transformador T1 115/34.5 KV. 10/12 MVA.

- Transformador T2 34.5/13.2 KV.

7/10 MVA.

- Transformador T3 115/34.5 KV. 10/12 MVA.

6. Cambio de las válvulas de sobrepresión a los siguientes transformadores.

- Transformador T1 115/34.5 KV. 10/12 MVA.

- Transformador T2 34.5/13.2 KV. 7/10 MVA.

7. Limpieza de aisladores de equipos de patio de la subestación.

8. Reajuste de conexiones de cableado de control para evitar pérdida de señales.

9. Verificación de enclavamientos de interruptores de 115 KV, para su correcta operación ante disparo de protecciones y/o cierres.

10. Cambio de aceite dieléctrico a cambiador de tomas de transformador T2, debido a que se encontró que estaba totalmen-



Imagen 16. Dario Chamorro, Jefe de operaciones y planeamiento técnico.



Imagen 17. Trabajadores centro de control y contact center.

te quemado y sin propiedades adecuadas de aislamiento

11. Cambio de un buje de 13.2 kV del transformador T2.

12. Limpieza de autotransformador de respaldo 230/115/13.8 KV. 50 MVA.

Las actividades 10 y 11, corresponden a hallazgos importantes que fueron corregidos y que, a futuro podrían haber generado desatención de la demanda por un largo período de tiempo, ya que habrían provocado daños mayores sobre el transformador.

La actividad 6, solucionó directamente el problema que presentaban las protecciones mecánicas de los transformadores 1 y 2, y que estaban ocasionando disparos por falsa alarma de los contactos de los micro-switch.

Las demás actividades obedecen a un mantenimiento predictivo y preventivo que ayuda a minimizar el riesgo de eventos a futuro. La inversión realizada por la empresa en las actividades de mantenimiento de subestación son las siguientes:

ITEM	OBJETO	VALOR
1	Servicio de mantenimiento en sitio con pruebas eléctricas a transformadores de potencia de la subestación Junín de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. ESP.	\$63,220,000.00
2	Servicio de mantenimiento en sitio con pruebas eléctricas a autotransformadores de potencia y pruebas físico-químicas a 5 transformadores de potencia de la subestación Junín.	\$61,016,000.00

Tabla N°47



Imagen 18. Trabajadores técnicos.

07

CAPÍTULO /

SISTEMA INTEGRADO
DE GESTION



La Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. se encuentra en proceso de implementación del Sistema Integrado de Gestión SIG, mediante el liderazgo de la alta gerencia y demás colaboradores a todos sus niveles para el alcance del propósito de la organización con calidad, seguridad y salud en el trabajo, generando impacto social positivo hacia sus clientes y demás partes interesadas, bajo las siguientes normas:

SISTEMA DE GESTIÓN	NORMA APLICABLE	AUTOR	BENEFICIOS
SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD	ISO 9001:2015-Sistema de Gestión de la Calidad. Resolución 025 de 2013 - Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG.	Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC	<ul style="list-style-type: none"> • Alcanzar un desempeño eficaz de los procesos en el desarrollo de la planeación estratégica. • Cumplir de las expectativas y requisitos aplicables establecidos, aumentando el nivel de satisfacción del cliente (Usuario) y demás partes interesadas. • Optimizar el uso de los recursos en el fortalecimiento de la organización previniendo riesgos estratégicos y optimizando las oportunidades de mejora.
SISTEMA DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO	Decreto 1072 de 2015-Capítulo VI-Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo SG-SST.	Ministerio de Trabajo	<ul style="list-style-type: none"> • Prevenir lesiones y enfermedades laborales, mediante la gestión del riesgo en SST- • Promover y proteger la salud de los trabajadores, generando ambientes de trabajo de desarrollo personal y profesional. • Evitar sanciones o multas derivadas del incumplimiento en material legal sobre seguridad y salud en el trabajo.
SISTEMA DE CONTROL INTERNO	Ley 142 de 1994 - Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. Título IV Otras Disposiciones-Capítulo I- Del control de gestión y resultados.	Congreso de Colombia	<ul style="list-style-type: none"> • Verificar la ejecución de las actividades a través del monitoreo de indicadores de gestión, para el alcance de los objetivos corporativos. • Promover la obtención de la información técnica, financiera y otro tipo de información no financiera para utilizarla como elemento útil para la gestión y el control. • Establecer acciones para la protección, uso y conservación de los recursos financieros, materiales, técnicos y cualquier otro recurso de propiedad de la organización.

Tabla N°48 Normas aplicables al SIG.



Imagen 19. Formación en auditores internos certificada por ICONTEC internacional.

FORMACIÓN DE AUDITORES INTERNOS

Se desarrolló la formación de treinta (30) colaboradores de la organización en todos los niveles, como auditores internos en Sistema de Gestión de la Calidad SGC NTC ISO 9001:2015, curso certificado por ICONTEC Internacional, entidad acreditada por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia ONAC.

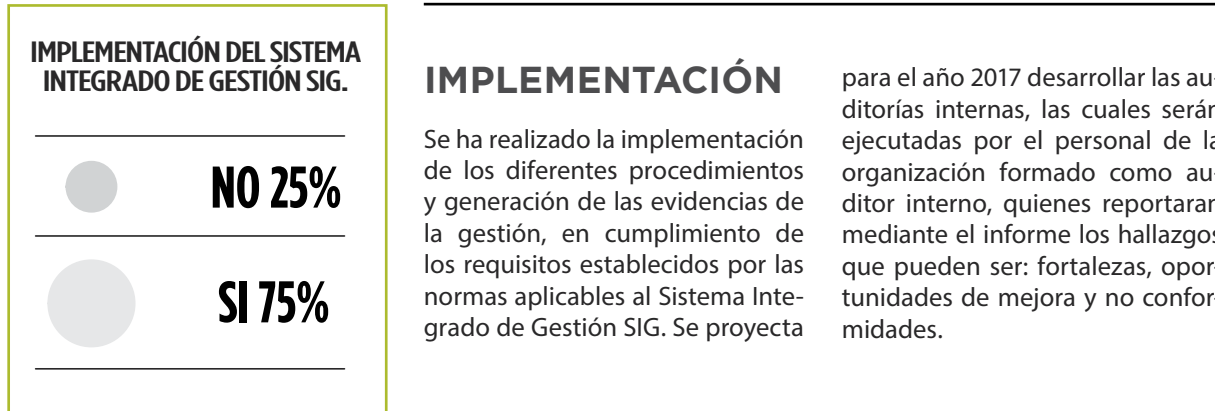
Formación ejecutada durante los días comprendidos entre el 20 y 24 de junio de 2016 en el municipio de Mocoa, con participación de líderes de procesos de las sedes Mocoa, Villagarzón, Puerto Guzmán, Orito y Piamonte. La formación como auditor interno, permitió adquirir la competencia y destreza para llevar a cabo y recopilar auditorías internas, mediante la siguiente metodología:

- Planificar y preparar una auditoría interna.
- Verificar las pruebas de las auditorías mediante observación, realización de entrevistas y toma de muestras de documentos y registros.

- Evaluación objetiva sobre la conformidad o no conformidad en el desarrollo de la auditoría.
- Generar las recomendaciones pertinentes, para la implementación eficaz de oportunidades de mejora de los procesos.
- Redactar informes de auditoría objetivos que ayuden a mejorar la eficacia del SGC.
- Proponer acciones correctivas eficaces para el cierre de las no conformidades.



Imagen 19. Grupo de trabajadores capacitados en la norma ISO 9001 2015.



IMPLEMENTACIÓN

Se ha realizado la implementación de los diferentes procedimientos y generación de las evidencias de la gestión, en cumplimiento de los requisitos establecidos por las normas aplicables al Sistema Integrado de Gestión SIG. Se proyecta

para el año 2017 desarrollar las auditorías internas, las cuales serán ejecutadas por el personal de la organización formado como auditor interno, quienes reportaran mediante el informe los hallazgos que pueden ser: fortalezas, oportunidades de mejora y no conformidades.

Gráfica N°32
Implementación del Sistema Integrado de Gestión SIG.

N°	ACTIVIDADES DE IMPLEMENTACIÓN DEL SIG	PONDERACIÓN	CUMPLIMIENTO	
			SI	NO
1.	PLATAFORMA ESTRATÉGICA			
1.1.	Políticas del SIG	2%	2%	
1.2.	Misión	2%	2%	
1.3.	Visión	2%	2%	
1.4.	Objetivos corporativos	2%	2%	
1.5.	Mapa de procesos	2%	2%	
1.6.	Caracterización de procesos	5%	5%	
2.	DOCUMENTACIÓN			
2.1.	Procesos estratégicos	20%	20%	
2.2.	Procesos misionales	20%	20%	
2.3.	Procesos de apoyo	20%	20%	
3.	REVISIÓN Y SEGUIMIENTO			
3.1.	Indicadores de gestión para medición de objetivos	4%		4%
3.2.	Auditorías de primera parte (Internas)	5%		5%
3.3.	Planes de acción (Implementados por los auditados)	4%		4%
3.4.	Auditoría de tercera parte (Certificación)	8%		8%
3.5.	Planes de acción (Implementados por los auditados)	4%		4%
TOTAL		100%	75%	25%

Tabla N°49

Posteriormente los líderes de procesos diseñarán e implementarán los planes de acción para el cierre de los hallazgos reportados. Finalmente la empresa será evaluada por el auditor externo para el alcance de la Certificación en Sistema de Gestión de la Calidad, bajo la norma ISO 9001:2015.

TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN Y LAS TELECOMUNICACIONES TICS

La E.E.P S.A. E.S.P. dentro del plan estratégico 2015–2019, tiene como estrategia en el área de la TICs; “Desarrollar los Sistemas de Información y Telecomunicaciones para el mejoramiento de procesos operativos y administrativos de la Empresa”, de acuerdo a esta premisa, el área de las TICs viene trabajando y cumpliendo con las metas proyectadas establecidas en los objetivos.

En el 2016 se gestionó en tres áreas principales (Software, hardware y comunicaciones), descritas a continuación:

SOFTWARE

Se contrató la adquisición del software de Gestión Documental ORFEO; teniendo en cuenta que la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. quiere aplicar las políticas de cero papel bajo las directivas de la normatividad vigente, además de realizar el seguimiento de registro de las transacciones de los tramites y procesos, disminuyendo el consumo del papel, y dejando registrada la trazabilidad electrónica con las entidades y suscriptores; iniciando con la primera fase “Control Documento Físico Entrada y Salida”, en el mes de noviembre.

INFORME TICs - SOFTWARE					
GESTIÓN	CAN.	DETALLE	ACTIVIDAD	ÁREA	SEDE
SOFTWARE	1	Implementación Software de Gestión Documental ORFEO.	Se inicia en noviembre con la Fase I de la Implementación del Software de Gestión Documental ORFEO, “Control Documento Físico Entrada y salida”.	Todas las áreas	Mocoa

Tabla N°50



Imagen 20. Ingenieros de la oficina de sistemas.

HARDWARE

En componentes de hardware, se realizó la reposición de equipos de escritorio en las diferentes sedes (Mocoa 2, Villagarzón 1, Puerto Guzmán 1, Orito 1 y Piamonte 1), dotándolas de computadoras de última tecnología, con características ideales para trabajar bajo Sistemas Operativos SERVER 2008 o 2012 y un (1) portátil para las actividades varias como: presentaciones, capacitaciones, etc. En cuanto a equipos de impresión y escaneo, se adquirieron cinco (5) impresoras, una (1)

de gama media para la sede Orito y cuatro (4) de gama baja – media, en las sedes de Mocoa, Puerto Guzmán y Piamonte; en el área de facturación se contrató el servicio de otra impresora RICOH de alto rendimiento, para la tarea concerniente a la impresión mensual de facturas. En cuanto a dispositivos de escaneo, se adquirieron tres (3) escáneres para las sedes de Mocoa, Guzmán y Piamonte.

Por otra parte, pensando en la seguridad de la información, se adquirió un servidor NAS de alta capacidad

en almacenamiento 12 TB (máxima capacidad 120 TB) y rendimiento en procesamiento; estos dispositivos trabajan en red y almacenan toda la información procesada en las sedes de Mocoa, Villagarzón y Puerto Guzmán, en las sedes de Orito y Piamonte se implementó una Unidad NAS de baja capacidad, que almacenan la información localmente, para luego traerla y almacenarla en el servidor NAS principal.

INFORME TICs - HARDWARE					
GESTIÓN	CAN.	DETALLE.	ACTIVIDAD	ÁREA.	SEDE
HARDWARE	3	Escáneres	Se adquirieron tres (3) escáneres en las sedes administrativas de Puerto Guzmán, Piamonte y Mocoa.	Comercial y administrativa	Puerto Guzmán, Piamonte y Mocoa
	5	PC corporativos	Adquisición de cinco (5) PC corporativos.	Comercial, administrativa y financiera	Orito, Puerto Guzmán, Piamonte y Mocoa
	1	Unidad NAS de respaldo 2 TB	Adquisición de una Unidad NAS para respaldar la información en la sede Orito.	Comercial, administrativa y técnica	Orito

	1	Servidor NAS de respaldo 12 TB	Adquisición de un servidor NAS de respaldo con Windows storage 2102, para respaldar toda la información de las sedes.	Sistemas	Mocoa
	1	Impresora de alto rendimiento	Se adquirió una nueva impresora de alto rendimiento, para las actividades de impresión de facturas mensual.	Facturación	Mocoa
	5	Impresoras	Se adquirieron cuatro (4) impresoras para reposición y actualización en las diferentes sedes.	Administrativa, comercial y técnica	Orito, Puerto Guzmán, Piamonte y Mocoa
	1	Video Beam	Adquisición de un (1) Video Beam de alta definición para las actividades de capacitaciones y presentaciones.	Sistemas	Mocoa

Tabla N° 51

COMUNICACIONES

La E.E.P. S.A. E.S.P. ha aumentado los dispositivos de conexión que se conectan a través de internet, creándose la necesidad de aumentar el ancho de banda del canal dedicado de 10 MB a 50 MB, esto debido a la implementación del sistema de macro medición en la localidad de Orito, que por medio de radio enlaces lee los medidores instalados en tiempo real y envía las lecturas a la sede central por medio de tecnología VPN; para la sede Orito se ha dispuesto un canal dedicado de 10 MB; en la sede Piamonte un canal de 10 MB y en la sede Mocoa un canal de 30 MB, con esta ampliación se garantiza la conectividad con las sedes de forma ágil y oportuna.

En cuanto al monitoreo de video vigilancia, se implementó en las sedes de Orito, Puerto Guzmán y Villagarzón, sedes que no contaban con el servicio, garantizando el monitoreo y grabación continua en los dispositivos DVR instalados en cada sede. Por otra parte en el centro de comunicaciones secundario, se instaló un SWITCH capa 2 de 28 puertos administrable, con el fin de ampliar la red distribuyendo las diferentes VLANs en los puertos previamente asignados y configurados.

INFORME TICs - COMUNICACIONES					
GESTIÓN	CAN.	DETALLE	ACTIVIDAD	ÁREA	SEDE
COMUNICACIONES	1	Ampliación del canal dedicado, servicio de internet	Se amplió el canal dedicado de 10 MB a 50 MB, distribuidos así: 30 MB para la sede principal Mocoa, 10 MB sede Orito, 10 MB sede Piamonte.	Sistemas	Mocoa, Orito y Piamonte
	1	DVR	Adquisición de un (1) DVR híbrido (Digital/Análogo), para la sede central Mocoa.	Sistemas	Mocoa
	1	Switch cisco capa 2	Se adquirió un Dispositivo de comunicación Switch capa 2, para la ampliación de la red de datos en la sede central.	Sistemas	Mocoa
	3	Sistema de video vigilancia	Adquisición de tres (3) sistemas de video vigilancia, para el monitoreo en las sedes.	Administrativa, comercial y técnica.	Villa Garzón, Puerto Guzmán y Orito

Tabla N° 52

PROGRAMA DE SISTEMA DE GESTIÓN DE LA SEGURIDAD Y SALUD EN TRABAJO SG-SST

INTRODUCCIÓN

La seguridad y salud en el trabajo actualmente representa una de las herramientas de gestión más importantes para mejorar la calidad de vida laboral en la Empresa Energía del Putumayo S.A. E.S.P. y con ella su competitividad. Esto es posible siempre y cuando la empresa promueva y estimule en todo momento la creación de una cultura en seguridad y salud ocupacional que debe estar sincronizada con los planes de calidad, mejoramiento de los procesos y puestos de trabajo, productividad, desarrollo del talento humano y la reducción de los costos operacionales.



Imagen 21. Capacitación en primeros auxilios.

Es por ello que Empresa Energía Del Putumayo S.A. E.S.P. en el desarrollo el Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el trabajo SG-SST, con el fin de mejorar la calidad de vida laboral, lograr una reducción de los costos generados por los accidentes y las enfermedades laborales, mejorar la calidad de los servicios y ante todo generar ambientes sanos para los que allí trabajan. El interés es suministrar los recursos necesarios para responder a las demandas de la población trabajadora respecto a su salud y el medio ambiente laboral, así como para dar cumplimiento a la normatividad vigente. El Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el trabajo SG-SST



Imagen 22. Prevención de riesgo osteomuscular.

está orientado a lograr una adecuada administración de riesgos que permita mantener el control permanente de los mismos en los diferentes oficios y que contribuya al bienestar físico, mental y social del trabajador y al funcionamiento de los recursos e instalaciones.

El Programa de Gestión en Seguridad y Salud en el Trabajo, parte de la gerencia y su desarrollo efectivo se alcanzará en la medida que ésta logre una concepción clara de la importancia del mismo en todos los niveles de la organización y el mejoramiento de la productividad.

La Empresa Energía Del Putumayo S.A. E.S.P. planifica y desarrolla actividades orientadas a garantizar la seguridad y salud en trabajo. En este sentido, nuestra actuación va más allá del cumplimiento de

las obligaciones legales y otros requisitos que voluntariamente adoptemos, impulsando la mejora continua en las condiciones de trabajo y en la gestión de la seguridad y la salud, involucrando a los proveedores, empresas colaboradoras, clientes y otros grupos de interés, con el objetivo de eliminar los accidentes y los daños a la salud.

PLANIFICACIÓN

- Garantizar que la seguridad y la salud son una responsabilidad no delegable, que a través de un compromiso visible es liderada por la alta dirección y asumida de forma proactiva e integrada por toda la organización, así como por nuestros proveedores y a nuestros clientes.

Imagen 23. Capacitación en manejo defensivo.



Imagen 24. Capacitación en prevención de artefactos explosivos.

- Establecer la seguridad y la salud como una responsabilidad individual que condiciona el empleo de los trabajadores de Empresa Energía del Putumayo S.A. E.S.P.
 - Velar por que cualquier situación potencial de riesgo que pudiera afectar a los trabajadores, clientes, público y a la seguridad de las instalaciones sea notificada, evaluada y gestionada de un modo apropiado.
 - Establecer el aprendizaje como motor del cambio hacia la cultura de la seguridad, mediante la formación continua, el análisis de accidentes e incidentes y la
- difusión de las lecciones aprendidas.
 - Integrar criterios de seguridad y salud exigentes en los procesos de negocio, en los nuevos proyectos, actividades, instalaciones, productos y servicios, así como en la selección y evaluación de proveedores y clientes, cuyo incumplimiento condicione el inicio o la continuidad de la actividad.
 - Proporcionar los recursos y medios necesarios que posibiliten el cumplimiento de los estándares de seguridad establecidos en cada momento.



Imagen 25. Seminario actualización en RETIE.

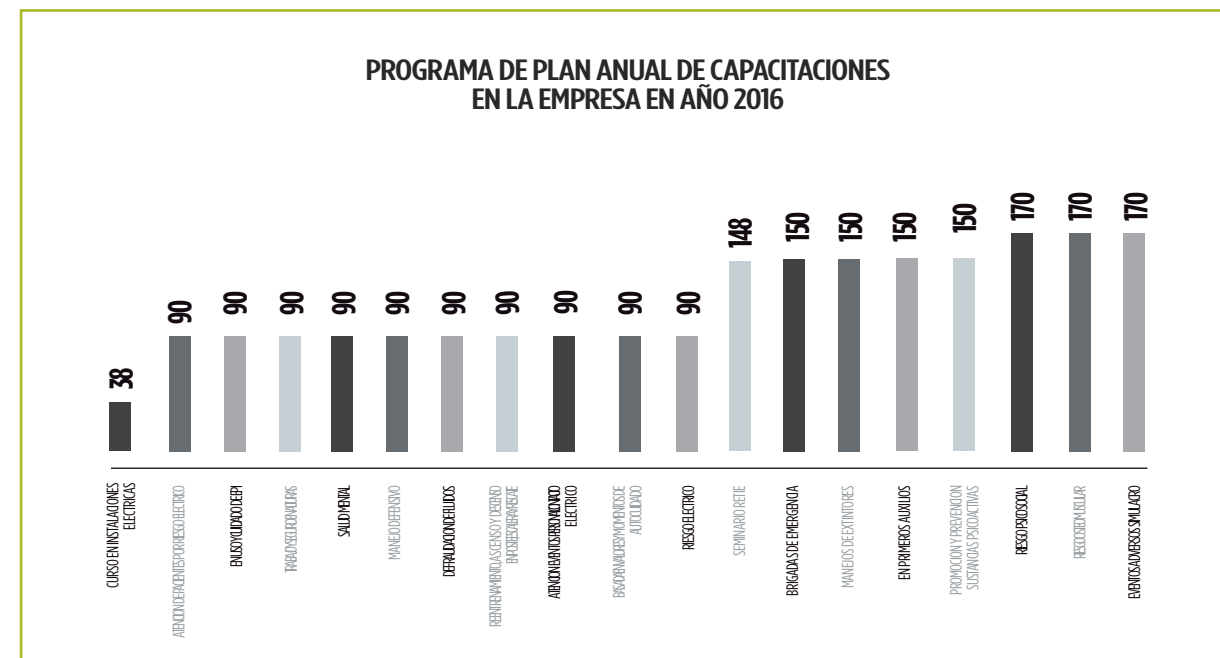
OBJETIVO GENERAL

Implementar el Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo con los requisitos legales para la gestión y administración del sistema de gestión en salud y seguridad en el trabajo, de tal manera que permita controlar los peligros y riesgos presentes en la empresa, promover la mejora continua, prevenir condiciones de peligros que puedan afectar el bienestar de los trabajadores y afectar la productividad. Todo ello enmarcado bajo los lineamientos de la Normativa

Legal Vigente, enfocado hacia la prevención de posibles pérdidas, así como la preservación del ambiente.

El Plan Anual de Capacitaciones se diseñó con el objetivo de que el personal de los diferentes procesos y procedimientos de la compañía, cumplan de manera satisfactoria con la misión y visión empresarial.

Es importante manifestar que el plan de capacitaciones se ejecutó de manera satisfactoria como se puede observar en el siguiente gráfico.



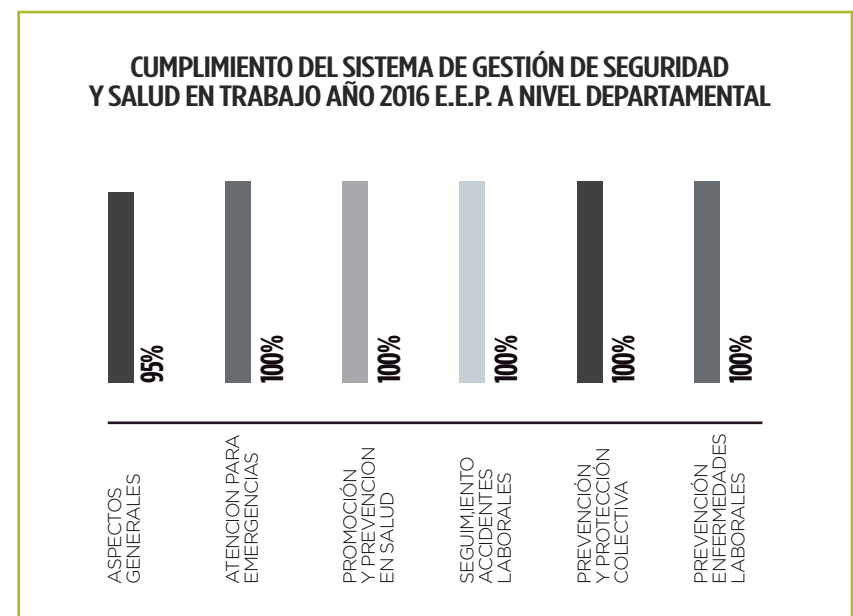
Gráfica N°33. Gráfica de cumplimiento y resultados de la auditoría y criterios de evaluación de la secretaria departamental y municipal en cumplimiento de implementación del sistema de gestión de seguridad y salud en trabajo.



Imagen 26. Reentrenamiento en ascensos y descensos

De acuerdo al plan anual de capacitaciones programadas en el año 2016, y a la actividad de riesgo IV que se encuentra clasificada la empresa, es necesario cumplir con el plan anual de capacitaciones del personal de la sede y subse de la Empresa Energía Del Putumayo S.A. E.S.P. en el curso de instalaciones eléctricas se certificaron 38 personas en la sede de Mocoa. En capacitación de atención de pacientes por riesgo eléctrico 90 personas, uso cuidado de EPI 90, trabajo seguro en alturas 90, salud mental manejo defensivo 90, atención de eventos 90, defraudación de fluidos 90, basado de valores y auto cuidado 90, riesgo eléctrico 90, se capacitó los linieros técni-

cos operativos y comerciales cumpliendo con las capacitaciones, se mira reflejado el compromiso de los trabajadores y las directivas, en capacitación de seminario RETIE se capacitaron 148 personas dando cumplimiento al reglamento técnico electricista, capacitación de brigada de emergencia, primeros auxilios, promoción y prevención de la salud, riesgo psicosocial, riesgo osteomuscular, eventos adversos, simulacros donde asistieron 150 personas; es satisfactorio dar cumplimiento al proceso de capacitaciones y entrenamientos de la compañía para minimizar los riesgos laborales.

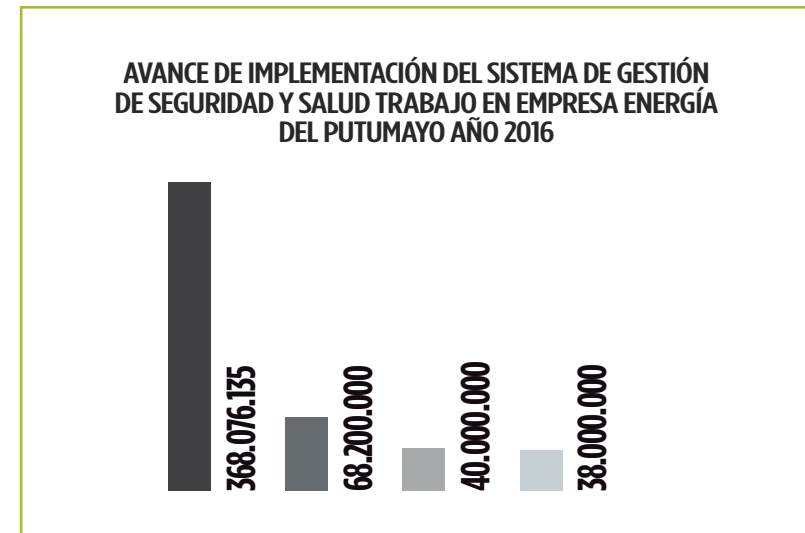


Gráfica N°34. Resultados de la auditoría y criterios de evaluación de la secretaria departamental y municipal en cumplimiento de implementación del sistema de gestión de seguridad y salud en trabajo.



Imagen 27. Capacitación trabajo seguro en alturas.

La ejecución del plan de anual de capacitaciones, dotaciones del personal operativo con elementos de seguridad industrial, ejecución del programa de medicina preventiva y la dotación de elementos de primeros auxilios. Permitieron cumplir con las exigencias del decreto 1072 del 2015 para el cual la empresa necesitó una inversión de \$514.276.135 millones de pesos.



Gráfica N°35. Avance de implementación del sistema de gestión de seguridad y salud trabajo en la Empresa Energía Del Putumayo S.A. E.S.P. durante el año 2016.



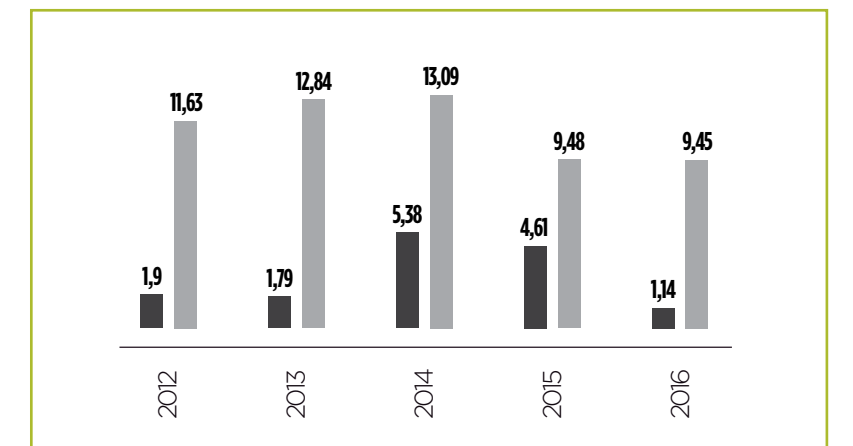
Gráfica N°36. Relación de accidentalidad laboral del año 2012 - 2016.



Imagen 28. Linieros, técnicos e ingenieros capacitados en RETIE.

Las estrategias y políticas implementadas por la compañía han permitido reducir las cifras de accidentalidad garantizan y protegiendo los bienes y la vida de los trabajadores.

Para el año 2016 una de las prioridades fue disminuir el índice de accidentalidad con relación a las cifras anteriores, como se observa la siguiente gráfica.



Gráfica N°37. Tasa de accidentalidad vs. tasa del sector eléctrico.

En el anterior gráfico se puede observar el índice de accidentalidad del indicador nacional del sector eléctrico que registra 9.45 versus el de la empresa que es de 1.14 accidentes laborales en año.

Las cifras demuestran que las políticas programadas y proyectadas trazados para minimizar el riesgo laboral son efectivos.

08

CAPÍTULO /

**RESPONSABILIDAD
SOCIAL
EMPRESARIAL**



Imagen 29. Apoyo a Club de atletismo Heliconias.

La Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P, en su constante empeño por contribuir al mejoramiento social, económico y ambiental como parte de su plan de responsabilidad social empresarial ha implementado diferentes proyectos en beneficio de la comunidad, tanto en el área urbana como en las zonas rurales; Esta empresa ha valorado cada una de las necesidades de la población en los diferentes municipios donde se tiene cobertura, en busca del beneficio general de toda la sociedad.



Imagen 30. Apoyo al carnaval de Mocoa.

La Responsabilidad Social ejercida por la E.E.P. S.A. E.S.P, comprende la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica, orientado a contribuir con el progreso, el desarrollo y la inversión en el departamento, además de resaltar la

calidad humana y profesional del personal vinculado a la empresa.

Como uno de sus compromisos importantes, la empresa ha impulsado el fortalecimiento de las relaciones con las comunidades y la priorización frente a sus diferentes peticiones, quejas y/o reclamos, lo que se considera como base para mejorar en los aspectos que deban ser objeto de valoración. Esta constante interacción con la sociedad permite un ambiente de armonía, de transparencia, de responsabilidad y de respeto en la búsqueda de soluciones y respuestas oportunas a sus solicitudes, ligadas directamente a la misión y visión propias de la E.E.P. S.A. E.S.P.

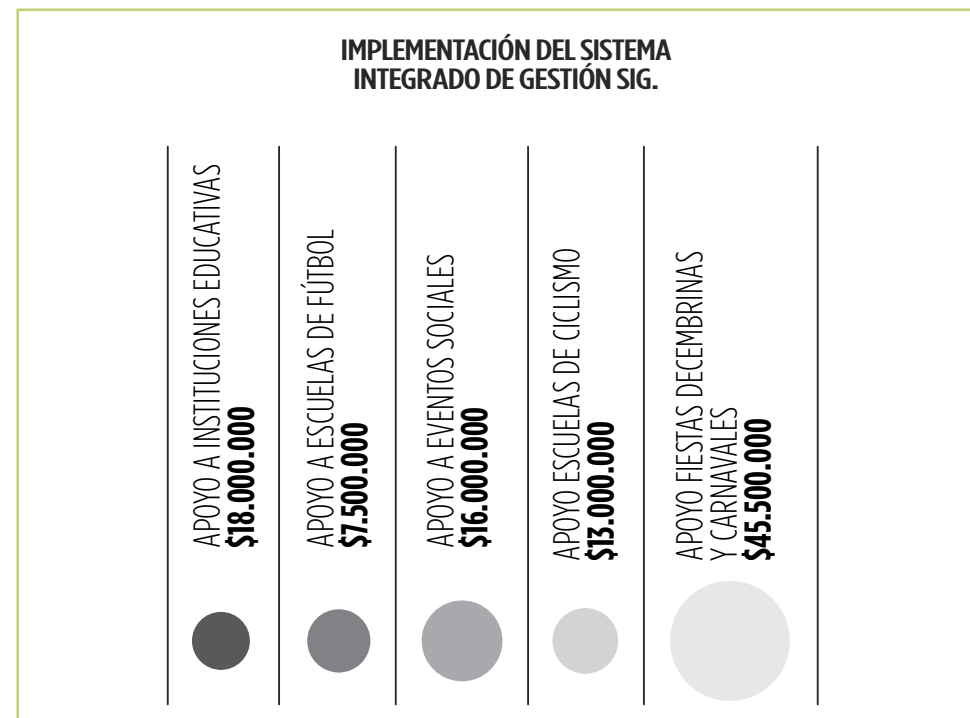
La Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P, en su constante gestión por la consecución de un equilibrio armónico entre las dimensiones económica, social y ambiental en las diferentes zonas de influencia, ha tomado como líneas principales de intervención, la Educación, el Emprendimiento, El Deporte, la Salud, la seguridad y el medio ambiente, por esta razón, ha sido promotora y patrocinadora de los diferentes eventos culturales, deportivos e institucionales realizados en los municipios donde se tiene cobertura, siendo esto de reconocimiento general por parte de la comunidad que ha destacado a la Empresa como una aliada de la población que brinda oportunidades para contribuir a una mejor sociedad.



Imagen 31. Entrega de kits escolares.

RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL	
APOYO INSTITUCIONES EDUCATIVAS	\$18.000.000
APOYO ESCUELAS DE FÚTBOL	\$7.500.000
APOYO EVENTOS SOCIALES	\$16.000.000
APOYO FIESTAS DECEMBRINAS Y CARNAVALES	\$45.500.000
APOYO ESCUELAS DE CICLISMO	\$13.000.000
TOTAL	\$100.000.000

Tabla N° 53



Gráfica N°38



Imagen 32. Equipo Putumayo Fútbol Club.

Imagen 33. Programación navideña, día de las velitas.



09

CAPÍTULO /

INFORME DE GESTIÓN
OFICINA JURÍDICA

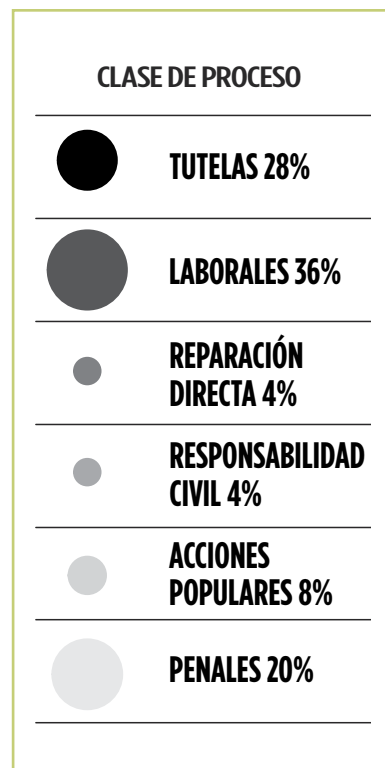


INTRODUCCIÓN

El presente informe de gestión se ha elaborado con el fin de dar a conocer públicamente las actividades más importantes realizadas por parte de la oficina jurídica de la Empresa de Energía de Putumayo S.A. E.S.P. durante el año 2016. La oficina jurídica es conocedora de la importancia de su participación transversal en las diferentes áreas de la empresa, por lo que ha sido conformada por profesiona-

les de alto nivel comprometidos con sus funciones y objetivos.

En este informe se abordan de manera individual algunos aspectos de la gestión de acuerdo con el manual de funciones del área bajo el marco de sus competencias, todas ellas vitales para garantizar la seguridad jurídica de las actuaciones de la empresa.



Gráfica N°39.

PROCESOS JUDICIALES

La Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. fue parte de 25 procesos judiciales durante el año 2016, respecto de los cuales se adelantaron las acciones jurídicas necesarias para defender los intereses de la misma:

1. **Procesos de Responsabilidad Civil:** 1
2. **Tutelas:** 7
3. **Acciones Populares:** 2
4. **Procesos de reparación directa:** 1
5. **Procesos laborales:** 9
6. **Procesos penales:** 5

De lo anterior se puede establecer que:

- El 36% de los procesos en los que participó la empresa son procesos laborales.
- El 28% de los procesos en los que participó la empresa son tutelas.
- El 20% de los procesos en los que participó la empresa son procesos penales.
- El 8% de los procesos en los que participó la empresa son acciones populares.
- El 4% de los procesos en los que participó la empresa son acciones de reparación directa.
- El 4% de los procesos en los que participó la empresa son acciones de responsabilidad civil.



Gráfica N°40.

ESTADO DE LOS PROCESOS EN LOS QUE PARTICIPÓ LA EMPRESA:

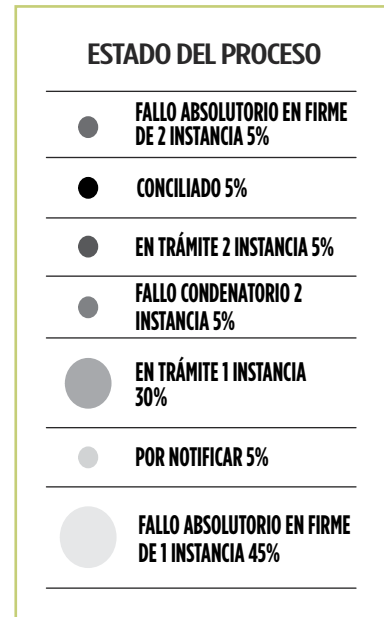
- 20 fueron adelantados en contra de la empresa: Procesos laborales, tutelas, acciones populares, acciones de reparación directa y acciones de responsabilidad civil.

- 5 fueron adelantados por la empresa: Denuncias penales. De lo anterior se puede establecer que:
 - El 80% de los procesos en los que participó la empresa fueron adelantados en contra de ella.
 - El 20% de los procesos en los que participó la empresa fueron adelantados por ella.

ESTADO DE LOS PROCESOS ADELANTADOS EN CONTRA DE LA EMPRESA:

1. **Procesos de responsabilidad civil:** 1 Proceso conciliado.
2. **Tutelas:** 7 Tutelas:
 - 5 tutelas con fallo en firme de primera instancia a favor de la empresa.
 - 1 Tutela con fallo en firme en segunda instancia a favor de la empresa.
 - 1 Tutela con fallo absolutorio en primera instancia y en trámite de segunda instancia.

1. **Acciones populares:** 2 en trámite primera instancia.
2. **Procesos de reparación directa:** 1 en trámite primera instancia.
3. **Procesos laborales:** 9 procesos:
 - 4 Procesos con fallo absolutorio de primera instancia.
 - 1 Proceso con fallo condenatorio de segunda instancia.
 - 3 Procesos en trámite primera instancia.
 - 1 Proceso por notificar.



Gráfica N°41.

Según la *gráfica 41* es posible establecer que:

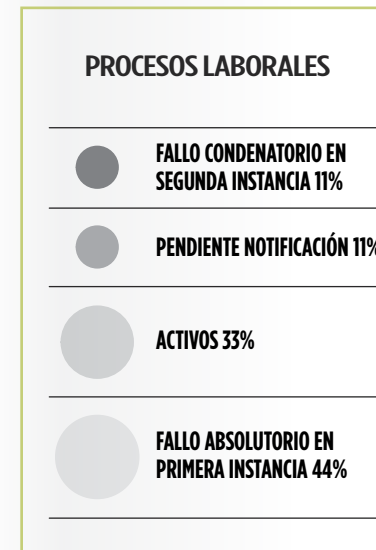
- El 45% de los procesos adelantados en contra de la empresa han sido resueltos a favor de ella en primera instancia.
- El 30% de los procesos adelantados en contra de la empresa se encuentran en trámite en primera instancia.
- El 5% de los procesos adelantados en contra de la empresa se encuentran en trámite en segunda instancia.
- El 5% de los procesos adelantados en contra de la empresa han sido resueltos a favor de ella en segunda instancia.
- El 5% de los procesos adelantados en contra de la empresa han sido conciliados.
- El 5% de los procesos adelantados en contra de la empresa están en proceso de notificación.
- El 5% de los procesos adelantados en contra de la empresa han sido resueltos en contra de ella en segunda instancia.

PROCESOS DE RESPONSABILIDAD CIVIL

En el mes de enero de 2016 fue notificada la demanda de responsabilidad civil No. 2015 - 00547 - 00, por medio de la cual Luis Felipe García Lasso y otros, demandaban a la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. con el fin de obtener la reparación de los perjuicios causados con la muerte del señor Luis Guillermo García Ceballos. Las pretensiones de la demanda ascendían a la suma de setecientos setenta y tres millones doscientos veinte mil pesos (\$773'220.000 COP), después de una negociación de 8 meses adelantada por la empresa con la parte demandante y con la aseguradora llamada en garantía las partes decidieron con-

ciliar la suma de DOSCIENTOS MILLONES DE PESOS (\$200'000.000) pagaderos a la parte demandante de la siguiente manera: CIENTO CUARENTA MILLONES DE PESOS (\$140'000.000) por parte de la aseguradora a los demandantes y SESENTA MILLONES DE PESOS (\$60'000.000) por parte de la empresa al apoderado de la parte demandante.

De lo anterior es importante resaltar que gracias a la gestión de la oficina jurídica de la empresa la condena se redujo en un 74.13%, generando así para la Empresa una ganancia de \$573'220.000.



Gráfica N°42.

PROCESOS LABORALES

La empresa fue parte de 9 procesos laborales:

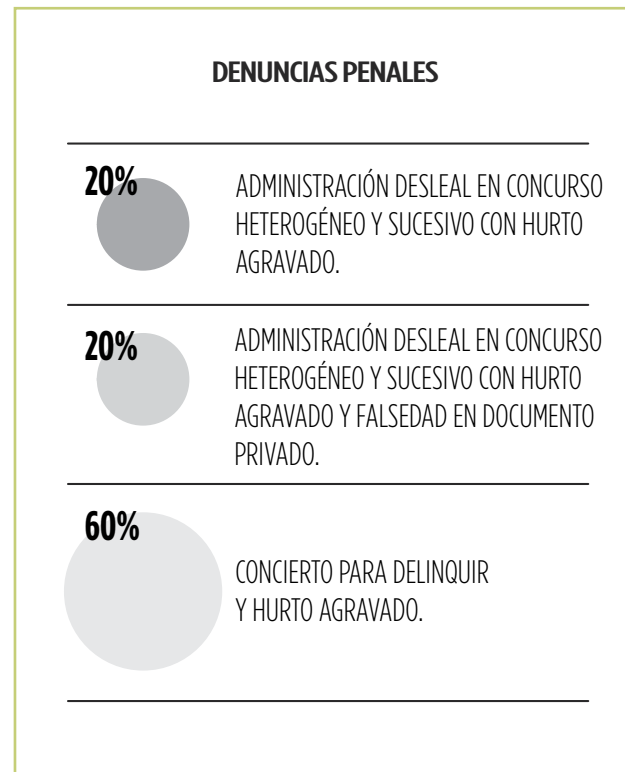
De lo anterior podemos determinar que:

- El 44% de los procesos laborales adelantados en contra de la empresa cuentan con fallo absolutorio de primera instancia. Las pretensiones dentro de estos procesos equivalían a \$917.740.000, suma que ya no deberá ser pagada por la empresa.
- El 33% de los procesos laborales adelantados en contra de la empresa se encuentran activos. Las

pretensiones ascienden a un valor de \$1.600'966.716.

- El 11% de los procesos laborales adelantados en contra de la empresa aún no han sido notificados. Al ser un proceso de única instancia las pretensiones deben ser inferiores a 10 S.M.L.M.V.
- El 11% de los procesos laborales adelantados en contra de la empresa cuentan con fallo condenatorio de segunda instancia, sin embargo, la condena fue irrisoria por un valor de \$1'387.835.

ESTADO DE LOS PROCESOS ADELANTADOS POR LA EMPRESA:



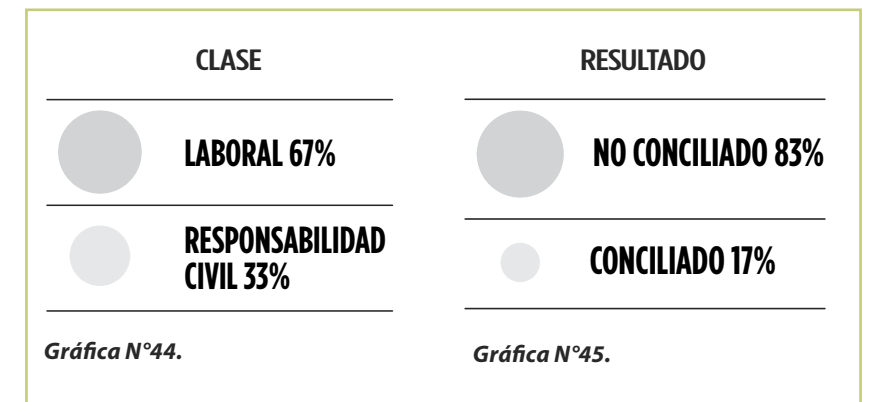
Gráfica N°43.

DENUNCIAS PENALES

- Se realizaron 5 denuncias penales: En este punto podemos observar que:
 - El 60% de las denuncias adelantadas por la empresa han sido por los delitos de concierto para delinquir y hurto agravado.
 - El 20% de las denuncias adelantadas por la empresa han sido por los delitos de administración desleal en concurso heterogéneo y sucesivo con hurto agravado y falsedad en documento privado.
 - El 20% de las denuncias adelantadas por la empresa han sido por los delitos de administración desleal en concurso heterogéneo y sucesivo con hurto agravado.

CONCILIACIONES EXTRA JUDICIALES

Se representó jurídicamente en 6 conciliaciones de orden extrajudicial a la empresa.



De lo anterior podemos deducir que:

- El 67% de las citaciones a conciliación han sido por asuntos laborales.
- El 33% de las citaciones a conciliación han sido por asuntos de responsabilidad civil.

De acuerdo a lo anterior:

- El 17% de las audiencias de conciliación han terminado en acuerdo.
- El 83% de las audiencias de conciliación se han declarado fallidas.



Imagen 34. Oficina Jurídica.

PROCESOS ADMINISTRATIVOS

1. Proceso coactivo por pago de cargo por uso adelantado por la Gobernación del Putumayo.

La empresa adelantó un análisis sobre la legalidad del acuerdo conciliatorio suscrito el 30 de diciembre de 2011, en el cual la Gobernación de Putumayo y la Empresa Energía Del Putumayo S.A. E.S.P. acordaron el pago de unos valores por concepto de cargos por uso. Si bien se analizó la procedencia de cobrar cargos por uso por concepto de la propiedad de los activos eléctricos aportados por la gobernación para la prestación del servicio, se observó que el mecanismo utilizado para la consecución de las voluntades viola la Ley 640 de 2001, en tanto se suscribió ante una autoridad no competente para el efecto.

Durante la realización del análisis en el cual se contempló la interposición de las acciones judiciales, se convocó a la gobernación para reformular las voluntades mediante el documento idóneo, debido a las responsabilidades directivas. Igualmente, se solicitaron copias de los anexos y soportes del citado acuerdo conciliatorio.

Posteriormente, el día 21 de noviembre de 2016 se notificó por aviso la Resolución No. 409 del 24 de octubre de 2016, por medio de la cual se declara el incumplimiento del acuerdo conciliatorio del 30 de diciembre de 2011 y se inicia el proceso de cobro coactivo.

El 30 de noviembre de 2016 se interpuso recurso de reposición, demostrando las razones por las cuales es improcedente el cobro coactivo adelantado por la administración departamental.

2. Proceso coactivo por cobro de dividendos adelantado por la gobernación del Putumayo.

El día 21 de noviembre de 2016 se notificó por aviso la resolución No. 411 del 27 de octubre de 2016 por medio de la cual se realiza el cobro coactivo de los dividendos de las vigencias 2012, 2013, 2014 y 2015. El día 31 de enero de 2017 se notificó la resolución No. 0004 del 30 de enero de 2017 por medio de la cual "Se acepta una facilidad de pago".

3. Proceso de incumplimiento adelantado por la Alcaldía Municipal de Mocoa.

Durante el año la Empresa Energía Del Putumayo S.A. E.S.P. realizó mesas de trabajo con la alcaldía, pero lamentablemente por diferencias de concepto principalmente sobre el alcance de una actualización de un contrato estatal referente al objeto contractual, no se llegó a un acuerdo.

Posteriormente, el día 10 de noviembre de 2016, la alcaldía inició un proceso para declarar el incumplimiento del convenio vigente argumentando: i) Falta de atención a derechos de petición presentados por la entidad territorial; ii) Falta de remisión de una información relativa al servicio de AP; y, iii) Falta de ejecución de proyectos de modernización de las luminarias.

Frente a lo cual cabe resaltar que todos los derechos de petición presentados por la alcaldía Municipal en su integridad fueron atendidos sin recibir contradicción o solicitud de complementación. Por otra parte, se debe tener en cuenta que la empresa ha cumplido a cabalidad las obligaciones contenidas en el convenio de 01 de septiembre de 1999.

El día 18 de noviembre de 2016 se llevó a cabo audiencia pública para debatir y decidir sobre el posible incumplimiento de las obligaciones a cargo del contratista estipuladas en el convenio interadministrativo del 01 de septiembre de 1999, celebrado entre el municipio de Mocoa y la Empresa Energía Del Putumayo S.A. E.S.P.

El 16 de diciembre de 2016 en audiencia pública, la alcaldía municipal de Mocoa decidió declarar terminado unilateralmente el convenio 01 de septiembre de 1999 por medio de la Resolución No. 00538.

El 30 de diciembre de 2016 se presentó un recurso de reposición en contra de la Resolución No. 00538. El día viernes 27 de enero de 2017 se llevó a cabo una reunión extraordinaria de la junta directiva, donde se invitó al señor alcalde municipal con el fin de definir posibles soluciones al conflicto.

Hasta la fecha la alcaldía municipal no se ha pronunciado sobre el recurso de reposición interpuesto por la empresa en contra de la Resolución No. 00538.

**ASESORÍA
JURÍDICA
ALUMBRADO
PÚBLICO**

La empresa atiende el servicio de alumbrado público en sus tres actividades fundamentales: Suministro de energía eléctrica, administración, operación y mantenimiento y facturación y recaudo conjunto. La oficina jurídica adelantó la supervisión de los convenios vigentes y del cumplimiento de los requisitos legales de su prestación de la siguiente manera:



Imagen 35. Sara Guerrero, jefe de oficina Jurídica.

1. **Mocoa:** Se revisó el convenio celebrado entre municipio de Mocoa y la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. el 01 de septiembre de 1999, análisis que arrojó como resultado que el convenio debía ser ajustado a la regulación expedida con posterioridad a la fecha de suscripción del convenio. Por lo anterior, se adelantó la convocatoria a la alcaldía para acordar una actualización al convenio vigente proponiendo varios documentos que contenían el otro si con los ajustes.
2. **Orito:** La revisión del estado de prestación del servicio de AP arrojó como resultado la necesidad de formalizar el servicio, por lo que se convocó a la alcaldía municipal y al concejo municipal a adelantar la iniciativa de normalizar el impuesto,

actividades que involucran el servicio y definir unos objetivos de expansión y modernización de la infraestructura.

3. **Piamonte:** Se identificó la necesidad de formalizar el servicio para lo cual la gerencia hizo presencia en la alcaldía municipal con el fin de definir el cronograma de trabajo. Igualmente se participó en el proyecto de expansión de la infraestructura de AP realizando aportes tanto dinerarios como en especie, brindando asesoría técnica al personal de la alcaldía.
4. **Puerto Guzmán:** Para el caso de este municipio, se cuenta con un contrato de prestación del servicio de AP que debe ser ajustado a la regulación expedida con posterioridad a la fecha de suscripción del convenio. Por lo anterior, se adelantó la convocatoria a la alcaldía para acordar una actualización al convenio vigente proponiendo varios documentos que contenían el otro si con los ajustes.
5. **Villagarzón:** La revisión del estado de prestación del servicio de AP arrojó como resultado la necesidad de formalizar el servicio, por lo que se convocó a la alcaldía municipal para adelantar la iniciativa de normalizar las actividades que involucran el servicio y definir unos objetivos de expansión y modernización de la infraestructura.

CONCLUSIONES:

La Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. durante el año 2016 fue parte de 25 procesos judiciales, de los cuales 20 fueron adelantados en su contra y 5 fueron adelantados por ella. Los procesos adelantados en contra de la empresa fueron de diversas clases, encontrando así: 1 proceso de responsabilidad civil extracontractual, 7 tutelas, 2 acciones populares, 1 acción de reparación directa y 9 procesos laborales. En este momento la empresa gracias a su gestión jurídica logró que todos los procesos fallados en primera instancia fueran resueltos a su favor y que solamente exista una condena en segunda instancia por un valor de UN MILLÓN TRESCIENTOS OCHENTA Y SIETE MIL OCHOCIENTOS TREINTA Y CINCO PESOS (\$1'387.835), a pesar de que las pretensiones superaban los \$100.000.000.

Ahora bien, debe resaltarse que en la demanda de responsabilidad civil extracontractual adelantada en contra de la empresa solicitando la reparación de los perjuicios causados por la muerte del señor LUIS GUILLERMO GARCÍA CEBALLOS, y cuyas pretensiones ascendían a la suma de SETECIENTOS SETENTA Y TRES MILLONES

DOSCIENTOS VEINTE MIL PESOS (\$773'220.000 COP), se logró realizar una conciliación por el valor de DOSCIENTOS MILLONES DE PESOS (\$200'000.000), de los cuales la empresa solamente tuvo que pagar SESENTA MILLONES DE PESOS (\$60'000.000) pues CIENTO CUARENTA MILLONES DE PESOS (\$140'000.000) fueron asumidos por la aseguradora llamada en garantía.

Con esto se puede asegurar que la empresa ha evitado condenas por una suma equivalente a MIL QUINIENTOS OCHENTA Y NUEVE MILLONES QUINIENTOS SETENTA Y DOS MIL CIENTO SESENTA Y CINCO PESOS (\$1.589'572.165).

Sumado a lo anterior, la empresa ha defendido de manera eficiente sus intereses en las conciliaciones extra judiciales a las cuales ha sido vinculada; prueba de lo anterior es que una vez agotada esta etapa ninguno de los convocantes ha entablado demanda judicial en contra de la Empresa Energía Del Putumayo S.A. E.S.P.

Frente a los procesos administrativos es importante poner que durante el año 2016 la empresa no fue sancionada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, esto atiende

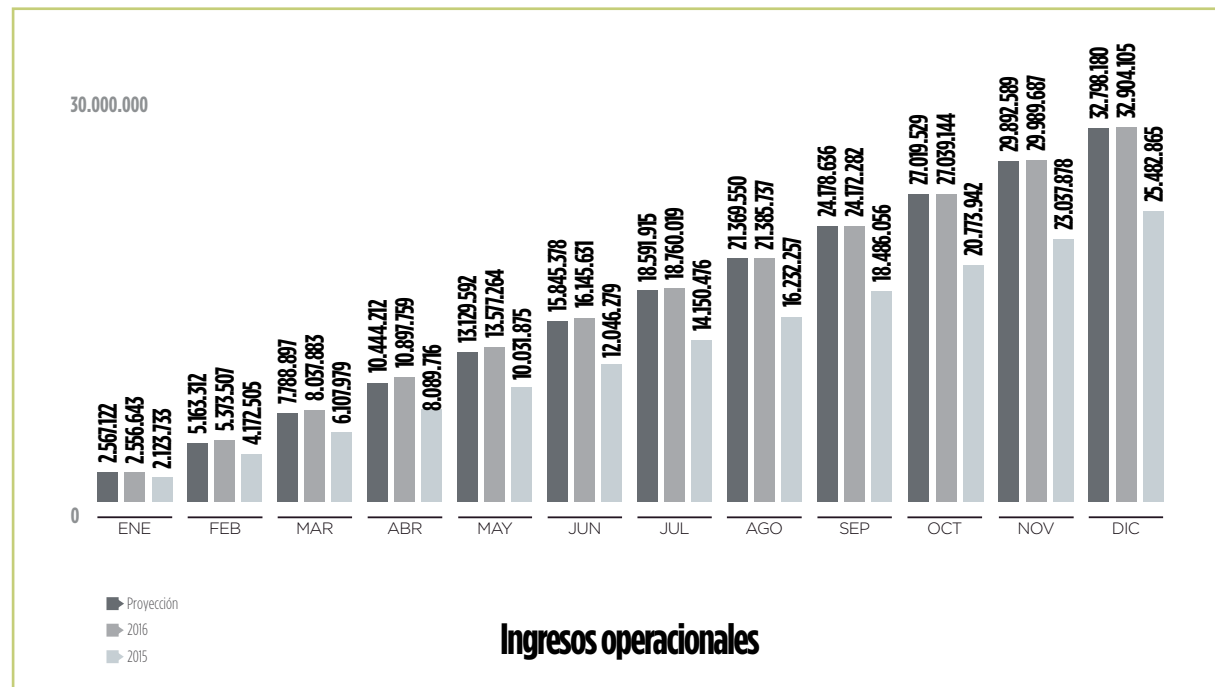
a que todos los requerimientos realizados por la misma han sido atendidos de manera oportuna y eficiente. Por otra parte, el proceso administrativo coactivo por el pago de dividendos adelantado por la gobernación del Putumayo en contra de la empresa terminó gracias a que se suscribió con la misma un acuerdo de pago donde la empresa se compromete a pagar los dividendos adeudados, el proceso coactivo administrativo por pago de cargos por uso adelantado por la gobernación del Putumayo y el proceso de incumplimiento adelantado por la alcaldía municipal de Mocoa aún se encuentran en trámite, sin embargo, la empresa ha realizado la defensa jurídica pertinente.

Finalmente es importante resaltar que la Empresa Energía Del Putumayo S.A. E.S.P. a través del año 2016 buscó fehacientemente fortalecer la prestación del servicio de alumbrado público en los municipios de Mocoa, Villagarzón, Piamonte, Orito y Puerto Guzmán.

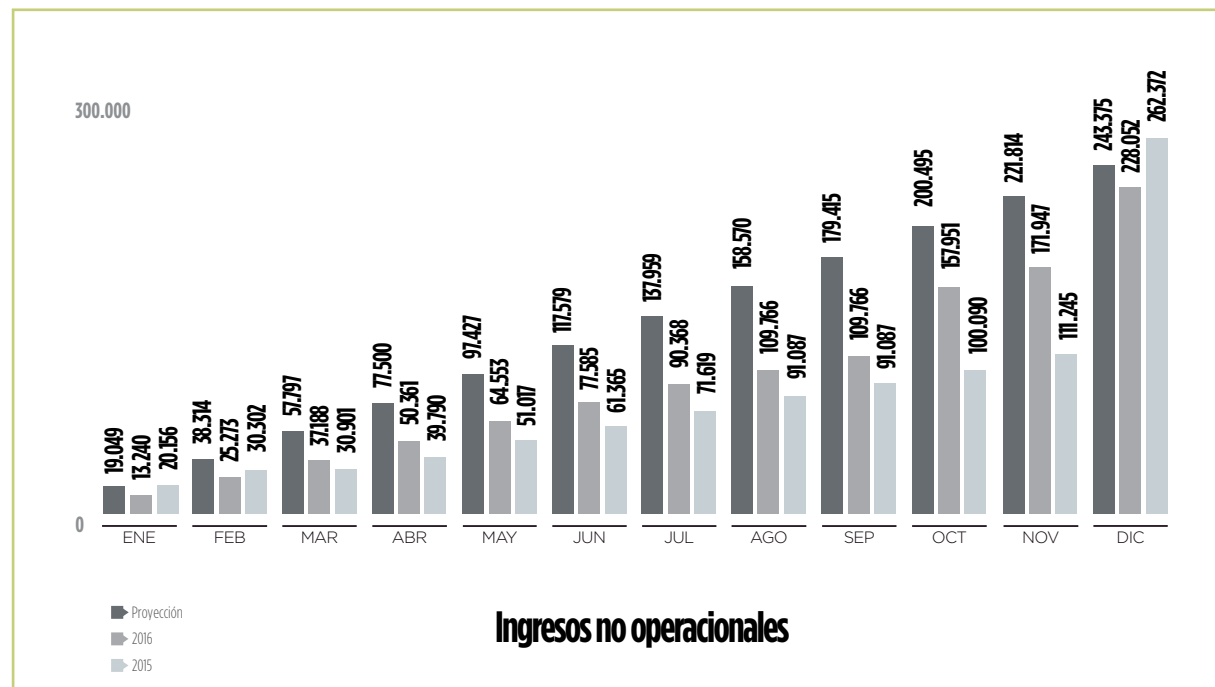
10

CAPÍTULO /

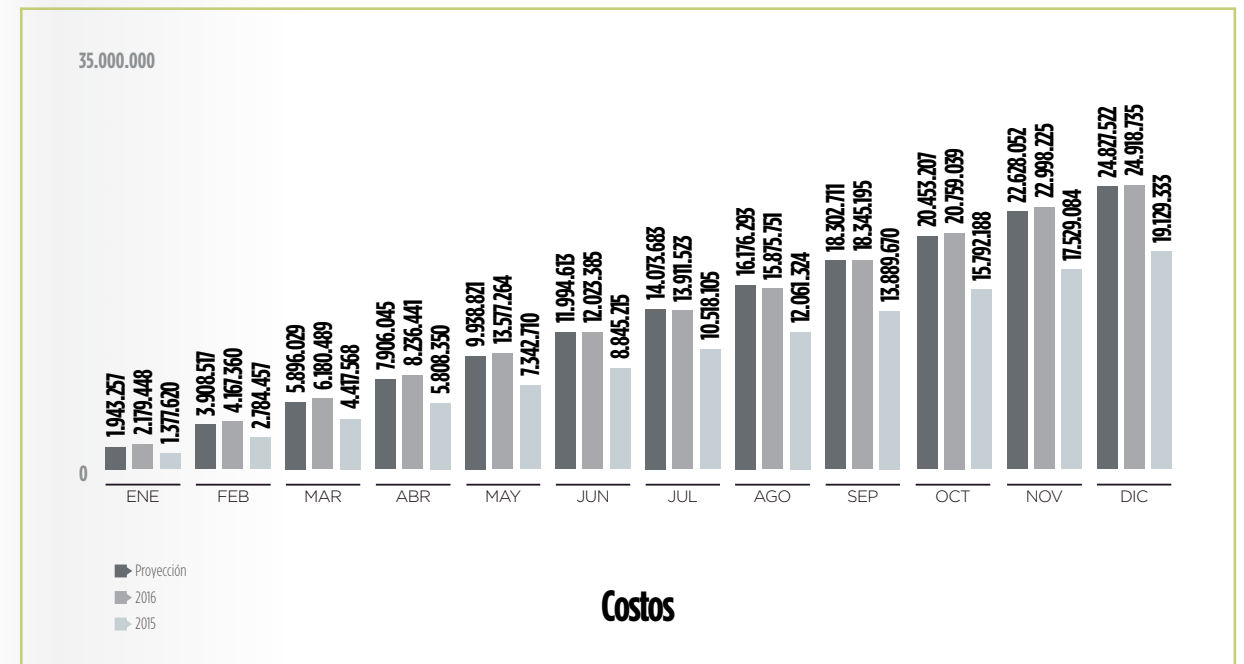
**COMPARATIVOS
2015-2016 VS
LA PROYECCIONES
E INDICADORES
FINANCIEROS**



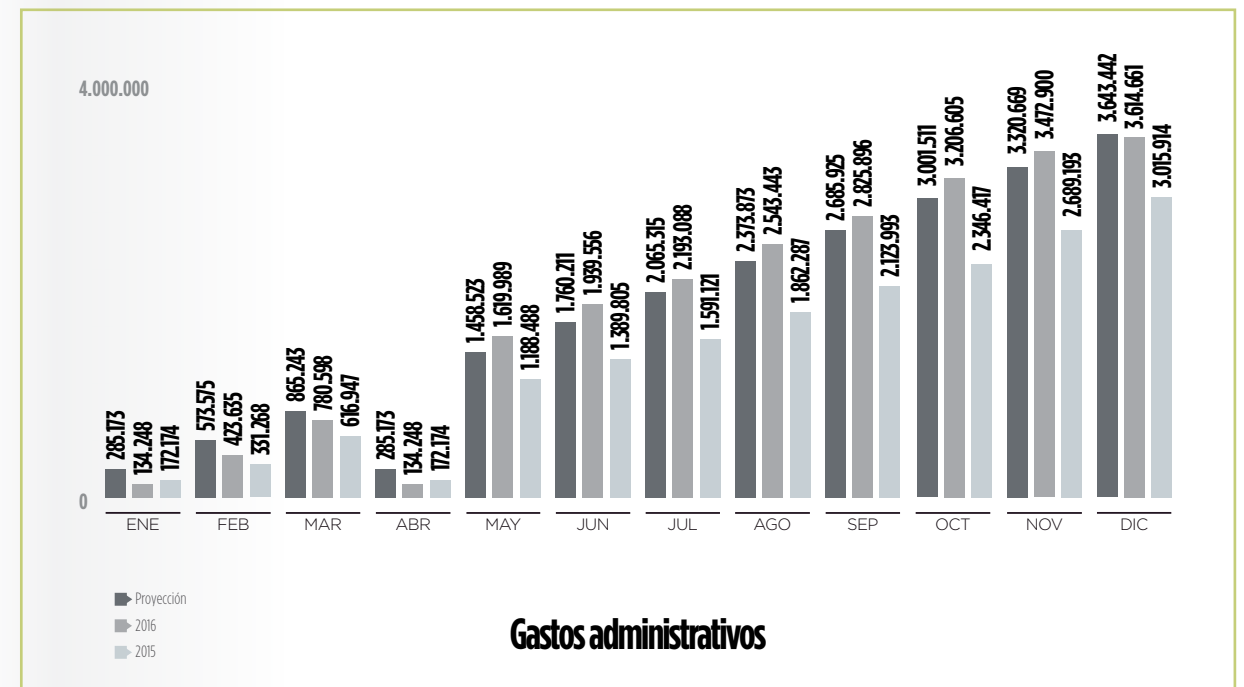
Gráfica N°46.



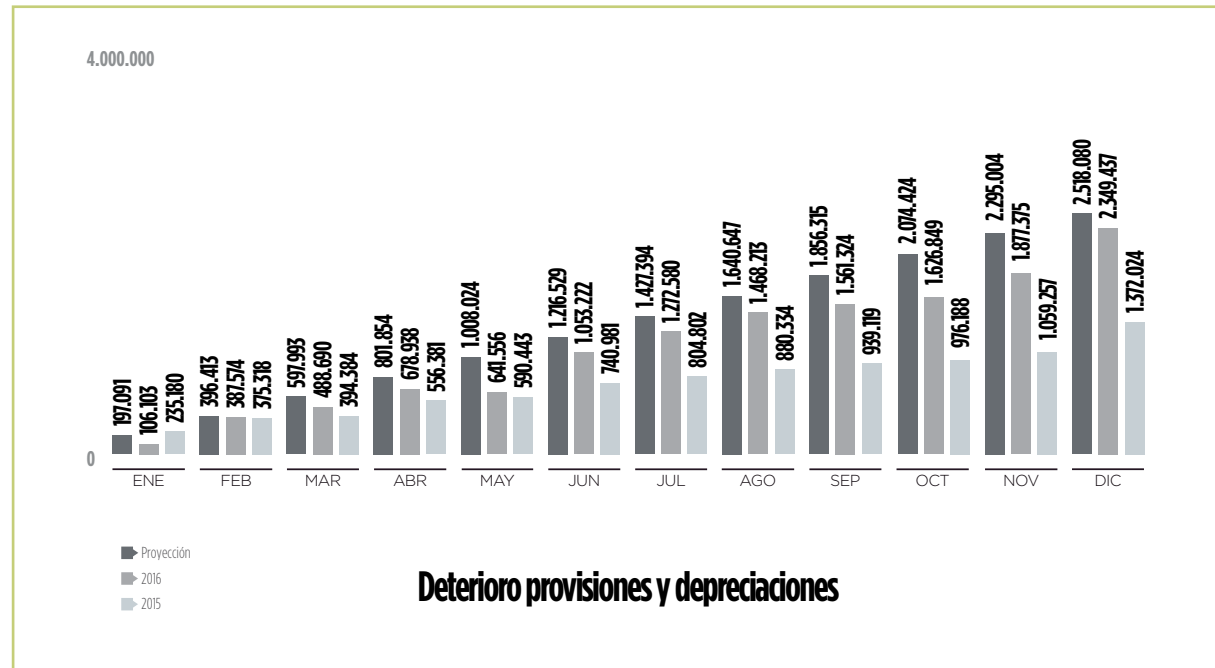
Gráfica N°47.



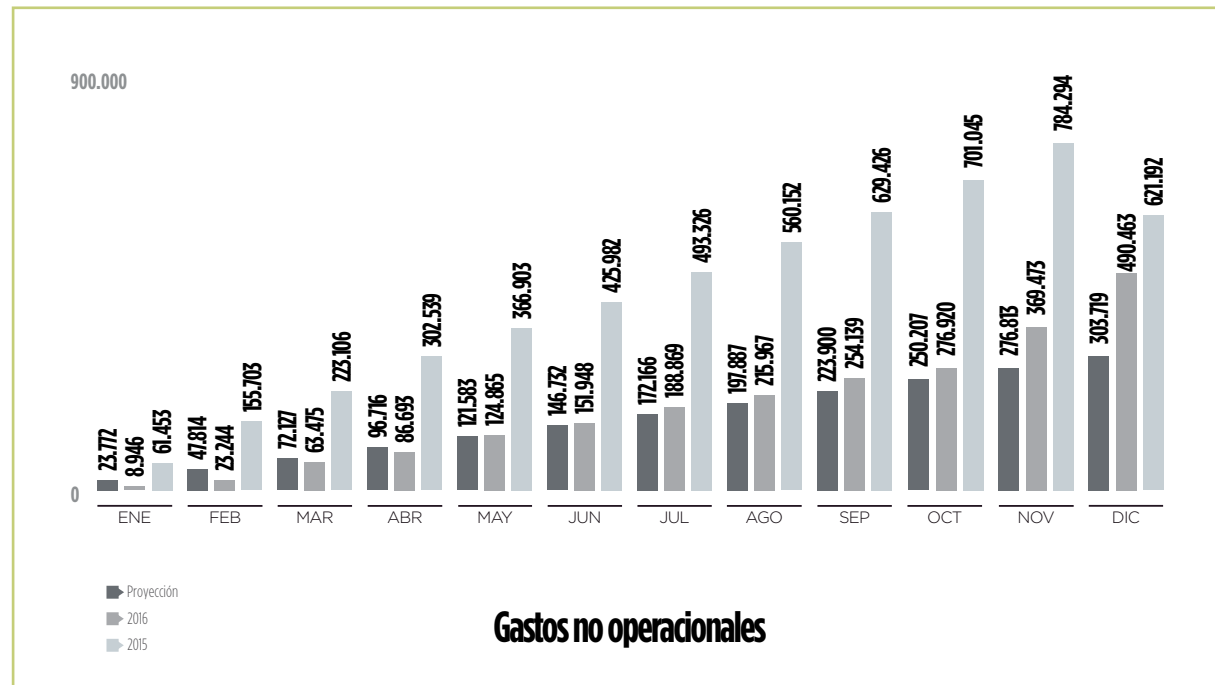
Gráfica N°48.



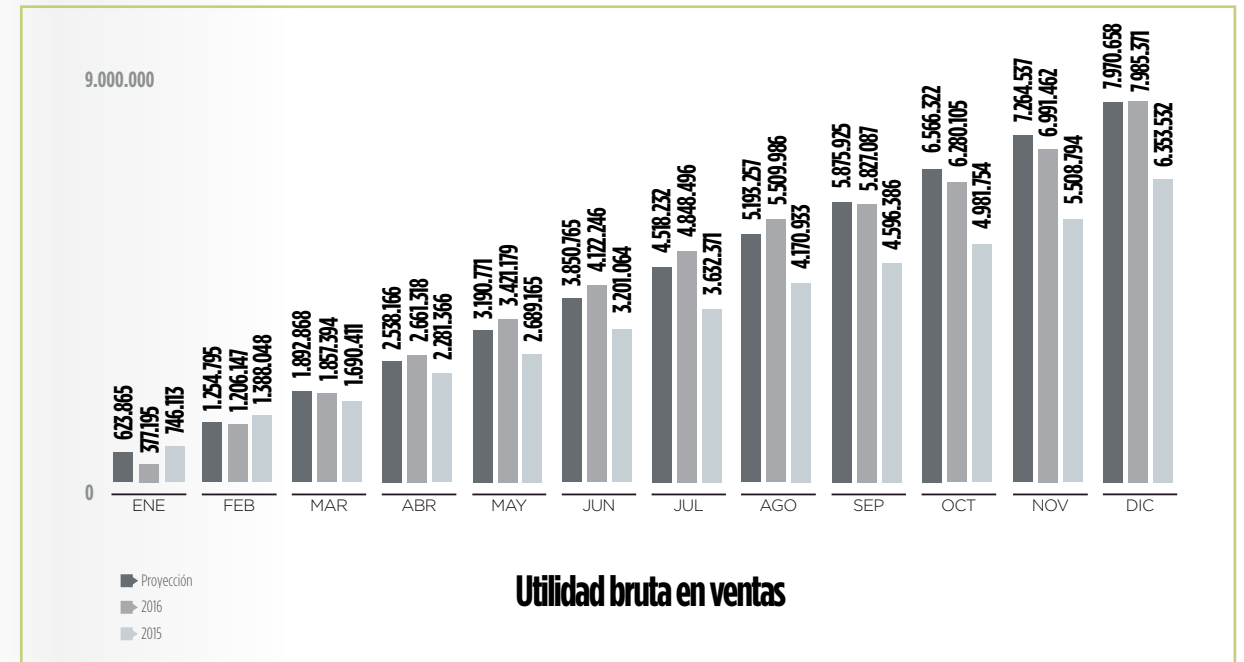
Gráfica N°49.



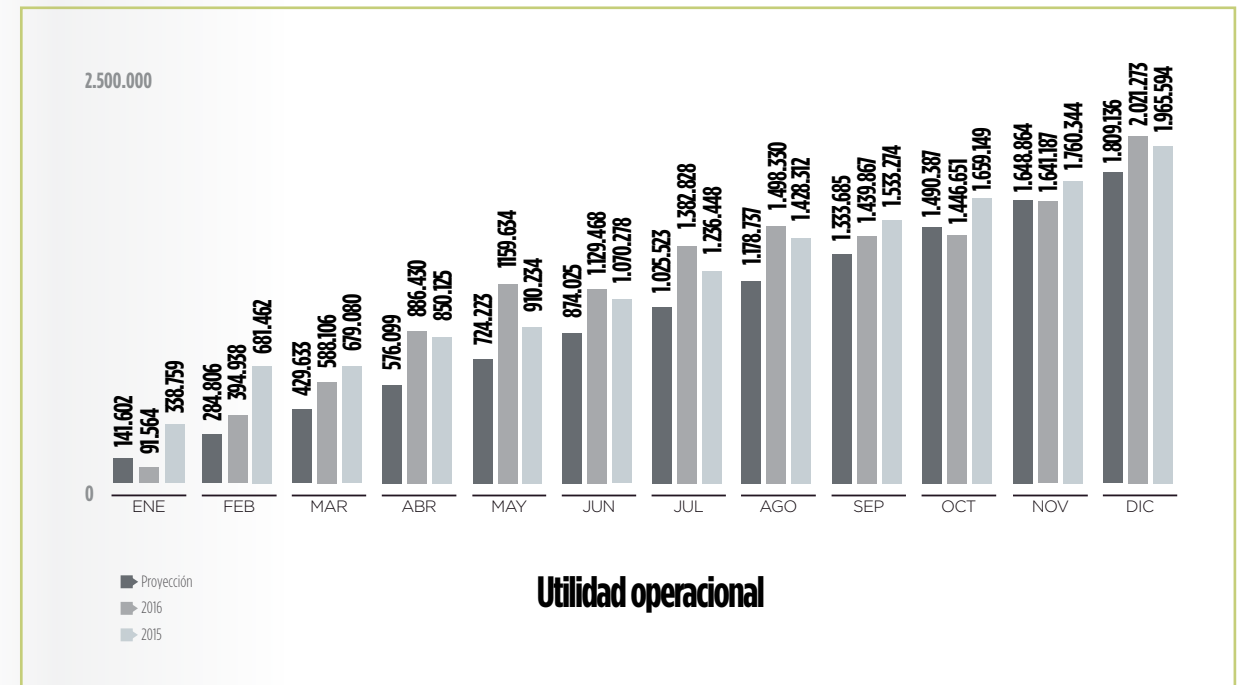
Gráfica N°50.



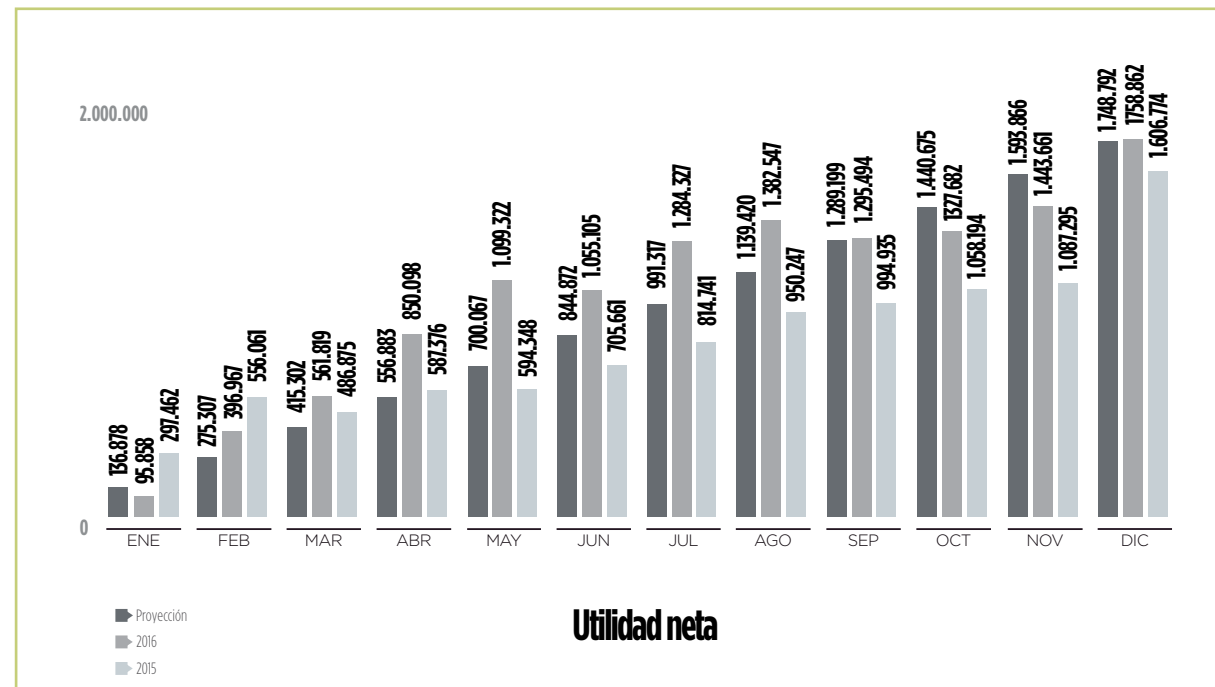
Gráfica N°51.



Gráfica N°52.



Gráfica N°53.



Gráfica N°54.

INDICADORES DE LA SITUACIÓN FINANCIERA NIIF 2016

INDICADORES DE LIQUEDEZ

CONCEPTO: La liquidez de una organización es juzgada por la capacidad para saldar las obligaciones a corto plazo que se han adquirido a medida que estas se vencen. Se refiere no solamente a las finanzas totales de la empresa, sino a su habilidad para convertir en efectivo determinados activos y pasivos.

RAZÓN CORRIENTE	INDICADORES NIIF		INDICADORES COLGA							
	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	
Activo Corriente	9.025.712	= 1,06	1,07	1,07	0,82	0,91	1,2	1,4	0,81	1,12
Pasivo Corriente	8.538.841									
Indica la capacidad que tiene la empresa para cubrir sus operaciones financieras, deudas o pasivos a corto plazo. Al dividir el activo corriente sobre el pasivo corriente sabremos cuantos activos corrientes tenemos para respaldar esos pasivos exigibles a corto plazo.		La empresa tiene una razón corriente de 1,06 lo que quiere decir que por cada peso que la empresa debe en el corto plazo cuenta con 1,06 pesos para responder, con respecto a el año 2015								

SOLIDEZ	INDICADORES NIIF		INDICADORES COLGA							
	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	
Activo Total	34.116.143	= 2,57	2,86	1,81	1,75	1,84	1,61	1,60	2,0	2,21
Pasivo Total	13.249.680									
Muestra la disponibilidad del activo para cubrir cada peso de las obligaciones adquiridas		La empresa en este momento tiene a su disposición 2,57 pesos para respaldar cada (1) peso de sus obligaciones con el total del activo								

CAPITAL DE TRABAJO	INDICADORES NIIF		INDICADORES COLGA		
	2016	2015	2014	2013	2012
Activo Corriente (-) Pasivo Corriente	9,025,712 (-) 8,538,841 = 486.872	362.099	541.009	1.789.904	
"No es propiamente un indicador sino una forma de cuantificar en pesos los resultados de la razón corriente en forma de valor."		"La empresa atendiendo sus obligaciones a corto plazo queda con \$486,872 recursos que atenderán obligaciones que surjan en el normal desarrollo de su actividad económica. Lo importante es que el capital neto de trabajo sea positivo concordante con una razón corriente diciembre mayor que 1."			

INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO

CONCEPTO: Mide el grado y la forma que participan los acreedores dentro del financiamiento de la Empresa.

ENDEUDAMIENTO TOTAL	INDICADORES NIIF		INDICADORES COLGA						
	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
$\frac{\text{Pasivo Total}}{\text{Activo Total}} \times 100$	$\frac{13.249.680}{34.116.143} \times 100 = \mathbf{38,84\%}$	34,97%	55,20%	57,06%	54,49%	62,18%	62,52%	50,01%	45,16%
<p>Es un referente financiero cuyo objetivo es evaluar el grado y la modalidad de participación de los acreedores de una empresa en su provisión pecuniaria. Se trata de precisar los riesgos en los cuales incurren tales acreedores y los dueños de la empresa así como la conveniencia o la inconveniencia de cierto nivel deudor de la Empresa</p>	<p>Significa que los acreedores de la empresa a diciembre del año 2016 tienen una participación del 38,84% sobre el total de los activos, el cual no es un nivel muy riesgoso, o que por cada peso que la empresa ha invertido 38,84 centavos han sido financiados por los acreedores</p>								

INDICADOR DE APALANCAMIENTO	INDICADORES NIIF		INDICADORES COLGA						
	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
$\frac{\text{Pasivo Total}}{\text{Patrimonio}} \times 100$	$\frac{13.249.680}{20.866.463} \times 100 = \mathbf{63,50\%}$	53,78%	123,21%	132,87%	119,74%	164,44%	166,78%	100,04%	82,37%
<p>Este indicador mide el grado de compromiso del patrimonio para con los acreedores de la empresa. No debe entenderse como que los pasivos se puedan pagar con el patrimonio, puesto que en el fondo, ambos constituyen un compromiso para la empresa</p>	<p>Significa que el pasivo de la empresa se ha comprometido en un 63,50% en comparación con el patrimonio para contribuir con los compromisos de la empresa. También es importante ver quien financia más la empresa si los accionistas o los acreedores. En este caso son los Accionistas.</p>								

INDICADORES DE RENTABILIDAD

CONCEPTO: Rentabilidad o rendimiento sirven para medir la efectividad de la administración de la empresa, para controlar los gastos y costos y de esta manera convertir las ventas en utilidades, Permiten expresar las utilidades obtenidas en el periodo como un porcentaje de las ventas, de los activos o patrimonio.

EBITDA	INDICADORES NIIF		INDICADORES COLGA	
	2016	2015	2014	2013
Utilidad NETA	1.758.862			
(+) Interes Financieros	284.463			
(+) impuestos ica y cree y renta	2.260.251 = 5.622.111,62	4.106.141	4.516.884	4.759.976
(+) Gastos de depreciación	1.247.038			
(+) Gastos por amortizaciones	71.497			
<p>"Es un indicador cuya función es determinar las ganancias o la utilidad obtenida por una empresa o proyecto, sin tener en cuenta los gastos financieros, los impuestos y demás gastos contables que no implican salida de dinero en efectivo, como las depreciaciones y las amortizaciones"</p>	<p>La utilidad neta contable reportada en el estado de resultados es de \$1,758.862, pero entre los gastos se presentan gastos como: \$284,463 de intereses, \$2,260.251 de impuestos, \$1,247.038 de depreciación, 71,497 de amortizaciones que no implican salida de efectivo, por lo cual se suman a la utilidad operacional en términos de efectivo. Hasta aquí se puede determinar la rentabilidad de la empresa, y en adelante, dependerá de la gestión de la misma empresa.</p>			

MARGEN EBITDA	INDICADORES NIIF		INDICADORES COLGA	
	2016	2015	2014	2013
Ebitda	5.622.112			
Ingresos Netos	33.168.181 = 16,95	16,11	17,73	21,93
<p>Es una medida de la rentabilidad de un negocio. De la misma manera que la tasa de rentabilidad se calcula dividiendo la utilidad entre los ingresos totales, el margen de EBITDA se obtiene al dividir el EBITDA entre los mismos ingresos.</p>	<p>Por cada \$100 de ingreso, la operación deja utilidades en efectivo por \$16,95 para el mes de Diciembre del 2016, para pagar impuestos, realizar inversiones, atender las deudas y pagar dividendos.</p>			

11

CAPÍTULO /

**NOTAS CONTABLES
DE LOS ESTADOS
FINANCIEROS
Y REVELACIONES**



Imagen 36. Equipo de trabajo Subgerencia administrativa y financiera.

CERTIFICACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Mocoa, 27 de febrero de 2017

Los suscritos representante legal y contador de EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. certificamos que en los estados financieros de la compañía, con corte al 31 de diciembre de 2016 y 2015 y al 1 de enero de 2015, antes de ser puestos a su disposición y de terceros se verificó lo siguiente:

1. Todos los activos y pasivos, incluidos en los estados financieros de la compañía, existen y todas las transacciones incluidas en dichos estados se han realizado durante los años terminados en esas fechas.
2. Los activos representan probables beneficios económicos futuros (derechos) y los pasivos representan probables sacrificios económicos futuros (obligaciones), obtenidos o a cargo de la compañía.
3. Todos los hechos económicos realizados por la compañía, han sido reconocidos en los estados financieros.
4. Todos los elementos han sido reconocidos por sus valores apropiados de acuerdo con Normas de Contabilidad y de Información Financiera Aceptadas en Colombia (NCIF).
5. Todos los hechos económicos que afectan a la compañía han sido correctamente clasificados, descritos y revelados en los estados financieros.
6. Los estados financieros y el informe de gestión no contienen vicios, imprecisiones o errores que impidan conocer la verdadera situación patrimonial o las operaciones de la compañía.
7. Los estados financieros al 31 de diciembre de 2016 y 2015 han sido preparados a partir de las cifras tomadas fielmente de los libros de contabilidad de las compañías incluidas en el proceso de consolidación.
8. Los estados financieros han sido autorizados para su divulgación por la Junta Directiva de conformidad con la reunión llevada a cabo el 27 de Febrero de 2017.

REPRESENTANTE LEGAL

JHON GABRIEL MOLINA ACOSTA
Gerente

CONTADOR

JANE ALEXANDRA GUERRERO
Contadora TP116529-T

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA DE APERTURAAl 31 de diciembre de 2016 y 2015 y 1 de enero de 2015
(Cifras en miles de pesos colombianos - COP)

		DICIEMBRE 31, 2016	DICIEMBRE 31, 2015	ENERO 1, 2015
ACTIVOS				
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	246.868	813.140	1.661.446
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	7	7.246.665	3.603.497	3.304.245
Activos por impuestos	8	37.582	160.768	0
Inventarios	9	1.034.197	649.262	764.201
Inversiones	11	460.400	460.400	460.400
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		9.025.712	5.687.067	6.190.292
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar		0	0	0
Propiedades, planta y equipo	12	22.444.272	22.408.008	22.248.718
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	672.488	701.513	624.268
Activos por impuestos diferidos	8	1.591.661	635.296	706.673
Otros activos no financieros	10	382.011	749.991	661.544
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		25.090.432	24.494.808	24.241.203
TOTAL ACTIVOS		34.116.144	30.181.875	30.431.495
PASIVOS				
PASIVOS CORRIENTES				
Pasivos financieros	14	1.358.594	478.230	368.332
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	15	5.903.896	4.326.204	4.554.238
Beneficios a empleados	16	474.172	335.125	224.020
Pasivos por impuestos	8	802.179	125.410	880.744
Otros pasivos no financieros corrientes	17		60.000	22.500
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		8.538.841	5.324.969	6.049.834
PASIVOS NO CORRIENTES				
Pasivos financieros	14	442.388	1.155.879	2.456.082
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	15	1.804.567	2.775.820	1.183.291
Pasivos por impuestos diferidos	8	2.463.884	1.299.162	967.054
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		4.710.839	5.230.861	4.606.427
TOTAL PASIVOS		13.249.680	10.555.830	10.656.261
PATRIMONIO NETO				
Capital emitido	18	8.158.900	6.999.810	6.612.590
Prima de emisión	18	28.105	28.105	28.105
Otras reservas	18	2.369.240	2.207.183	2.028.678
Ganancias acumuladas (efecto por conversión NIIF)	18	10.310.219	10.390.947	11.105.861
PATRIMONIO NETO TOTAL		20.866.464	19.626.045	19.775.234
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO NETO		34.116.144	30.181.875	30.431.495

EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. ESP
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALAños terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015
(Cifras en miles de pesos colombianos - COP)

		DICIEMBRE 31, 2016	DICIEMBRE 31, 2015
NOTAS			
Ingresos de actividades ordinarias	19	32.904.105	24.951.507
Costo de ventas y Operación	20	(24.918.735)	(18.747.217)
GANANCIA BRUTA		7.985.370	6.204.290
Gastos de administración	21	(4.097.358)	(3.864.751)
Otros ingresos	22	142.634	151.438
Otros Gastos	22	(461.573)	(519.805)
OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS)		3.569.073	1.971.172
Ingresos financieros	23	85.418	113.269
Gastos financieros	23	(28.888)	(29.052)
GANANCIA (PÉRDIDA), ANTES DE IMPUESTOS		3.625.603	2.055.389
Ingreso (gastos) por impuestos	24	(1.866.740)	(1.219.531)
RESULTADOS NETO DEL PERIODO		1.758.863	835.858

FIRMADO EN
EL ORIGINALJHON GABRIEL MOLINA ACOSTA
GerenteFIRMADO EN
EL ORIGINALJEANE ALEXANDRA GUERRERO
Contadora TP116529-TFIRMADO EN
EL ORIGINALDUCARDO JEMBER URQUIJO CHAVEZ
Revisor Fiscal TP 113563-TFIRMADO EN
EL ORIGINALJHON GABRIEL MOLINA ACOSTA
GerenteFIRMADO EN
EL ORIGINALJEANE ALEXANDRA GUERRERO
Contadora TP116529-TFIRMADO EN
EL ORIGINALDUCARDO JEMBER URQUIJO CHAVEZ
Revisor Fiscal TP 113563-T

EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 y 1 de enero de 2015
 (Cifras en miles de pesos colombianos - COP)

	Nota 16	CAPITAL EMITIDO	PRIMA DE EMISIÓN	RESERVAS	AJUSTE ADOPCIÓN NCIF	GANANCIAS ACUMULADAS			TOTAL PATRIMONIO	
						RESULTADOS DEL EJERCICIO	GANANCIAS ACUMULADAS	EFFECTOS POR CONVERSIÓN		TOTAL
SALDOS AL 01 DE ENERO DE 2015		6.612.590	28.105	2.028.678	0	1.785.049	3.562	9.317.250	11.105.861	19.775.234
Capital		387.220							0	387.220
Prima de Emisión			0						0	0
Constitución de Reservas				178.504		(178.504)			(178.504)	0
Distribución de Dividendos						(1.606.545)			(1.606.545)	(1.606.545)
Resultados Acumulados		0		0	0	835.857	234.278	0	1.070.135	1.070.135
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015		6.999.810	28.105	2.207.182	0	835.857	237.840	9.317.250	10.390.947	19.626.044
Capital		1.159.090							0	1.159.090
Prima de Emisión			0						0	0
Constitución de Reservas				162.058		0			0	162.058
Distribución de Dividendos						(835.857)	(232.817)		(1.068.674)	(1.068.674)
Déficit de resultado generado en el periodo de transición a NCIF								(770.917)	(770.917)	(770.917)
Resultados Acumulados		0		0	0	1.758.863	0	0	1.758.863	1.758.863
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016		8.158.900	28.105	2.369.240	0	1.758.863	5.023	8.546.333	10.310.219	20.866.464

FIRMADO EN
EL ORIGINAL

JHON GABRIEL MOLINA ACOSTA
Gerente

FIRMADO EN
EL ORIGINAL

JEANE ALEXANDRA GUERRERO
Contadora TP116529-T

FIRMADO EN
EL ORIGINAL

DUCARDO JEMBER URQUIJO CHAVEZ
Revisor Fiscal TP 113563-T

EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. ESP
ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO

Años terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015
 (Cifras en miles de pesos colombianos - COP)

	DICIEMBRE 31, 2016	DICIEMBRE 31, 2015
Flujos de efectivo por las actividades de operación		
Resultados netos del período	1.758.863	835.857
AJUSTES PARA CONCILIAR LOS RESULTADOS NETOS DEL PERÍODO CON EL EFECTIVO NETO (USADO EN) PROVISTO POR LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Depreciación y amortización	1.291.259	1.282.098
Impuesto de renta diferido, neto	208.357	403.485
CAMBIO NETO EN ACTIVOS Y PASIVOS OPERACIONALES:		
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	(3.643.168)	(299.252)
Activos por impuestos corrientes	123.186	(160.768)
Otros activos no financieros no corrientes	367.980	(88.591)
Aumento (disminución) Otros Activos	(230.625)	502.303
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	542.201	(1.178.766)
Pasivos por impuestos corrientes	676.769	(755.333)
Pasivos financieros de corto plazo	(880.364)	109.898
Otros pasivos no financieros corrientes	(60.000)	37.500
Efectivo neto (usado en) provisto por actividades operacionales	154.458	688.431
FLUJOS DE EFECTIVO POR LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Adiciones a propiedad, planta y equipo	(36.264)	(159.290)
Adiciones (disminuciones) activos intangibles distintos a la plusvalía	29.025	(77.244)
Efectivo neto (usado en) provisto por actividades de inversión	(7.239)	(236.534)
FLUJOS DE EFECTIVO POR LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Pasivo Financiero a Largo Plazo	(713.491)	(1.300.203)
Efectivo neto (usado en) provisto por actividades de financiación	(713.491)	(1.300.203)
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	(566.272)	(848.306)
Efectivo al inicio del período	813.140	1.661.446
Efectivo al final del período	246.868	813.140

FIRMADO EN
EL ORIGINAL

JHON GABRIEL MOLINA ACOSTA
Gerente

FIRMADO EN
EL ORIGINAL

JEANE ALEXANDRA GUERRERO
Contadora TP116529-T

FIRMADO EN
EL ORIGINAL

DUCARDO JEMBER URQUIJO CHAVEZ
Revisor Fiscal TP 113563-T

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

A 31 de diciembre de 2016
 (Comparación de cifras al 31 de diciembre de 2015 y 01 de enero de 2015)
 Valores expresados en miles de pesos

NOTA 1. INFORMACIÓN GENERAL

EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P, (en adelante E.E.P o la Empresa) es una sociedad de economía mixta, constituida mediante escritura pública No. 632 del 11 de junio de 1997 de la Notaría Única de Mocoa, debidamente registrada en la Cámara de Comercio del Putumayo bajo la matrícula mercantil No.460012115-2, registro único tributario No. 846.000.241-8 y NUIR No. 2-86001000-1.

El porcentaje patrimonial de las entidades públicas y del sector privado a 31 de diciembre de 2016, es el siguiente:

AÑO	% ENTIDADES PÚBLICAS	% SECTOR PRIVADO
2016	25,08%	74,92%
2015	28,17%	71,83%
2014	28,70%	71,30%
2013	30,43%	69,57%
2012	31,41%	68,00%

El objeto social de la sociedad es la prestación de los servicios públicos, domiciliarios o no, en el área de influencia, en especial, entre otros, los siguientes: a) Energía eléctrica y sus actividades conexas y complementarias; b) acueducto y alcantarillado; c) aseo; telefonía pública conmutada; d) telefonía móvil rural; e) procesamiento y distribución de gas. Igualmente realizará las siguientes actividades:

1. Generar, captar, distribuir, comercializar y producir los servicios públicos en general dentro y fuera de su domicilio.
2. Prestar servicios técnicos asociados a su objeto social.

1. Construir, operar, administrar y mantener los activos de distribuciones de energía, telecomunicaciones y de los servicios públicos en general, para el cumplimiento del objeto social.
2. Celebrar y ejecutar los actos civiles y mercantiles convenientes o necesarios para el desarrollo de su objeto social.
3. Participar y apoyar los planes ambientales de las zonas de influencia de sus obras.
4. Generar y/o producir los insumos necesarios para la prestación de los servicios públicos, para el desarrollo de su objeto social, para cada actividad, dentro de los límites que establece la ley.
5. La compra, venta y distribución de toda clase de elementos, materiales y/o equipos, electrónicos, electromecánicos y otros en el cumplimiento del objeto social.
6. Participar como socio o accionista, en cualquier sociedad o empresa, previa autorización de la Junta Directiva o de la asamblea general de accionistas, de conformidad con los estatutos sociales de la Empresa.
7. En general, ejecutar cualquier acto o contrato que tienda en forma directa al cumplimiento del objeto social.
8. Actividades económicas que le genere valor agregado a la empresa.
9. Realizar transacciones comerciales como venta y financiación

de bienes y servicios a través de la factura de servicios públicos.

En la Ley 142 de 1994 se definen los criterios generales y las políticas que deben regir la prestación de los servicios públicos domiciliarios en el país y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), organismo técnico adscrito al Ministerio de Minas y Energía (MME), regula las tarifas de venta de energía y aspectos relacionados con el funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista (MEM) y con la prestación de los servicios de energía eléctrica y gas.

NOTA 2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

2.1. DISPOSICIONES VIGENTES APLICABLES A LAS COMPAÑÍAS COLOMBIANAS:

La Empresa de Energía del Putumayo SA ESP, de conformidad con las disposiciones vigentes emitidas por la Ley 1314 de 2009 reglamentada por el Decreto Único Reglamentario 2420 de 2015, modificado por el Decreto 2496 de 2015, prepara sus estados financieros de conformidad con

las Normas de Contabilidad y de Información Financiera Aceptadas en Colombia (en adelante NCIF), las cuales se basan en las Normas Internacionales de Información Financiera para Pequeñas y Medianas Empresas (NIIF para PYMES) emitida por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad en 2009.

2.2. BASES DE PREPARACIÓN

Hasta el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015, la Compañía preparó sus estados financieros de acuerdo con los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Colombia - PCGA. La información financiera correspondiente a períodos anteriores, incluida en los presentes estados financieros con propósitos comparativos, ha sido modificada y se presenta de acuerdo con las bases descritas en el párrafo anterior.

Los efectos de los cambios de los PCGA anteriores aplicados al 31 de diciembre de 2015 y al 1 de enero de 2015 (fecha de transición y de adopción por primera vez) y las NCIF se explican en las conciliaciones detalladas en la Nota 5.

Para la conversión al nuevo marco técnico normativo, la Empresa ha revisado las excepciones y exenciones previstas en la Sección 35 – Transición a la NIIF para PYMES, las cuales están descritas en la Nota 5.

Las políticas contables establecidas a continuación, han sido aplicadas consistentemente en la preparación del estado de situación financiera de apertura y de los estados financieros correspondientes al período de transición, preparados de acuerdo con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF), a menos que se indique lo contrario.

Los presentes Estados Financieros se presentan en pesos colombianos y todos los valores se han redondeado a la unidad de mil más próxima.

2.3. BASES DE MEDICIÓN

Los estados financieros de la Empresa han sido preparados sobre la base del costo histórico excepto por ciertos instrumentos financieros que son medidos al valor razonable al final del período sobre el que se informa, como se explica en las políticas contables más adelante. Por lo general, el costo histórico se basa en el valor razonable de la contraprestación otorgada a cambio de bienes y servicios.

El valor razonable es el precio que se recibiría al vender un activo o se pagaría al transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado a la fecha de medición, independientemente de si ese precio es direc

tamente observable o estimado usando otra técnica de valuación. Al estimar el valor razonable de un activo o un pasivo, la Empresa toma en cuenta las características del activo o pasivo si los participantes del mercado toman en cuenta esas características al valorar el activo o pasivo a la fecha de medición. El valor razonable para efectos de medición y/o revelación en estos estados financieros se determina sobre esa base.

NOTA 3. PRINCIPALES POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

3.1 EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

El efectivo se reconoce al momento en que se genera una entrada de dinero proveniente de la operación del negocio.

El efectivo restringido se reconoce al momento en que se genera una entrada de dinero proveniente de un tercero para una destinación específica, o cuando se genera algún tipo de restricción sobre cuentas bancarias o equivalentes de efectivo.

El efectivo en moneda extranjera

se reconoce al momento en que se genera una entrada de dinero en una moneda diferente a la moneda funcional de la Empresa, aplicando la tasa de cambio existente en la fecha en que la operación es realizada.

El equivalente de efectivo se reconoce cuando se tengan inversiones cuyo vencimiento sea inferior a tres (3) meses desde la fecha de adquisición, de gran liquidez y de un riesgo poco significativo de cambio en su valor.

3.2. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

Los activos y pasivos financieros se miden inicialmente al precio de la transacción (incluidos los costos de transacción excepto en la medición inicial de los activos y pasivos financieros que se miden al valor razonable con cambios en resultados) excepto si el acuerdo constituye, en efecto, una transacción de financiación. Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de activos o pasivos financieros designados al valor razonable con cambio en los resultados se reconocen de inmediato en ganancias o pérdidas.

Si el acuerdo constituye una transacción de financiación, la entidad medirá el activo financiero o pasivo financiero al valor presente de los pagos futuros descontados a

una tasa de interés de mercado para un instrumento de deuda similar.

3.3. ACTIVOS FINANCIEROS

Los activos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable más (menos) los costos de transacción directamente atribuibles, excepto para aquellos que se miden posteriormente a valor razonable con cambios en el estado de resultados. La Empresa mide subsecuentemente los activos financieros a costo amortizado o a valor razonable, dependiendo del modelo de negocio para gestionar los activos financieros y las características de los flujos de efectivo contractuales del instrumento.

Un activo financiero se mide posteriormente a costo amortizado, usando la tasa de interés efectiva, si el activo es mantenido dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es mantenerlo para obtener los flujos de efectivo contractuales y los términos contractuales del mismo otorgan, en fechas específicas, flujos de efectivo que son únicamente pagos de capital e intereses sobre el valor del capital pendiente.

Los activos financieros diferentes de aquellos a costo amortizado se miden posteriormente a valor razonable con cambios reconocidos en el resultado del periodo.

3.3.1. Método de la Tasa

de Interés Efectiva

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un instrumento financiero y de imputación del ingreso financiero a lo largo del periodo relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero o, cuando sea adecuado, en un periodo más corto, con el importe neto en libros en el reconocimiento inicial. Los ingresos son reconocidos sobre la base de la tasa de interés efectiva para los instrumentos de deuda distintos a los activos financieros clasificados al valor razonable con cambio en los resultados.

3.3.2. Préstamos y Cuentas por Cobrar

Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables que no se encuentran cotizados en un mercado activo. Los préstamos y cuentas por cobrar (incluyendo las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar), se reconocen inicialmente por su valor razonable más o menos los costos de la transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición del activo financiero y posteriormente al costo amortizado usando el método de interés efectivo menos cualquier

deterioro. El ingreso por intereses es reconocido al aplicar la tasa de interés efectiva, salvo a las cuentas por cobrar a corto plazo cuando el efecto de no descontar no es significativo.

3.3.3. Deterioro de Activos Financieros

Los préstamos y cuentas por cobrar son probados por deterioro al final de cada periodo sobre el cual se informa. Un activo financiero estará deteriorado cuando exista evidencia objetiva del deterioro como consecuencia de uno o más eventos que hayan ocurrido después del reconocimiento inicial del activo y los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero se han visto afectados.

La evidencia objetiva de deterioro podría incluir:

- Fuentes externas de información como una disminución significativa del valor de mercado del activo o cambios en los clientes que generen un efecto desfavorable sobre el valor de la cartera.
- Fuentes internas de información como evidencia o análisis internos que indiquen que el activo tendrá alguna pérdida de valor.

Para los activos financieros registrados al costo amortizado, el importe de la pérdida por deterioro es la diferencia entre el importe en libros y el valor presente del flujo de efectivo estimado futuro

del activo, descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero. El importe en libros del activo financiero se reduce por la pérdida por deterioro directamente para todos los activos financieros excepto para las cuentas comerciales por cobrar, donde el importe en libros se reduce a través de una cuenta de deterioro. Cuando se considera que una cuenta comercial por cobrar es incobrable, se elimina contra la cuenta de deterioro. La recuperación posterior de los montos previamente eliminados se convierte en créditos contra la cuenta de deterioro. Los cambios en el importe en libros de la cuenta de deterioro se reconocen en el estado de ganancias o pérdidas.

3.3.4. Baja en Cuenta de los Activos Financieros

La Empresa dará de baja en cuentas un activo financiero únicamente cuando expiren los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero, o cuando transfiera de manera sustancial los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo financiero a otra entidad. En la baja total en cuentas de un activo financiero, la diferencia entre el importe en libros del activo y la suma de la contraprestación recibida y por recibir se reconoce en ganancias o pérdidas.

3.4. PASIVOS FINANCIEROS E INSTRUMENTOS DE PATRIMONIO

3.4.1. Clasificación como Deuda o Patrimonio

Los instrumentos de deuda y patrimonio son clasificados como pasivos financieros o como patrimonio de conformidad con la sustancia del acuerdo contractual y las definiciones de pasivo financiero e instrumento de patrimonio.

3.4.2. Pasivos Financieros

Los pasivos financieros son clasificados como "al valor razonable con cambios en los resultados" u "otros pasivos financieros". Los pasivos financieros de la Empresa se clasifican especialmente como otros pasivos financieros.

3.4.3. Otros Pasivos Financieros

Los otros pasivos financieros (incluyendo los préstamos, cuentas por pagar comerciales y otras) se miden inicialmente por su valor razonable más o menos los costos de la transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición del pasivo financiero. Si el valor razonable difiere del precio de la transacción, la diferencia en el instrumento financiero se reconocerá como una ganancia o pérdida. Posteriormente se miden al costo amortizado usando el método de la tasa de interés efectiva. Para la

medición del costo amortizado la Empresa estima que las transacciones se registran dentro de los planes normales de crédito, por lo tanto, los proveedores y las cuentas por pagar se registran por el valor establecido en la factura, ya que dicho valor puede considerarse equivalente de efectivo. Así mismo, la Empresa aplica la medición del costo amortizado a sus préstamos ya que incorporan flujos contractuales que se cancelan en la fecha de su vencimiento.

Si existieren proveedores y cuentas por pagar a largo plazo y el acuerdo contiene un elemento de financiación, este elemento se reconocerá como gasto por intereses a lo largo del periodo de financiación y debe ser descontado con base en la metodología del interés efectivo.

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un pasivo financiero y de imputación del gasto financiero a lo largo del periodo relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar (incluyendo todos los honorarios y puntos pagados o recibidos que forman parte de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otras primas o descuentos) estimados a lo largo de la vida esperada del pasivo financiero (o, cuando sea adecuado), en un periodo más corto con el importe neto en libros en el momento de reconocimien-

to inicial.

3.4.4. Baja en Cuentas de un Pasivo Financiero

La Empresa dará de baja en cuentas un pasivo financiero si, y solo si, expiran, cancelan o cumplen las obligaciones correspondientes. La diferencia entre el importe en libros del pasivo financiero dado de baja y la contraprestación pagada y por pagar se reconoce en ganancias o pérdidas.

3.5. IMPUESTOS

3.5.1. Impuesto sobre la Renta

El gasto por impuesto a la renta representa la suma del impuesto a las ganancias por pagar actual y el impuesto diferido y se contabiliza de acuerdo con la Sección 29 "Impuesto a las Ganancias".

3.5.1.1. Impuesto sobre la Renta Corriente

El impuesto por pagar corriente se basa en las ganancias fiscales registradas durante el año. La ganancia fiscal difiere de la ganancia reportada en el estado de resultados, debido a las partidas de ingresos o gastos imponibles o deducibles en otros años y partidas que nunca son gravables o deducibles.

El pasivo de la Empresa por concepto del impuesto corriente e impuesto de renta para la equi-

dad (CREE) se calcula utilizando las tasas fiscales aprobadas al final del periodo sobre el cual se informa. La Empresa evalúa periódicamente la posición asumida en las declaraciones de impuestos, respecto de situaciones en las que las leyes tributarias son objeto de interpretación, y en caso necesario, constituye provisiones sobre los montos que espera deberá pagar a las autoridades tributarias.

Los impuestos corrientes correspondientes al período presente y a los anteriores, deben ser reconocidos como un pasivo en la medida en que no hayan sido liquidados. Si la cantidad ya pagada a través de retenciones, que corresponda al periodo presente y a los anteriores, excede el importe a pagar por esos periodos, el exceso debe ser reconocido como un activo. Cuando una pérdida fiscal se utilice para recuperar el impuesto corriente pagado en periodos anteriores, la Empresa reconocerá tal derecho como un activo en el mismo periodo en el que se produce la citada pérdida fiscal, puesto que es probable que la entidad obtenga el beneficio económico derivado de tal derecho.

3.5.1.2. Impuesto sobre la Renta Diferido

El impuesto diferido se reconoce sobre las diferencias temporarias entre el importe en libros de los activos y pasivos incluidos en los

estados financieros y las bases fiscales correspondientes utilizadas para determinar la ganancia fiscal. El pasivo por impuesto diferido se reconoce generalmente para todas las diferencias fiscales temporarias. Se reconocerá un activo por impuestos diferidos, por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, en la medida en que resulte probable que la entidad disponga de ganancias fiscales futuras contra las que cargar esas diferencias temporarias deducibles. Estos activos y pasivos no se reconocen si las diferencias temporarias surgen del reconocimiento inicial de otros activos y pasivos en una operación que no afecta la ganancia fiscal ni la ganancia contable.

El importe en libros de un activo por impuestos diferidos se somete a revisión al final de cada periodo sobre el que se informa y se debe reducir, en la medida que estime probable que no dispondrá de suficiente ganancia fiscal, en el futuro, como para permitir que se recupere la totalidad o una parte del activo.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos deben medirse empleando las tasas fiscales que se espera sean de aplicación en el periodo en el que el activo se realice o el pasivo se cancele, basándose en las tasas (y leyes fiscales) que al final del periodo sobre el que se informa hayan sido aprobadas. La medición de los pasivos por impuestos diferidos y los activos

por impuestos diferidos reflejará las consecuencias fiscales que se derivarían de la forma en que la entidad espera, al final del periodo sobre el que se informa, recuperar o liquidar el importe en libros de sus activos y pasivos.

3.6. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

Las propiedades, planta y equipo mantenidas para su uso en la prestación de servicios, o para fines administrativos, son registradas al costo menos la depreciación acumulada menos cualquier pérdida por deterioro reconocida.

El costo inicialmente medirá sus elementos de propiedades, planta y equipo al costo, el cual se encuentra comprendido por su precio de adquisición, incluidos los aranceles de importación y los impuestos indirectos no recuperables que recaigan sobre la adquisición, después de deducir cualquier descuento comercial o rebaja del precio, cualquier coste directamente relacionado con la ubicación del activo en el lugar y en las condiciones necesarias para que pueda operar de la forma prevista por la dirección y los costos de dismantelar y remover las partidas y de restaurar el lugar donde estén ubicados cuando sea aplicable.

Dichas propiedades se clasifican en las categorías apropiadas de propiedades, planta y equipo al momento de su finalización y

cuando están listas para su uso previsto.

El costo de reemplazar parte de una partida de propiedades, planta y equipo es reconocido en su valor en libros, si es posible que los beneficios económicos futuros incorporados dentro de la parte fluyan a la Empresa y su costo pueda ser medido de manera fiable. El valor en libros de la parte reemplazada se da de baja.

Los costos del mantenimiento de las propiedades, planta y equipo son reconocidos en resultados cuando se incurren siempre y cuando no generen beneficios económicos adicionales importantes, caso en el cual se reconocerán como mayor valor del activo.

Los valores residuales, las vidas útiles y los métodos y tasas de depreciación de los activos se revisan a cada fecha de cierre de ejercicio y se ajustan prospectivamente.

3.6.1. Depreciación

La depreciación de los activos de propiedades, planta y equipo se inicia cuando los activos están listos para su uso. La depreciación se calcula sobre el monto depreciable, que corresponde al costo de un activo menos su valor residual.

Para las categorías de las propiedades, planta y equipo el valor residual será cero, siempre y cuando no exista la certeza de efectuar proceso de venta.

La depreciación es reconocida en resultados con base en el método de depreciación lineal, sobre las vidas útiles estimadas de cada partida de propiedades, planta y equipo, las cuales reflejan con mayor exactitud el patrón de consumo esperado de los beneficios económicos futuros relacionados con el activo.

La depreciación de un activo comenzará cuando esté en la ubicación y condiciones para operar de la forma prevista por la Empresa, y no cesará cuando el activo esté sin utilizar o se haya retirado del uso activo. Las vidas útiles determinadas se detallan en la Nota 4.2.

Se dará de baja una partida de propiedades, planta y equipo al momento de su disposición o cuando ya no se espera que surjan beneficios económicos futuros del uso continuado del activo. La ganancia o pérdida que surja del retiro o desincorporación de un activo de propiedades, planta y equipo es calculada como la diferencia entre las ganancias por ventas y el importe en libros del activo, y se reconoce neta en otras ganancias y pérdidas en el resultado.

La depreciación no cesará cuando el activo esté sin utilizar o se haya retirado del uso activo, a menos que se encuentre depreciado por completo.

La E.E.P. reconoce la ganancia o pérdida por la baja en cuentas de una partida de propiedades,

planta y equipo en el resultado del periodo en que la partida sea dada de baja en cuenta y no clasifica estas ganancias como ingresos de actividades ordinarias.

3.6.2. Deterioro del Valor de las Propiedades, Planta y Equipo

Al final de cada periodo sobre el cual se informa, la Empresa evalúa los importes en libros de sus propiedades, planta y equipo a fin de determinar si existe un indicativo de que estos activos han sufrido alguna pérdida por deterioro. En tal caso, se calcula el monto recuperable del activo a fin de determinar el alcance de la pérdida por deterioro, de haber alguna. Si no existen indicios de deterioro del valor, no será necesario estimar el importe recuperable.

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos los costos de venta y el valor en uso. El valor en uso es el valor presente de los flujos futuros de efectivo que se espera obtener de un activo.

Las pérdidas por deterioro se reconocen inmediatamente en ganancias o pérdidas.

Cuando una pérdida por deterioro es revertida posteriormente, el importe en libros del activo aumenta al valor estimado revisado de su monto recuperable, de tal manera que el importe en libros incrementado no excede el importe en

libros que se habría calculado si no se hubiera reconocido la pérdida por deterioro para dicho activo en años anteriores. El reverso de una pérdida por deterioro es reconocido automáticamente en ganancias o pérdidas.

3.7. ARRENDAMIENTOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS

La determinación de si un acuerdo constituye o incluye un arrendamiento se basa en la esencia del acuerdo a la fecha de su celebración, en la medida en que el cumplimiento del acuerdo dependa del uso de uno o más activos específicos, o de que el acuerdo conceda el derecho de uso del activo, incluso si tal derecho no se encuentra especificado de manera explícita en el acuerdo. Para los acuerdos celebrados antes del 1° de enero de 2015 (fecha de la transición a las NCIF para las PYMES), la fecha de celebración se consideró el 1° de enero de 2015, de acuerdo con la exención prevista en la Sección 35 – Transición a las NIIF para las PYMES.

3.8. ACTIVOS INTANGIBLES

Los activos intangibles adquiridos en forma separada se miden inicialmente al costo. El costo de los activos intangibles adquiridos en combinaciones de negocios es su valor razonable a la fecha de la adquisición. Después del reconocimiento inicial, los activos in-

tangibles se contabilizan al costo menos las amortizaciones y cualquier pérdida acumulada por deterioro del valor, en caso de existir.

E.E.P. reconoce el desembolso incurrido internamente en una partida intangible como un gasto, incluyendo todos los desembolsos para actividades de investigación y desarrollo, cuando incurra en estos, a menos que forme parte del costo de otro activo que cumpla los criterios de reconocimiento. Todos los activos intangibles tienen vida útil finita. En caso de que esta no pueda ser estimada fiablemente, se supondrá que la vida útil es de 10 años. Los activos intangibles se amortizan a lo largo de sus vidas útiles, y se revisan para determinar si tuvieron algún deterioro del valor en la medida en que exista algún indicio de que el activo intangible pudiera haber sufrido dicho deterioro.

El período y el método de amortización para un activo intangible se revisan al menos al cierre de cada período sobre el que se informa. Los cambios en la vida útil esperada o el patrón esperado de consumo del activo se contabilizan al modificarse el período o el método de amortización, según corresponda, y se tratan prospectivamente como cambios en las estimaciones contables. El gasto por amortización de los activos intangibles se reconoce en el estado de resultados en la categoría de gastos que resulte más coherente

con la función de dichos activos intangibles.

La amortización comienza cuando el activo intangible se encuentra en la ubicación y condiciones necesarias para que se pueda usar de la forma prevista por la Gerencia. La amortización cesa cuando el activo se da de baja en cuentas.

E.E.P. ha elegido el método lineal de amortización el cual refleja el patrón esperado de consumo de los beneficios económicos futuros derivados del activo. Las ganancias o pérdidas que surjan de dar de baja un activo intangible se miden como la diferencia entre el ingreso neto procedente de la venta y el importe en libros del activo, y se reconocen en el estado de resultados cuando se da de baja el activo respectivo.

3.9. INVENTARIOS

En la E.E.P., los inventarios comprenden principalmente los bienes corporales que se mantienen con el propósito de venderlos o utilizarlos en la prestación del servicio de energía eléctrica. Estos elementos de inventario, en la medida en que sean consumidos o vendidos, se retirarán del rubro y se reconocerán como costo o gasto del periodo, según sea el caso.

Su costo es el valor de adquisición conformado por el costo de compra neto de descuentos comerciales y rebajas más los costos y erogaciones necesarios para

ubicarlo en las instalaciones de la E.E.P.

La E.E.P. deberá determinar para cada fecha de presentación de estados financieros si cada partida del inventario tiene capacidad de uso, siendo ésta, la medida en que existan activos en operación sobre los cuales el inventario se puede utilizar. Si no existen activos en operación sobre los cuales se puedan utilizar los inventarios, éstos deberán ser considerados como obsoletos, para tomar la decisión de ser vendidos o castigados y en consecuencia, proceder a su respectivo retiro de inventario físico y contable, reconociendo así la pérdida por deterioro de valor.

Estos retiros deben ser reconocidos como una pérdida por deterioro de valor en el resultado del período correspondiente, por el costo promedio ponderado de la referencia; el reconocimiento se hará en el momento en que el inventario adquiere la característica de obsoleto o deteriorado físicamente y se toma la decisión de darlo de baja.

3.10. RECONOCIMIENTO DE INGRESOS, COSTOS Y GASTOS

Los ingresos se calculan al valor razonable de la contraprestación recibida o por recibir. Los ingresos se reducen por los descuentos, bonificaciones o rebajas comerciales y otras asignaciones similares es-

timadas para los clientes. El valor razonable se mide por el valor del efectivo o equivalente del efectivo recibido o por recibir.

3.10.1. Ingresos Ordinarios

Los ingresos son los incrementos de beneficios económicos durante el periodo, que se generan en la realización de las actividades ordinarias y/o otros ingresos de la E.E.P., que aumentan el patrimonio.

La E.E.P. reconoce los ingresos ordinarios, si sus valores son estimados confiablemente, de acuerdo al grado de terminación o de avance de la prestación final del servicio en el periodo en el que se informa, es decir, al final de cada mes.

3.10.1.1. Ingresos por comercialización de energía eléctrica

Corresponden a los ingresos por la comercialización y distribución de energía eléctrica que obtiene la E.E.P. a partir de su actividad principal.

3.10.1.2. Ingresos por prestación de servicios

Corresponde a los ingresos por prestación de servicios originados del sistema de transmisión de energía.

3.10.1.3. Ingresos rendimientos financieros e intereses

Corresponden a los valores que recibe la E.E.P. por el uso de efectivo, de equivalentes al efectivo o inversiones, por rendimientos que obtiene de las financiaciones otorgadas.

3.10.1.4. Arrendamiento de bienes

Corresponde a los ingresos que la E.E.P. recibe por el arrendamiento y subarriendo de bienes inmuebles.

3.10.2. Otros ingresos

En esta categoría se incluye todo lo relacionado con recuperación de costos y gastos por daños, indemnizaciones recibidas y aprovechamientos, entre otros.

No se consideran ingresos aquellos valores que corresponden a un reintegro de un gasto realizado en el mismo período contable, los cuales son reconocidos como un menor valor del gasto correspondiente. Sin embargo, si el gasto se realizó en períodos anteriores, se lleva al ingreso su recuperación.

3.10.2.1. Venta de activos

Esta categoría incluye los ingresos por la venta de propiedades, planta y equipo, que fueron utilizados para el desarrollo del objeto social y que no son requeridos en la actualidad para el giro normal de sus

operaciones. Además, incluye la venta de otros activos como inversiones, intangibles, entre otros.

3.10.2.2. Venta de otros bienes

Esta categoría incluye los ingresos por la venta de bienes, tales como material reciclable, los cuales se dan de forma irregular en la E.E.P.

3.10.2.3. Donaciones recibidas

Corresponde a los ingresos recibidos de bienes y servicios por parte de terceros a título gratuito de personas naturales o jurídicas, con o sin una destinación específica, para cumplir con los objetivos propios de la E.E.P. Las donaciones pueden ser en Efectivo, Inversiones, Derechos, Bienes Muebles e Inmuebles y Otros Activos.

3.10.3. Costos y Gastos

La E.E.P. reconoce sus costos y gastos en la medida en que ocurran los hechos económicos en tal forma que queden registrados sistemáticamente en el período contable correspondiente, independiente del flujo de recursos monetarios o financieros. Se reconoce un gasto de forma inmediata cuando un desembolso no genera beneficios económicos futuros o cuando no cumple los requisitos necesarios para su registro como activo.

En la aplicación de las políticas contables de la Empresa, la administración debe hacer juicios, es-

timados y presunciones sobre los importes en libros de los activos y pasivos que aparentemente no provienen de otras fuentes. Los estimados y presunciones asociadas se basan en la experiencia histórica y otros factores que se consideran como relevantes. Los resultados reales podrían diferir de dichos estimados. Estos juicios críticos y estimaciones se describen en la Nota 4.

3.11. BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

La Empresa establece como partidas que componen las obligaciones laborales todos los rubros relacionados con salarios por pagar, pagos a seguridad social, prestaciones sociales y bonos entregados por mera liberalidad.

Un pasivo es reconocido por los beneficios a los empleados a corto plazo con respecto a los salarios, permisos remunerados, licencias médicas, seguridad social, prestaciones sociales y bonificaciones en el período en el que se ofrece el servicio y se miden al importe no descontado de los beneficios que se estima que serán pagados a cambio de esos servicios relacionados.

3.12. PROVISIONES Y CONTINGENCIAS

Una provisión representa un pasivo de la E.E.P. calificado como probable, cuyo monto es estimable

confiablemente, pero cuyo valor exacto final y la fecha de pago es incierta. Las provisiones son un subconjunto de pasivos. Éstas se distinguen de otros pasivos, tales como las cuentas por pagar a proveedores o acreedores comerciales que son objeto de estimación, debido a que se caracterizan por la existencia de incertidumbre acerca del momento del vencimiento o de la cuantía de los desembolsos futuros necesarios para proceder a su cancelación.

3.12.1. Litigios y demandas

El valor inicial de las provisiones para litigios y demandas, es el monto que tiene que desembolsar la E.E.P. en la fecha del cierre contable; según la estimación realizada por el área jurídica. Si esa estimación actual coincide con el monto a pagar en el futuro sin pretensiones de reajuste debe ser descontado a valor actual tomando en cuenta el tiempo estimado para liquidar el pleito y a una tasa de mercado de deuda que es equivalente a la tasa de interés de los créditos de la E.E.P. en dicho plazo (caso en el cual el abogado deberá decir la posible fecha de desembolso).

3.12.2. Contratos onerosos

Se reconoce una provisión por contratos onerosos que represente la pérdida neta inevitable que surja del contrato, la cual se mide como el exceso del literal a) sobre el b):

- a. Los costos inevitables de cumplir las obligaciones del contrato; los cuales pueden ser el menor entre:
 - i. el costo de cumplir las cláusulas del contrato, o;
 - ii. las multas procedentes de su incumplimiento.
- b. Los beneficios económicos que se esperen recibir del contrato.

3.12.3. Pasivos contingentes

Un pasivo contingente es aquel cuyo monto es determinable o no en forma confiable pero su desenlace final es incierto o remoto. También se incluyen como pasivos contingentes aquellos cuyo desenlace final es probable pero su monto no es determinable en forma confiable.

Los pasivos contingentes posibles no se reconocen en los Estados Financieros; sólo se revelan en notas cuando su monto sea significativo, en cuyo caso describe la naturaleza del mismo y su estimación. Para los pasivos contingentes remotos no es necesario efectuar revelaciones.

Debido a que los pasivos contingentes pueden evolucionar, la E.E.P. debe revisar mensualmente si el pasivo contingente posible o remoto se ha convertido en probable, caso en el cual debe reconocer una provisión en sus Estados Financieros.

3.12.4. Activos contingentes

Un activo contingente representa la probabilidad de que la E.E.P. obtenga beneficios económicos futuros producto de demandas, pleitos y litigios a su favor y cuyo desenlace futuro confirma o no la existencia del activo

La E.E.P. reconoce una cuenta por cobrar de una demanda o proceso legal a favor, sólo cuando:

- a. Se haya recibido un fallo de la autoridad competente.
- b. Sea probable que la E.E.P. reciba recursos del demandante.
- c. Y la calificación del abogado de la probabilidad de recaudo supere el 80%.

Los activos contingentes surgidos de sucesos inesperados o no planificados, de los cuales nace la posibilidad de una entrada de beneficios económicos en la E.E.P., no se registran en los Estados Financieros, ni se revelan en las notas; sólo se hace el registro y la revelación en notas, en el momento en que sea totalmente seguro que se van a recibir dichos beneficios económicos.

Los activos contingentes han de ser objeto de evaluación de forma trimestral, con el fin de asegurar que su evolución se refleja apropiadamente en los Estados Financieros

NOTA 4. JUICIOS Y ESTIMACIONES CONTABLES RELEVANTES

Los elementos importantes sujetos a estas estimaciones y presunciones incluyen la selección de las vidas útiles de los activos fijos, el análisis de su recuperación en las operaciones (test de deterioro), la recuperación del impuesto sobre la renta diferido, el análisis de los riesgos para determinar otras disposiciones, incluidas las tributarias, laborales y riesgos civiles y la evaluación de los instrumentos financieros y otros activos y pasivos en la fecha del balance. Estas estimaciones se han realizado sobre la base de la mejor información disponible al cierre del ejercicio. Sin embargo, dada la incertidumbre inherente a las mismas podrían surgir acontecimientos futuros que obliguen a modificarlas en los próximos ejercicios, lo cual se realizaría, en su caso, de forma prospectiva.

La E.E.P. revisa periódicamente sus estimaciones y presunciones. A continuación, se discuten las presunciones básicas respecto al futuro y otras fuentes clave de incertidumbre en las estimaciones, al final del periodo sobre el cual se reporta, las cuales pueden implicar un riesgo significativo de ajustes materiales en los importes en libros de los activos y pasivos durante el próximo período financiero.

Con el fin de proporcionar un mejor entendimiento sobre como la E.E.P. forma sus juicios de eventos futuros, incluyendo las variables e hipótesis utilizadas en las estimaciones, se incluyen los comentarios relacionados con cada práctica contable crítica de la siguiente manera:

4.1. IMPUESTO DE RENTA DIFERIDO

El importe por impuesto de renta diferido es revisado en cada fecha de los estados financieros y se disminuye la cantidad que ya no es realizable a través de ganancias impositivas futuras. Los activos y pasivos por impuestos diferidos deben medirse sobre las diferencias temporarias empleando las tasas fiscales que se espera sean de aplicación en el periodo en que el activo se realice o el pasivo se cancele, basándose en las tasas (y leyes fiscales) que al final del periodo sobre el que se informa hayan sido aprobadas. El resultado fiscal futuro puede ser mayor o menor que las estimaciones consideradas en la definición de la necesidad de registro, y la cantidad que se registró, del activo por impuestos diferidos.

4.2. VIDA ÚTIL DE PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

Como se describe en el punto 3.6, la E.E.P revisa la vida útil estimada de las propiedades, planta y equipo al final de cada periodo anual.

La E.E.P. reconoce la depreciación de sus propiedades y equipo sobre la base de la vida útil estimada, y refleja de manera significativa la vida económica de los activos fijos. Sin embargo, la vida de servicio puede variar en función de la actualización tecnológica de cada elemento. Las vidas útiles de las propiedades, planta y equipo también afectan las pruebas de recuperación (test de deterioro) de costos de activos los activos fijos, cuando sea necesario. Las vidas útiles estimadas para los periodos actuales son las siguientes:

CLASE	AÑOS DE DEPRECIACIÓN
CONSTRUCCIONES Y EDIFICACIONES	Entre 20 y 50 años
REDES, LÍNEAS Y CABLES	30 años
PLANTAS, DUCTOS Y TÚNELES. – SUBESTACIONES	Entre 10 y 40 años
EQUIPO DE COMPUTO	3 años
COMPUTADORES DE ESCRITORIO	4 años
DISPOSITIVOS MÓVILES (PORTÁTILES Y TABLETAS)	2 años
MAQUINARIA Y EQUIPO	5 años
SISTEMA DE AIRE ACONDICIONADO	8 años
EQUIPOS DE COMUNICACIÓN	3 años
LÍNEAS TELEFÓNICAS	4 años
SATÉLITES Y ANTENAS	6 años
MUEBLES Y ENSERES	10 años
EQUIPO DE TRANSPORTE.	15 años
AUTOS, CAMIONETAS Y CAMPEROS	12 años

4.3. PRUEBA DE DETERIORO PARA PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

Existen normas específicas para evaluar la recuperabilidad de los activos de larga vida, como las propiedades, planta y equipo. A la fecha de cada estado financiero, la E.E.P. lleva a cabo un análisis para determinar si existe evidencia de que la cantidad de activos de larga vida no es recuperable. Si se identifica tal evidencia, el importe recuperable de los activos se calcula por la Empresa. El importe recuperable de un activo es determinado por el mayor entre: (a) el valor razonable menos los costos estimados de venta y (b) su valor en uso. El valor de uso se mide con base al flujo de caja descontado (antes de impuestos) derivados por el uso continuado de un activo hasta el final de su vida útil.

4.4. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

La Administración utiliza su juicio a la hora de seleccionar técnicas apropiadas de valoración de instrumentos financieros no cotizados en mercados con actividad representativa. Las técnicas de valoración utilizadas son técnicas de uso común en el mercado y aplicadas por los expertos en dichos mercados.

4.5. CAMBIOS EN ESTIMACIONES CONTABLES

A pesar de que las estimaciones anteriormente descritas se realizaron en función de la mejor infor-

mación disponible a la fecha sobre los hechos analizados, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas en ejercicios posteriores, lo que se haría, en el caso de ser preciso y conforme a lo establecido en la Sección 10, de forma prospectiva reconociendo los efectos del cambio de estimación en el resultado de los ejercicios afectados.

4.6 RECONOCIMIENTO DE INGRESOS

En cada fecha de presentación de los estados financieros se realizan estimaciones de los ingresos ordinarios correspondientes a la prestación del servicio de energía despachos de energía o transacciones en el mercado secundario, proporcionada por el operador del mercado. Normalmente, estas estimaciones no presentan variaciones significativas con las posteriores mediciones reales.

4.7. RECONOCIMIENTO DE COSTOS

Los costos y gastos se registran con base en causación. En cada fecha de presentación de los estados financieros se realizan estimaciones de los costos causados sobre las bases de información disponible sobre compras de energía o transacciones en el mercado secundario, proporcionada por el operador del mercado. Normalmente, estas estimaciones no presentan variaciones significativas con las posteriores mediciones reales.

NOTA 5. TRANSICIÓN A LAS NORMAS DE CONTABILIDAD Y DE INFORMACIÓN FINANCIERA ACEPTADAS EN COLOMBIA (NCIF).

A continuación se relacionan los principales ajustes y reclasificaciones de la convergencia a las NIIF para PYMES que afectan el patrimonio al 1 de enero de 2015 (fecha de adopción de las NCIF) y al 31 de diciembre de 2015 (fecha de Transición), al resultado integral correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 que surge de comparar las políticas contables aplicadas por E.E.P. en la preparación de los estados financieros hasta el cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015, y las políticas contables aplicadas por E.E.P. en la preparación de los estados financieros a partir del ejercicio iniciado el 1 de enero de 2015 bajo NCIF.

5.1. EXCEPCIONES A LA APLICACIÓN DE LA NIIF PARA PYMES.

De acuerdo con lo indicado en la Sección 35 "Adopción por primera vez a la NIIF para PYMES", se presentan los principales ajustes, así como las conciliaciones relacionadas con el proceso de adopción:

5.1.1. Medición de las Propiedades, Planta y Equipo:

El párrafo 17.15 exige la medición de todas las partidas de propiedades, planta y equipo tras su reconocimiento inicial al costo menos la depreciación acumulada y cualesquiera pérdidas por deterioro del valor acumuladas.

No obstante, en la fecha de adopción a la NIIF para PYMES (es decir, 1 de enero de 2015), de acuerdo con el párrafo 35.10(c), la Empresa puede elegir medir sus propiedades, planta y equipo (partida por partida) a su costo atribuido (es decir, su valor razonable al 1 de enero de 2015).

"Una entidad puede elegir utilizar el valor razonable como costo atribuido para ciertas partidas de una clase, y decidir aplicar el modelo de costo-depreciación-deterioro del valor de acuerdo con la Sección 17 de forma retroactiva para otras partidas en la clase".

La Empresa mide sus elementos de propiedades, planta y equipo en el balance de apertura utilizando como costo atribuido el valor de los

avalúos elaborados a diciembre de 2014. Los elementos de activos que fueron valorados con esta metodología fueron: edificaciones y terrenos.

Los otros elementos de propiedades, planta y equipo, tales como: equipo de oficina, equipo de computación, equipo de comunicaciones y maquinaria, se reconocieron al costo inicial menos la depreciación acumulada bajo normas locales ya que no se considera significativo el valor de estos activos.

5.1.2. Conciliación Patrimonial

CONCILIACIÓN PATRIMONIAL		
	31 DE DICIEMBRE DE 2015	1º DE ENERO DE 2015
PATRIMONIO DE ACUERDO CON PCGA ANTERIORES	12.562.542	11.940.815
AJUSTES POR LA CONVERSIÓN A NCIF		
EFFECTO EN RESULTADO DEL AÑO:		
AJUSTE EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO	(4.012)	
AJUSTE CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR	(1.577.320)	77.065
AJUSTE INVENTARIOS	3.924	(23.256)
AJUSTE PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO	5.860.725	4.801.231
AJUSTE ACTIVOS POR IMPUESTOS DIFERIDOS	635.296	706.673
AJUSTE OTROS ACTIVOS	(434.158)	(228.013)
AJUSTE ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA	(86.680)	(27.738)
AJUSTE PRÉSTAMOS CORRIENTES	1.264	174.047
AJUSTE CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR	(205.065)	33.549
AJUSTE OTRAS PROVISIONES	4.168.690	3.287.916
AJUSTE PASIVO POR IMPUESTOS DIFERIDOS	(1.299.162)	(967.054)
PATRIMONIO DE ACUERDO A NCIF	19.626.044	19.775.234

5.1.3. Conciliación de Utilidad Año 2015

CONCILIACIÓN UTILIDAD	
UTILIDAD NETA DEL AÑO 2015 DE ACUERDO A PCGA ANTERIORES	1.606.774
AJUSTES POR LA CONVERSIÓN A NCIF	
EFFECTO NETO DEPRECIACIÓN	(295.568)
EFFECTO NETO AMORTIZACIÓN	(329.796)
RECONOCIMIENTO INGRESOS FACTURADOS EN 2016 (ADD)	138.217
AJUSTE DEVOLUCIONES EN VENTAS	(669.575)
RECONOCIMIENTO INGRESOS FINANCIEROS	87
AJUSTE INGRESOS EXTRAORDINARIOS	2.247
RECONOCIMIENTO DE SERVICIOS PRESTADOS NO FACTURADOS	1.052
AJUSTE GASTOS EXTRAORDINARIOS	(72.334)
AJUSTE A PROVISIONES DIVERSAS	(149.682)
AJUSTE POR DETERIORO	200.950
AJUSTE IMPUESTO DIFERIDO	403.485
TOTAL AJUSTES	-770.917
RESULTADO NETO DE ACUERDO A NCIF	835.857

_ 5.1.4. Ajustes y Reclasificaciones en ESFA

AJUSTES Y RECLASIFICACIONES EN ESFA				
		PCGA anteriores a 31 de diciembre de 2014	Valores a 01 de enero de 2015 -ESFA	Ajuste por adopción
DISPONIBLE	a	1.610.831	1.661.446	50.615
INVERSIONES		460.400	460.400	-
DEUDORES	b	5.749.978	3.304.245	(2.445.733)
INVENTARIOS	c	151.064	764.201	613.137
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO	b-d	16.779.482	22.248.718	5.469.236
OTROS ACTIVOS	e-d	1.901.865	1.992.485	90.620
TOTAL ACTIVO		26.653.620	30.431.495	3.777.875
PASIVOS FINANCIEROS	f	2.802.467	2.824.414	21.947
CUENTAS POR PAGAR	g	7.431.264	6.842.293	(588.971)
PASIVOS ESTIMADOS	h	3.310.416		(3.310.416)
OTROS PASIVOS	i	1.168.658	989.554	(179.104)
TOTAL PASIVO		14.712.805	10.656.261	(4.056.544)
PATRIMONIO	j	11.940.815	19.775.234	7.834.419
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO		26.653.620	30.431.495	3.777.875

a. Reconocimiento de partidas conciliatorias en el efectivo contra cuentas por pagar y reclasificación de cuentas por cobrar por un embargo judicial realizado a la compañía.

b. Eliminación de cuentas por cobrar que de acuerdo análisis de deterioro no generarán beneficios económicos futuros a la empresa, reconocimiento de servicios prestados en el 2014, eliminación de anticipos que fueron gastos durante el 2014 y no fueron legalizados y reclasificación de anticipos a otros conceptos del balance.

c. Reclasificación de la cuenta bienes muebles en bodega y ajuste al valor real del inventario.

d. Reconocimiento de los terrenos por su valor razonable, reclasificación de anticipos a construcciones en curso, eliminación de las propiedades, planta y equipos que no cumplieron con la definición para ser activos, reexpresión de la vida útil bajo NIIF de acuerdo con el método de depreciación de línea recta y la vida útil establecida en las políticas y reconocimiento de la depreciación del leasing financiero, eliminación de la provisión de activos fijos ya que bajo NIIF no se cumplen con los criterios de deterioro y reconocimiento de activos bajo la modalidad de comodato.

e. Reconocimiento de Activos Diferidos: Bajo PCGA anteriores, se registra como impuesto de renta diferido el efecto de las diferencias temporales entre libros e impuestos en el tratamiento de ciertas transacciones, siempre que exista una expectativa razonable que tales diferencias se

revertirán. Las NCIF requieren el reconocimiento de impuestos diferidos usando el método de balance que está orientado al cálculo de las diferencias temporarias entre la base tributaria de un activo o un pasivo y su valor contable en el balance. Eliminación de activos como obras y mejoras en propiedades ajenas, responsabilidades en procesos y su provisión, bienes de arte y cultura e intangibles que no generaran beneficios económicos a la EEP. Además se da la reexpresión de la amortización de un activo intangible que bajo la política le fue establecida otra vida útil y se eliminan las valorizaciones de los inmuebles con el fin de reconocer dichas propiedades por su valor razonable.

f. Valoración de obligación financiera a costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva y reclasificación de saldos de cuentas por pagar a créditos obtenidos de una cuenta por pagar a largo plazo.

g. Reconocimiento de cuentas por pagar de servicios prestados a la EEP de los cuales se habían entregado anticipos y eliminación de pasivos que no generaran salidas de recursos económicos a la empresa. Valoración a costo amortizado de dividendos que se esperan pagar en el largo plazo, Reclasificación de ingresos recibidos para terceros ya que son recursos que la EEP.

h. Reconocimiento de provisión por probable pérdida de litigio y eliminación de la provisión reconocida bajo norma local que se establecía por posibles cobros a la EEP por el uso de bienes de terceros como redes, líneas y cables, pero que legalmente no hay acciones en contra de la EEP a diciembre del 2014.

i. Se realizó un comparativo de la base fiscal con los saldos NIIF del balance de apertura al mismo periodo de corte. Las diferencias generadas por cada cuenta contable se analizaron para determinar, si la diferencia proviene de reclasificaciones, de una diferencia temporaria deducible o imponible o de una diferencia permanente, para determinar el cálculo del impuesto diferido.

j. La composición del patrimonio después de la primera aplicación se presenta a continuación:

1 de enero, 2015	PCGA anteriores	NCIF	Variación
CAPITAL EMITIDO	6.612.591	6.612.591	0
PRIMA DE EMISIÓN	28.105	28.105	0
RESERVAS	2.028.678	2.028.678	0
SUPERÁVIT POR DONACIÓN	410.481	0	(410.481)
UTILIDADES DE EJERCICIOS ANTERIORES	1.788.611	1.788.611	0
SUPERÁVIT POR VALORIZACIÓN	938.595		(938.595)
EFFECTO SANEAMIENTO CONTABLE	133.754		(133.754)
GANANCIAS ACUMULADAS, EFECTO CONVERSIÓN NIIF	-	9.317.249	9.317.249
TOTAL PATRIMONIO	11.940.815	19.775.234	7.834.419

5.1.5. IMPUESTO DIFERIDO

	31 DE DICIEMBRE DE 2015		1º DE ENERO DE 2015	
	Diferencias temporarias	Activo (Pasivo) por impuestos diferidos	Diferencias temporarias	Activo (Pasivo) por impuestos diferidos
DIFERENCIAS TEMPORARIAS				
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFFECTIVO	4.012	1.540	407	155
CUENTAS POR PAGAR	1.048.030	393.817	349.232	(50.443)
INVENTARIOS	(458.110)	(172.127)	(613.137)	(233.501)
DEPRECIACIÓN DE PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO	(1.379.498)	(472.210)	(1.921.342)	92.441
OTROS ACTIVOS	(417.757)	(156.965)	252.951	96.330
PASIVOS FINANCIEROS	(1.263)	(474)	21.947	8.358
CUENTAS POR PAGAR	(17.112)	(6.429)	(478.667)	(182.289)
OTROS PASIVOS	(2.768)	(251.018)	22.500	8.568
TOTAL	(1.228.478)	(663.866)	(2.366.109)	(260.381)

Para el período de apertura la tasa impositiva aplicada a las diferencias temporarias fue del 38,08% , que corresponde a la tarifa del impuesto de renta ordinario (25%) y a la tasa de impuesto sobre la renta para la equidad CREE (9%) y un promedio de la sobretasa que la empresa tendrá estimada en 4,08%. Para el período de Transición correspondió a 37,57%, teniendo en cuenta un promedio de sobretasa estimada del 3,57%.

NOTA 6. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

El saldo de efectivo y equivalentes de efectivo al 31 de Diciembre de 2016 se componía por:

	31-DIC-16	31-DIC-15	01-ENE-15
CAJA	5.500.000	6.000.000	3.500.984
CUENTAS BANCARIAS CORRIENTES Y DE AHORRO:			
BCO. BBVA CTA. CTE. NO.59811787-7	47.660.397	-	11.196.823
BCO. BBVA CTA. CTE. NO.88200013-6	4.377.219	241.624	1.635.406
BCO. POPULAR CTA. CTE. NO.69011867-4	-	6.669.531	657.404.303
BCO. POPULAR CTA. CTE. NO.69072244-2 STR	76.784	3.091.709	166.474.283
BCO. BANCOLOMBIA CTA. CTE. 92747661179	3.164.590	549.606.126	-
BCO. AGRARIO DE COLOMBIA ORITO CTA. CTE. NO.11329-4	510.549	25.167.428	78.471.452
BCO. AGRARIO DE COLOMBIA MOCOA CTA. CTE. NO.1235-9	1.255.152	302.449	210.068
BCO. AGRARIO DE COLOMBIA VILLA CTA. CTE. NO.547-9	1.123.045	13.775.726	70.211.832
BCO. AGRARIO DE COLOMBIA PTO. GUZMÁN NO.256-7	9.866.225	26.213.718	22.785.179
BCO. POPULAR CTA. AHORROS NO. 69072114-7	39.337	1.287.817	421.779.060
BCO. POPULAR CTA. AHORROS NO.69072097-4	32.058.249	557.843	21.046.443
BCO. POPULAR CTA. AHORROS 69072240-0	2.523	2.523	2.523
BCO. BBVA CTA. AHORROS NO. 598208320	14.022	126.490.601	153.450.185
BCO. BBVA CTA. AHORROS NO. 598263440	-	50.214.489	-
BCO. BBVA CTA. AHORROS NO. 598313948	73.415	-	-
BCO. BBVA CTA. AHORROS NO. 598313936	9.770.833	-	-
TOTAL	109.992.339	803.621.584	1.604.667.557
FONDOS ESPECIALES			
FIDUCIARIA CORFICOLOMBIANA	131.376.109	3.518.897	53.277.281
TOTAL	246.868.448	813.140.481	1.661.445.822

Los saldos bancarios disponibles a 31 de diciembre de 2016 no mantie-

nen condiciones de restricción y devengan intereses a tasas variables sobre la base de las tasas diarias de depósitos bancarios.

NOTA 7. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

El saldo de cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar, neto al 31 de diciembre de 2016 se componía por:

	31-DIC-16	31-DIC-15	01-ENE-15
SERVICIOS PÚBLICOS (1)	5.942.652.317	3.024.850.526	2.538.363.588
COMERCIALIZACIÓN	2.590.375.529	1.898.665.549	1.688.034.911
SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL	206.311.106	196.643.672	201.501.264
OTROS SERVICIOS DE ENERGÍA	222.461.438	10.441.120	193.626.122
PRESTACIÓN DE SERVICIOS NO FACTURADOS	329.342.253	593.418.262	455.201.291
SUBSIDIO SERVICIO DE ENERGÍA (2)	2.619.851.524	326.880.923	-
DETERIORO	(25.689.533)	(1.199.000)	-
OTROS DEUDORES	1.304.012.465	578.646.806	765.881.915
TOTAL	7.246.664.782	3.603.497.332	3.304.245.503

(1) El rubro de Servicios Públicos está compuesto principalmente por la comercialización de energía eléctrica a los usuarios en desarrollo del objeto social de la empresa.

(2) El saldo en la cuenta de subsidios representa lo valores otorgados a los usuarios por parte del Ministerio de Minas y Energía.

NOTA 8. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS

El saldo de activos y pasivos por impuestos al 31 de diciembre de 2016 se componía por:

IMPUESTOS CORRIENTES

8.1. ACTIVOS POR IMPUESTOS

A continuación se detalla el análisis de los impuestos corrientes presentados en el Estado de Situación Financiera a 31 de diciembre de 2016:

	31-DIC-16	31-DIC-15	01-ENE-15
ACTIVOS DEL IMPUESTO CORRIENTE			
ANTICIPO CREE (1)	33.838.045	0	-
ANTICIPO DE IMPUESTO SOBRE LA RENTA	-	160.767.712	
IMPUESTO A LAS VENTAS	3.744.000	-	-
TOTAL	<u>37.582.045</u>	<u>160.767.712</u>	<u>0</u>

(1) A partir de 2013 se creó el impuesto sobre la renta para la equidad (CREE). Este impuesto se calcula con base a los ingresos brutos obtenidos, menos los ingresos no constitutivos de renta, costos, deducciones, rentas exentas y ganancias ocasionales a una tarifa del 9%. Para los años 2014 y 2013, en la determinación de la base para la liquidación del impuesto CREE no es permitida la compensación de pérdidas fiscales o excesos de renta presuntiva. La ley 1739 de 2014 estableció una sobretasa al impuesto a la renta CREE la cual es progresiva y temporal desde el año 2015 hasta el 2018, empezando con 5% en 2015 y para los años siguientes 6%, 8% y 9%, respectivamente, aplicable a bases gravables de \$800 millones en adelante. Se establece sobretasa al CREE para 2015, 2016, 2017 y 2018.

8.2. PASIVO POR IMPUESTOS:

Los pasivos por impuestos corrientes al cierre del año 2016 correspondían a:

PASIVOS DEL IMPUESTO CORRIENTE	31-DIC-16	31-DIC-15	01-ENE-15
IMPUESTO DE RENTA Y COMPLEMENTARIOS	461.143.557	-	599.019.363
IMPUESTO DE INDUSTRIA Y COMERCIO	228.722.735	125.410.537	281.724.732
CONTRIBUCIONES	5.170.198	-	-
IMPUESTO AL PATRIMONIO (2)	107.142.859	-	-
TOTAL	<u>802.179.349</u>	<u>125.410.537</u>	<u>880.744.095</u>

(2) La Ley 1739 de 2014 estableció el nuevo impuesto a la riqueza para personas naturales y jurídicas cuyo patrimonio al 1 de enero de 2015 sea superior a \$1,000 millones.

8.3. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTO DIFERIDO:

A continuación se detalla el análisis de los activos y pasivos del impuesto diferidos presentados en los estados de situación financiera a 31 de diciembre de 2016:

IMPUESTO DIFERIDO ACTIVO/ (PASIVO) RELACIONADO CON:	31-DIC-16	31-DIC-15	01-ENE-15
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFFECTIVO	-	1.540	155
CUENTAS POR PAGAR	(15.662)	393.817	(50.443)
INVENTARIOS	(270.949)	(172.127)	(233.501)
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO	(621.669)	(472.210)	92.441
OTROS ACTIVOS	(51.902)	(156.965)	96.330
PASIVOS FINANCIEROS	22.384	(474)	8.358
CUENTAS POR PAGAR	164.839	(6.429)	(182.289)
OTROS PASIVOS	(99.265)	(251.018)	8.568
TOTAL	<u>(872.224)</u>	<u>(663.866)</u>	<u>(260.381)</u>

Las tasas impositivas aplicadas a las diferencias temporarias corresponden a:

- 01 de enero de 2015: 38,08% que corresponde a la tarifa del impuesto de renta ordinario (25%) y a la tasa de impuesto sobre la renta para la equidad CREE (9%) y un promedio de la sobretasa que la empresa tendrá estimada en 4,08%.
- 31 de diciembre de 2015: 37,57% que corresponde a la tarifa del impuesto de renta ordinario (25%) y a la tasa de impuesto sobre la renta para la equidad CREE (9%) y un promedio de la sobretasa que la empresa tendrá estimada en 3,57%.
- 31 de Diciembre de 2016: 38,06% que corresponde a la tarifa del impuesto de renta ordinario (25%) y a la tasa de impuesto sobre la renta para la equidad CREE (9%) y un promedio de la sobretasa que la empresa tendrá estimada en 4,06%.

NOTA 9. INVENTARIOS.

En este rubro se encuentran los bienes adquiridos para la comercialización como; cables y medidores eléctricos, además de los elementos para el consumo en mantenimientos y construcción de Redes.

El saldo a Inventarios del 31 de diciembre 2016 comprendía:

	31-DIC-16	31-DIC-15	01-ENE-15
MERCANCÍAS EN EXISTENCIA	322.264.071	195.075.265	127.807.595
MATERIALES PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS	711.932.984	454.186.402	636.393.551
	1.034.197.055	649.261.667	764.201.146

NOTA 10. OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

En este rubro se encuentran registrados gastos pagados por anticipado como seguros, honorarios y otros gastos, los cuales a 31 de diciembre de 2016 equivalen a:

	31-DIC-16	31-DIC-15	01-ENE-15
GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO	382.010.957	749.990.660	661.548.762

NOTA 11. INVERSIONES.

El saldo a Inversiones del 31 de diciembre 2016 se componía por,

	31-DIC-16	31-DIC-15	01-ENE-15
ACCIONES ORDINARIAS (FRIGORÍFICO DEL PUTUMAYO SA)	70.300.000	70.300.000	70.300.000
ACCIONES PREFERENCIALES (FRIGORÍFICO DEL PUTUMAYO SA)	390.100.000	390.100.000	390.100.000
	460.400.000	460.400.000	460.400.000

Las inversiones de la compañía se encuentran representadas en Frigorífico del Putumayo S.A. con unas acciones ordinarias de 703 acciones que le otorga un porcentaje de participación de 18,79%; la E.E.P. es la única que tiene 3.901 acciones preferenciales que le dan voz pero no voto, la E.E.P no tiene control sobre la empresa, ni poder de decisión. Esta inversión es considerada por la E.E.P. como un instrumento financiero medido al costo, ya que estas no cotizan en un mercado público de valores ni la empresa conoce su valor razonable.

NOTA 12. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

El saldo neto de propiedades, planta y equipo a 31 de diciembre de 2016 se componía por:

	31-DIC-16	31-DIC-15	01-ENE-15
TERRENOS	1.064.551.563	1.064.551.563	1.064.551.563
CONSTRUCCIONES EN CURSO	472.679.531	472.679.531	484.175.420
EDIFICACIONES	1.252.291.570	1.252.291.570	1.180.724.877
PLANTAS, DUCTOS Y TÚNELES (1)	16.735.460.224	16.735.460.224	16.598.482.784
REDES, LÍNEAS Y CABLES	9.205.226.144	8.464.864.935	7.424.937.545
MAQUINARIA Y EQUIPO	1.218.523.619	712.114.025	577.205.425
MUEBLES ENSERES Y EQUIPO DE OFICINA	293.348.970	240.745.133	201.345.023
EQUIPOS DE COMUNICACIÓN Y COMPUTACIÓN	1.003.752.678	1.019.825.857	795.615.234
EQUIPO DE TRANSPORTE TRACCIÓN Y ELEVACIÓN	193.873.179	193.873.179	193.873.179
ANTICIPOS COMPRA EQUIPOS	-	-	-
DEPRECIACIÓN ACUMULADA	(8.995.435.769)	(7.748.397.671)	(6.272.192.591)
	22.444.271.709	22.408.008.346	22.248.718.459

(1) Se incluyen los valores correspondientes a los activos en comodato, mantenidos bajo el contrato GSA-2008 de fecha 19 de Marzo de 2008. suscrito con el Ministerio de Minas, los cuales representan recursos controlados por la entidad y sus riesgos y beneficios asociados al mismo han sido transferidos sustancialmente a la E.E.P.

Así mismo, mediante comunicación escrita, radicado 201607563108-11-2016, el Ministerio de Minas y Energía, confirma que ha retirado de sus estados financieros el valor de los contratos de comodato de bienes muebles entregados a terceros y entregados en administración, amparándose en el instructivo 002 del 8 de octubre de 2015, emitido por la Contaduría General de la Nación, que en el numeral 1.1 informa que bajo norma internacional, "los activos representan recursos controlados por la entidad, y pese a que el ministerio sea el dueño legal, no se puede reconocer dicho activo si los riesgos y beneficios asociados al mismo han sido transferidos sustancialmente".

Por lo tanto, la E.E.P. procedió al reconocimiento de este activo por el valor de \$6.158.472.030.

A continuación se detallan los movimientos relacionados con las adiciones, capitalizaciones y reclasificaciones, así como el cálculo de la depreciación acumulada que tuvo el rubro de propiedades, planta y equipo:

Año 2015					
	Saldo de Apertura	Adiciones	Capitalizaciones	Reclasificaciones	Saldo a 31 de diciembre de 2015
TERRENOS	1.064.552	0	0	0	1.064.552
CONSTRUCCIONES EN CURSO	484.175	0	-	11.496	472.680
EDIFICACIONES	1.180.725	82.703	-	11.136	1.252.292
PLANTAS, DUCTOS Y TÚNELES	16.598.483	136.977	-	-	16.735.460
REDES, LÍNEAS Y CABLES	7.424.938	1.158.296	-	118.369	8.464.865
MAQUINARIA Y EQUIPO	577.205	134.909	-	-	712.114
MUEBLES, ENSERES Y EQUIPO DE OFICINA	201.345	39.400	-	-	240.745
EQUIPOS DE COMPUTACIÓN Y COMUNICACIÓN	795.615	430.377	-	206.166	1.019.826
FLOTA Y EQUIPO DE TRANSPORTE	193.873	0	0	0	193.873
	28.520.911	1.982.663	-	347.168	30.156.406
DEPRECIACIÓN ACUMULADA					
	Saldo de Apertura	Adiciones	Ventas	Reclasificaciones	Saldo a 31 de diciembre de 2015
EDIFICACIONES	141.080	24.948	0	-	166.028
PLANTAS, DUCTOS Y TÚNELES	3.777.774	716.623	0	-	4.494.397
REDES, LÍNEAS Y CABLES	1.884.379	462.070	0	-	2.346.449
MAQUINARIA Y EQUIPO	89.988	125.233	0	-	215.221
MUEBLES, ENSERES Y EQUIPO DE OFICINA	78.882	19.464	0	-	98.346
EQUIPOS DE COMPUTACIÓN Y COMUNICACIÓN	216.277	114.938	0	-	331.215
FLOTA Y EQUIPO DE TRANSPORTE	83.812	12.930	0	-	96.742
	6.272.193	1.476.205	0	0	7.748.398
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO NETO	22.248.718				22.408.008

Año 2016					
	Saldo de Apertura	Adiciones	Capitalizaciones	Reclasificaciones	Saldo a 31 de diciembre de 2016
TERRENOS	1.064.552				1.064.552
CONSTRUCCIONES EN CURSO	472.680				472.680
EDIFICACIONES	1.252.292				1.252.292
PLANTAS, DUCTOS Y TÚNELES	16.735.460				16.735.460
REDES, LÍNEAS Y CABLES	8.464.865	755.358		14.997	9.205.226
MAQUINARIA Y EQUIPO	712.114	506.410		-	1.218.524
MUEBLES, ENSERES Y EQUIPO DE OFICINA	240.745	52.604		-	293.349
EQUIPOS DE COMPUTACIÓN Y COMUNICACIÓN	1.019.826	208.302		224.375	1.003.753
FLOTA Y EQUIPO DE TRANSPORTE	193.873				193.873
	30.156.406	1.522.673	-	239.372	31.439.707

DEPRECIACIÓN ACUMULADA	Saldo de Apertura	Adiciones	Capitalizaciones	Reclasificaciones	Saldo a 31 de diciembre de 2016
EDIFICACIONES	166.028	25.426			191.454
PLANTAS, DUCTOS Y TÚNELES	4.494.397	680.997			5.175.394
REDES, LÍNEAS Y CABLES	2.346.449	144.351			2.490.800
MAQUINARIA Y EQUIPO	215.221	157.997			373.218
MUEBLES, ENSERES Y EQUIPO DE OFICINA	98.346	25.674			124.020
EQUIPOS DE COMPUTACIÓN Y COMUNICACIÓN	331.215	200.334			531.548
FLOTA Y EQUIPO DE TRANSPORTE	96.742	12.259			109.001
	7.748.398	1.247.038	0	0	8.995.436

PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO NETA	22.408.008				22.444.272
-----------------------------------	-------------------	--	--	--	-------------------

Las propiedades, planta y equipo de la E.E.P. no tienen restricciones que limiten su realización o negociación.

NOTA 13. ACTIVOS INTAGIBLES

Esta cuenta representa los valores correspondientes a la adquisición de software por la empresa, entre ellos los utilizados en el centro de control para medición y mejoramiento de la calidad del servicio con el sistema de distribución.

El saldo de los Activos Intangibles al 31 de diciembre de 2016 se componía por:

	31-DIC-16	31-DIC-15	01-ENE-15
INTANGIBLES	760.433.959	745.237.595	635.634.238
AMORTIZACIÓN ACUMULADA	(87.946.385)	(43.725.385)	(11.366.002)
	672.487.574	701.512.210	624.268.236

NOTA 14. PASIVOS FINANCIEROS

Los préstamos financieros a 31 de diciembre de 2016 se componían por:

	31-DIC-16	31-DIC-15	01-ENE-15
OBLIGACIONES FINANCIERAS CORRIENTES			
SOBREGIROS OBTENIDOS	6.833.825	0	0
BANCA COMERCIAL (1)	858.028.136	0	0
OTRAS ENTIDADES (2)	493.732.039	478.229.558	368.332.000
	1.358.594.000	478.229.558	368.332.000
OBLIGACIONES FINANCIERAS NO CORRIENTES			
BANCA COMERCIAL (1)	225.721.330	0	0
OTRAS ENTIDADES (2)	216.666.667	1.155.879.267	2.456.082.624
	442.387.997	1.155.879.267	2.456.082.624
	1.800.981.997	1.634.108.825	2.824.414.624

(1) Obligaciones contraídas por la empresa con entidades bancarias en avales, cupos rotativos y préstamos.

(2) Adquisición de Activos Eléctricos a la empresa Grant Tierra.

NOTA 15. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Las cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar a 31 de diciembre de 2016 comprendían:

CORRIENTE	31-DIC-16	31-DIC-15	01-ENE-15
ADQUISICIÓN DE BIENES Y SERVICIOS (1)	2.315.116.836	2.746.245.224	2.617.011.466
ACREEDORES (2)	3.054.005.183	1.422.140.533	1.747.803.693
SUBSIDIOS ASIGNADOS	152.623.844	45.839.134	45.788.350
RETENCIÓN EN LA FUENTE	114.500.253	88.065.441	112.291.348
RETENCIÓN IMPUESTO DE INDUSTRIA Y COMERCIO	4.585.502	9.530.649	15.316.956
IMPUESTO AL VALOR AGREGADO	0	14.382.622	16.026.335
AVANCES Y ANTICIPOS	263.063.676	0	0
	5.903.895.294	4.326.203.603	4.554.238.148
NO CORRIENTE			
ACREEDORES (1)	313.132.636	1.470.647.000	
AVANCES Y ANTICIPOS	1.491.434.364	1.305.173.025	1.183.290.930
	1.804.567.000	2.775.820.025	1.183.290.930
TOTAL	<u>7.708.462.294</u>	<u>7.102.023.628</u>	<u>5.737.529.078</u>

Las cuentas comerciales correspondientes a la Adquisición de bienes y servicios (1) y Acreedores (2) son discriminadas por sus componentes, debido al tamaño e importancia de las mismas, donde se registran las obligaciones contraídas por la empresa en el desarrollo de su objeto social:

	31-DIC-16	31-DIC-15	01-ENE-15
(1) ADQUISICIÓN DE BIENES Y SERVICIOS	<u>2.315.116.836</u>	<u>2.746.245.224</u>	<u>2.617.011.466</u>
ENERGÍA	2.139.832.298	1.932.666.884	1.954.311.762
STR	21.000.008	114.737.461	102.997.725
OTROS BIENES	144.259.530	688.815.879	514.216.979
(2) ACREEDORES	<u>3.367.137.819</u>	<u>2.892.787.533</u>	<u>1.747.803.693</u>
COMISIONES HONORARIOS Y SERVICIOS	955.772.448	842.805.750	590.378.798

DIVIDENDOS Y PARTICIPACIONES	1.314.777.654	1.199.103.475	594.705.355
SERVICIOS PÚBLICOS	7.585.989	6.777.497	3.326.812
ARRENDAMIENTOS	20.347.086	5.292.748	2.444.166
VIÁTICOS Y GASTOS DE VIAJE	6.562.075	10.333.738	2.386.127
SEGUROS.	303.993.553	337.025.689	19.800.000
APORTES A FONDOS PENSIONALES	23.619.086	28.786.900	19.461.296
APORTES A SEGURIDAD SOCIAL	6.569.789	12.320.930	6.818.680
APORTES ICBF SENA Y CAJAS DE	5.148.966	7.101.800	16.070.745
SINDICATOS	0	9.837.460	7.813.167
EMBARGOS JUDICIALES	2.376.885	441.999	3.298.297
RIESGOS PROFESIONALES	8.564.553	7.446.100	11.957.578
LIBRANZAS	0	18.030.470	18.874.914
OTROS ACREEDORES	894.902.618	567.191.278	506.264.491
EFFECTO POR VALORACIÓN A COSTO	-183.082.883	-159.708.301	-55.796.733

NOTA 16. BENEFICIOS A EMPLEADOS

E.E.P. registra beneficios de corto plazo a los empleados, tales como sueldos, vacaciones, bonos, primas extralegales y otros.

Los beneficios a empleados al 31 de diciembre de 2016 se componían por:

	31-DIC-16	31-DIC-15	01-ENE-15
SALARIOS Y PRESTACIONES SOCIALES	474.172.191	335.124.997	224.020.190

NOTA 17. OTROS PASIVOS

Los otros pasivos al 31 de diciembre de 2016 se componían por:

	31-DIC-16	31-DIC-15	01-ENE-15
LITIGIOS Y DEMANDAS	-	60.000.000	22.500.000

Registra el valor estimado y provisionado por el ente económico para atender pasivos, que por la ocurrencia probable de un evento y el informe del Área Jurídica, puede originar una obligación justificable a favor de terceros por concepto de demandas laborales.

NOTA 18. PATRIMONIO

La composición del patrimonio, al 31 de diciembre de 2016 cerró de la siguiente manera:

	31-DIC-16	31-DIC-15	01-ENE-15
CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO (1)	8.158.900.000	6.999.810.000	6.612.590.000
PRIMA EN COLOCACIÓN DE ACCIONES	28.105.000	28.105.000	28.105.000
RESERVAS	2.369.240.367	2.207.182.939	2.028.678.022
UTILIDADES O EXCEDENTES ACUMULADOS	5.023.312	237.840.298	3.562.416
GANANCIAS RETENIDAS (2)	8.546.332.349	9.317.249.559	9.317.249.559
RESULTADOS DEL EJERCICIO	1.758.863.000	835.858.000	1.785.049.169
TOTAL	<u>20.866.464.028</u>	<u>19.626.045.796</u>	<u>19.775.234.166</u>

(1) Comprende el valor total de los aportes iniciales y los posteriores aumentos que las personas jurídicas y naturales ponen a disposición de la E.E.P. mediante acciones. A 31 de diciembre de 2016 se encuentran suscritas y pagadas 815.890 acciones de valor nominal \$10.000, para un total del capital autorizado y pagado de \$ 8.158.900.000 en propiedad de 705 accionistas.

CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO			
CAPITAL AUTORIZADO	9.700.000.000	7.000.000.000	7.000.000.000
CAPITAL POR SUSCRIBIR	-1.541.100.000	-190.000	-387.410.000
TOTAL	<u>8.158.900.000</u>	<u>6.999.810.000</u>	<u>6.612.590.000</u>

(2) GANANCIAS RETENIDAS			
POR CONVERSIÓN A NIIF ACTIVO	6.301.238.595	6.301.238.595	6.301.238.595
POR CONVERSIÓN A NIIF PASIVO	2.471.775.967	2.471.775.967	2.471.775.967
POR CONVERSIÓN A NIIF	544.234.997	544.234.997	544.234.997
AJUSTE POR DIFERENCIA EN DISTRIBUCIÓN DE UTILIDAD	-770.917.210	0	0
TOTAL	<u>8.546.332.349</u>	<u>9.317.249.559</u>	<u>9.317.249.559</u>

NOTA 19. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Los ingresos de actividades ordinarias corresponden a la prestación de servicios energía eléctrica y otros servicios, los cuales al 31 de diciembre de 2016 equivalen a:

	31-DIC-16	31-DIC-15
VENTA DE BIENES COMERCIALIZADOS	75.208.483	139.764.458
SERVICIO DE ENERGÍA (1)	32.607.445.298	25.232.254.613
OTROS SERVICIOS	309.681.137	341.649.026
DEVOLUCIONES REBAJAS Y DESCUENTOS	(88.229.451)	(762.161.293)
TOTAL	<u>32.904.105.467</u>	<u>24.951.506.804</u>

(1) Dentro de los servicios de energía se encuentran inmersas las categorías de servicios que a continuación se describen, prestados a los diferentes Municipios:

SERVICIO DE ENERGÍA		
MOCOA	12.755.379.857	9.514.847.369
VILLA GARZÓN	4.283.916.271	3.238.461.539
PTO GUZMÁN	1.146.367.249	794.858.006
ORITO	5.908.832.141	4.598.280.339
PIAMONTE	667.029.305	415.603.762
SANTA ROSA	7.449.555	4.713.623
TOTAL CONSUMO DE ENERGÍA	24.768.974.378	18.566.764.638
ALUMBRADO PÚBLICO		
MOCOA	1.060.712.195	826.026.327
VILLA GARZÓN	353.612.722	272.398.437
PUERTO GUZMÁN	106.065.921	82.078.813
ORITO	231.530.438	213.044.391
PIAMONTE	19.787.628	18.965.847
TOTAL ALUMBRADO PÚBLICO	1.771.708.904	1.412.513.815
INSTALACIONES	366.852.105	339.939.200
CORTES Y RECONEXIONES	38.478.000	34.254.000
CONSUMO CON MEDICIÓN	49.130.542	91.573.817
SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL	1.644.876.014	1.508.617.528
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL	310.111.585	101.115.996
ADD	3.657.313.770	3.177.475.619
TOTAL SERVICIO DE ENERGÍA	<u>32.607.445.298</u>	<u>25.232.254.613</u>

Representa el valor de los costos directos e indirectos necesarios en la prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía, de acuerdo con el objeto social y que tienen relación de causalidad con los ingresos generados.

Los costos de operación por las actividades de prestación de servicios al 31 de diciembre de 2016 se componían por:

	31-DIC-16	31-DIC-15
COSTOS DE VENTA DE BIENES	67.356.053	98.317.545
SERVICIOS PERSONALES	3.346.449.086	2.449.804.240
GENERALES	931.643.351	777.302.470
DEPRECIACIONES	1.189.550.530	1.190.588.140
ARRENDAMIENTO	48.917.676	43.986.040
AMORTIZACIONES	39.798.900	-195.027.826
COSTO DE BIENES Y SERVICIOS	17.042.126.158	12.209.215.998
ÓRDENES Y CONTRATOS DE MANTENIMIENTO	592.421.945	661.240.558
HONORARIOS	574.773.912	564.104.721
SERVICIOS PÚBLICOS	60.015.122	53.166.947
MATERIALES Y OTROS COSTOS	788.868.170	685.263.858
SEGUROS	236.814.007	209.254.128
	<u>24.918.734.910</u>	<u>18.747.216.819</u>

NOTA 20. COSTOS DE OPERACIÓN

NOTA 21. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Los gastos de administración al 31 de diciembre de 2016 comprenden:

	31-DIC-16	31-DIC-15
SUELDOS Y SALARIOS	1.681.266.085	1.555.895.590
CONTRIBUCIONES IMPUTADAS	(10.514.440)	25.114.642
CONTRIBUCIONES EFECTIVAS	153.617.475	127.175.315
GENERALES	1.061.384.101	983.055.963
IMPUESTOS, CONTRIBUCIONES Y TASAS	728.907.832	349.717.791
DETERIORO DE VALOR PARA CUENTAS COMERCIALES	27.276.359	204.561.785
PROVISIÓN PARA OBLIGACIONES FISCALES	393.510.735	295.191.995
PROVISIONES DIVERSAS	-	37.500.000
DEPRECIACIÓN DE PROPIEDADES PLANTA Y EQUIPO	57.487.568	39.278.060
DEPRECIACIONES DE BIENES	-	246.338.881
AMORTIZACIÓN DE INTANGIBLES	4.422.100	920.751
	4.097.357.815	3.864.750.773

NOTA 22. OTROS INGRESOS Y GASTOS

Los otros ingresos y gastos al 31 de diciembre de 2016 corresponden a:

22.1. OTROS INGRESOS

	31-DIC-16	31-DIC-15
EXTRAORDINARIOS	142.633.799	151.438.086

22.2. OTROS GASTOS

INTERESES	125.747.893	384.087.853
COMISIONES	129.827.050	16.291.330
EXTRAORDINARIOS	205.999.344	119.426.982
	461.574.287	519.806.165

NOTA 23. OTROS INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS

Los otros ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2016 se componían por:

23.1. INGRESOS FINANCIEROS

	31-DIC-16	31-DIC-15
INTERESES FINANCIACIÓN USUARIOS	15.669.205	23.620.543
RECARGO POR MORA	107.576.433	83.865.853
OTROS INGRESOS FINANCIEROS	10.963.878	5.782.622
OTROS INGRESOS VALORACIÓN COSTO AMORTIZADO	(48.791.284)	-
	85.418.232	113.269.018

23.2. GASTOS FINANCIEROS

ADMINISTRACIÓN DE FIDUCIA	28.791.636	29.051.736
OTROS GASTOS FINANCIEROS	96.700	-
	28.888.336	29.051.736

NOTA 24. IMPUESTO A LAS GANANCIAS

Las disposiciones fiscales vigentes estipulan que la tarifa aplicable a E.E.P. por impuesto sobre la renta para el año 2016 es del 25% y el impuesto sobre la renta para la equidad – CREE es del 9%, incluyendo una sobretasa del 6%.

	31-DIC-16	31-DIC-15
IMPUESTO RENTA Y COMPLEMENTARIOS	1.061.835.794	600.033.969
IMPUESTO DIFERIDO	208.357.516	403.485.151
OTRAS PROVISIONES PARA OBLIGACIONES FISCALES	596.546.604	216.012.229
	1.866.739.914	1.219.531.349

NORMAS EMITIDAS POR IASB VIGENTES A PARTIR DEL AÑO 2017

Incorporadas en Colombia a partir del 1 de enero de 2017 - Decreto 2420 de 2015 - A partir del 1 de enero de 2017 entran a regir las siguientes normas en el marco técnico normativo:

Sección	Descripción de las modificaciones
SECCIÓN 1 PEQUEÑAS Y MEDIANAS ENTIDADES	Contiene la aclaración de que los tipos de entidades enumeradas en el párrafo 1.3 (b) no tienen automáticamente la obligación pública de rendir cuentas e incorpora guías de aclaración del uso de la NIIF para las PYMES en los estados financieros separados de la controladora.
SECCIÓN 2 CONCEPTOS Y PRINCIPIOS FUNDAMENTALES	Incorpora guías de aclaración sobre la exención del esfuerzo o costo desproporcionado que se usa en varias secciones de la NIIF, así como un requerimiento nuevo dentro de las secciones correspondientes para que las entidades revelen su razonamiento sobre el uso de una exención.
SECCIÓN 4 ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA	Incorpora como requerimiento la presentación de las propiedades de inversión medidas al costo menos la depreciación y el deterioro de valor acumulados de forma separada en el cuerpo del estado de situación financiera y elimina el requerimiento de revelar información comparativa para la conciliación de las cifras de apertura y cierre de las acciones en circulación.
SECCIÓN 5 ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL Y ESTADO DE RESULTADOS	aclara que el único importe presentado por operaciones discontinuadas incluye cualquier deterioro de valor de las operaciones discontinuadas medido de acuerdo con la Sección 27 e incorpora un requerimiento para que las entidades agrupen las partidas presentadas en otro resultado integral sobre la base de si son potencialmente reclasificables al resultado del periodo
SECCIÓN 6 ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO Y ESTADO DE RESULTADOS Y GANANCIAS ACUMULADAS	Aclara cual es la información a presentar en el estado de cambios en el patrimonio

SECCIÓN 9 ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS Y SEPARADOS	Aclara que todas las subsidiarias adquiridas con la intención de venta o disposición dentro de un año se excluirán de la consolidación e incorpora guías que aclaran la forma de contabilizar y disponer de estas subsidiarias. También, añade guías que aclaran la preparación de los estados financieros consolidados si las entidades del grupo tienen diferentes fechas de presentación e indica que las diferencias de cambio acumuladas que surgen de la conversión de una subsidiaria en el extranjero no se reconocen en el resultado del periodo en el momento de la disposición de la subsidiaria.
	De otra parte, incorpora la opción de que una entidad contabilice las inversiones en subsidiarias, asociadas y entidades controladas de forma conjunta en sus estados financieros separados utilizando el método de la participación, aclara la definición de "estados financieros separados" y modifica la definición de "estados financieros combinados" para referirse a entidades bajo control común, en lugar de solo a aquellas bajo control común de un solo inversor
SECCIÓN 10 POLÍTICAS CONTABLES, ESTIMACIONES Y ERRORES	Incorpora el párrafo 10.10 en el cual se indica que la aplicación por primera vez de una política que consista en la revaluación de activos, de acuerdo con la Sección 17 Propiedades, Planta y Equipo es un cambio de política contable que ha de ser tratado como una revaluación, de acuerdo con la Sección 17. Por consiguiente, un cambio del modelo del costo al modelo de revaluación para una clase de propiedades, planta y equipo se contabilizará de forma prospectiva, en lugar de hacerlo de acuerdo con los párrafos 10.11 y 10.12
SECCIÓN 11 INSTRUMENTOS FINANCIEROS BÁSICOS	Se incluye una exención de "esfuerzo o costo desproporcionado" a la medición de inversiones en instrumentos de patrimonio a valor razonable y aclara de la interacción del alcance de la Sección 11 con otras secciones de la NIIF para las PYMES. Adicionalmente, hace la aclaración de la aplicación de los criterios para los instrumentos financieros básicos en el caso de acuerdos de préstamo únicos. Igualmente, cuándo un acuerdo constituiría una transacción financiera y establece que la guía sobre medición del valor razonable de la Sección 11 de cuándo la mejor evidencia del valor razonable puede ser un precio en un acuerdo de venta vinculante
SECCIÓN 12 OTROS TEMAS RELACIONADAS CON INSTRUMENTOS FINANCIEROS	aclara la interacción del alcance de la Sección 12 con otras secciones de la NIIF para las PYMES y aclaración de los requerimientos para la contabilidad de coberturas, incluyendo la incorporación de una frase que precisa el tratamiento de las diferencias de cambio relacionadas con una inversión neta en un negocio en el extranjero

SECCIÓN 14 INVERSIONES EN ASOCIADAS	Fue modificada en el párrafo 14.15 como consecuencia de la modificación en la Sección 2 es decir, establece que si un inversor aplica la exención del esfuerzo o costo desproporcionado del párrafo 14.10 a cualquier asociada, revelará ese hecho, las razones por las que la medición del valor razonable involucraría un esfuerzo o costo desproporcionado y el importe en libros de las inversiones en asociadas contabilizadas según el modelo del costo.
SECCIÓN 15 INVERSIONES EN NEGOCIOS CONJUNTOS	Fue modificada en el párrafo 15.21 como consecuencia del cambio en la Sección 2, es decir, si un participante en un negocio conjunto aplica la exención del esfuerzo o costo desproporcionado del párrafo 15.15 a cualquier asociada, revelará ese hecho, las razones por las que la medición del valor razonable involucraría un esfuerzo o costo desproporcionado y el importe en libros de las inversiones en entidades controladas de forma conjunta contabilizadas según el modelo del costo.
SECCIÓN 16 PROPIEDADES DE INVERSIÓN	Incluye una modificación a la revelación del literal (iii) del párrafo 16.10 sobre las registradas al costo menos la depreciación y el deterioro de valor acumulados.
SECCIÓN 17 PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO	alinea la redacción con las modificaciones de la NIC 16 - Propiedades, Planta y Equipo, con respecto a la clasificación de las piezas de repuesto, equipo de mantenimiento permanente y equipo auxiliar como propiedades, planta y equipo o inventario e incorpora la exención en el párrafo 70 de la NIC 16 permitiendo que una entidad use el costo de la pieza de sustitución como un indicador de cuál fue el costo de la pieza sustituida en el momento en que se adquirió o construyó, si no fuera practicable determinar el importe en libros de la parte del elemento de propiedades, planta y equipo que ha sido sustituido. Incorpora la opción de utilizar el modelo de revaluación como método de medición posterior de la propiedad, planta y equipo.
SECCIÓN 18 ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA	Incluye una modificación para requerir que si la vida útil de la plusvalía u otro activo intangible no puede establecerse con fiabilidad, la vida útil se determinará sobre la base de la mejor estimación de la gerencia, pero no superará los diez años.

SECCIÓN 19 COMBINACIONES DE NEGOCIOS Y PLUSVALÍA	<p>Sustituye el término "fecha de intercambio" por el término "fecha de adquisición" e incorpora guías que aclaran los requerimientos de medición para acuerdos de beneficios a los empleados, impuestos diferidos y participaciones no controladoras al asignar el costo de una combinación de negocios.</p> <p>En el párrafo 19.14 se incluye el tratamiento del impuesto diferido para una combinación de negocios e incorpora la exención del esfuerzo o costo desproporcionado al requerimiento para reconocer activos intangibles de forma separada en una combinación de negocios y la inclusión de un requerimiento de información a revelar para todas las entidades de proporcionar una descripción cualitativa de los factores que forman parte de cualquier plusvalía reconocida.</p> <p>Igualmente, modifica el párrafo 19.23 en el cual una entidad seguirá los principios establecidos en los párrafos 18.19 a 18.24 para la amortización de la plusvalía. Si la vida útil de la plusvalía, no puede establecerse con fiabilidad, se determinará sobre la base de la mejor estimación de la gerencia y no excederá de diez años</p>
SECCIÓN 20 ARRENDAMIENTOS	<p>Incluye una modificación para incluir arrendamientos con una cláusula de variación de la tasa de interés vinculada a tasas de interés de mercado dentro del alcance de la Sección 20 en lugar de la Sección 12 y aclara de que solo algunos acuerdos de subcontratación, contratos de telecomunicaciones que proporcionan derechos a contratos de capacidad y de compra obligatoria son, en esencia, arrendamientos.</p>
SECCIÓN 21 PROVISIONES Y CONTINGENCIAS	<p>Modifica el párrafo 21.16 producto de las modificaciones en la Sección 2 sobre la medición del valor razonable sin esfuerzo o costo desproporcionado.</p>

SECCIÓN 22 PASIVOS Y PATRIMONIO	<p>En el párrafo 22.3A se incorporan guías que aclaran la clasificación de instrumentos financieros como patrimonio o pasivo.</p> <p>Exención de los requerimientos de medición iniciales del párrafo 22.8 para instrumentos de patrimonio emitidos como parte de una combinación de negocios, incluyendo combinaciones de negocios de entidades o negocios bajo control común.</p> <p>Se incorporan las conclusiones de la CINIIF 19 Cancelación de Pasivos Financieros con Instrumentos de Patrimonio para proporcionar una guía sobre permutas de deuda por patrimonio cuando el pasivo financiero se renegocia y el deudor cancela el pasivo emitiendo instrumentos de patrimonio.</p> <p>En los párrafos 22.9 y 22.17 se aclara que el impuesto a las ganancias relativo a distribuciones a los tenedores de instrumentos de patrimonio (propietarios) y a los costos de transacción de una transacción de patrimonio debe contabilizarse de acuerdo con la Sección 29—sobre la base de las modificaciones a la NIC 32 Instrumentos Financieros.</p> <p>Modificación en el párrafo 22.15 en el cual se requiere que el componente de pasivo de un instrumento financiero compuesto se contabilice de la misma forma que un pasivo financiero independiente similar.</p> <p>Incorporación de una exención del esfuerzo o costo desproporcionado del requerimiento para medir el pasivo para pagar una distribución distinta al efectivo al valor razonable de los activos distintos al efectivo a distribuir y de guías que aclaran la contabilización de la liquidación del dividendo por pagar.</p> <p>Exención de los requerimientos del párrafo 22.18 para distribuciones de activos distintos al efectivo controlados finalmente por las mismas partes antes y después de la distribución.</p>
SECCIÓN 26 PAGOS BASADOS EN ACCIONES	<p>alinea el alcance y las definiciones con la NIIF 2 Pagos basados en Acciones para clarificar que las transacciones con pagos basados en acciones que involucran instrumentos de patrimonio distintos de los de las entidades del grupo están dentro del alcance de la Sección 26</p>
SECCIÓN 27 DETERIORO DEL VALOR DE LOS ACTIVOS	<p>modifica el párrafo 27.1 (f) en el cual se aclara de que la Sección 27 no se aplica a activos que surgen de contratos de construcción</p>

SECCIÓN 28 BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS	aclara la aplicación de los requerimientos contables del párrafo 28.23 a otros beneficios a los empleados a largo plazo en el párrafo 28.30 y elimino el requerimiento de revelar la política contable de los beneficios por terminación en el párrafo 28.43
	Se modifica el párrafo 28.41 (c) producto de las modificaciones en la Sección 2 sobre la medición del valor razonable sin esfuerzo o costo desproporcionado.
SECCIÓN 29 IMPUESTO A LAS GANANCIAS	se alinean los principios más importantes de la Sección 29 con la NIC 12 Impuesto a las Ganancias para el reconocimiento y medición de los impuestos diferidos, pero modificada para ser congruente con los otros requerimientos de la NIIF para las PYMES que cubre todas las modificaciones a la Sección 29, excepto las procedentes de la modificación de la exención de esfuerzo o costo desproporcionado al requerimiento de compensar activos y pasivos por impuestos a las ganancias de los párrafos 29.37 y 29.41.y las definiciones relacionadas en el glosario
SECCIÓN 30 CONVERSIÓN DE MONEDA EXTRANJERA	Aclara que los instrumentos financieros que derivan su valor razonable del cambio en una tasa de cambio de moneda extranjera especificada se excluyen de la Sección 30, pero no los instrumentos financieros denominados en una moneda extranjera en el párrafo 30.1. Adicionalmente, el párrafo 30.18(c) se modifica por los cambios relativos en la Sección 9 sobre las diferencias de cambio acumuladas que surgen de la conversión de una subsidiaria en el extranjero en el momento de la disposición de la subsidiaria.
SECCIÓN 31 HIPERINFLACIÓN	Modifica los párrafos 31.8 y-31.9 por los cambios relativos a la Sección 17 por la incorporación de una opción para utilizar el modelo de revaluación como medición posterior.
SECCIÓN 33 INFORMACIÓN A REVELAR SOBRE PARTES RELACIONADAS	se alinea a la definición de "parte relacionada" con la NIC 24 Información a Revelar sobre Partes Relacionadas, incluyendo la incorporación de la modificación a la definición de la NIC 24, que incluye una entidad de gestión que proporciona servicios de personal claves para la gerencia en la definición de una parte relacionada en el párrafo 33.2.

SECCIÓN 34 ACTIVIDADES ESPECIALIZADAS	Se eliminó el requerimiento de revelar información comparativa de la conciliación de los cambios en el importe en libros de los activos biológicos y alineó los requerimientos principales para el reconocimiento y medición de activos para exploración y evaluación con la NIIF 6 - Exploración y Evaluación de Recursos Minerales.
	También se modifica el párrafo 34.10 producto de las modificaciones en la sección 2 sobre la medición del valor razonable sin esfuerzo o costo desproporcionado
SECCIÓN 35 TRANSICIÓN A LAS NIIF PARA LAS PYMES	La incorporación de una opción de permitir que se use la Sección 35 más de una vez—sobre la base de las modificaciones de la NIIF 1 - Adopción por Primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera de las Mejoras Anuales a las NIIF.
	La incorporación de una excepción a la aplicación retroactiva de la NIIF para las PYMES para préstamos del gobierno que existen en la fecha de transición a la NIIF para las PYMES—sobre la base de Préstamos del Gobierno.
	La incorporación de una opción de permitir que las entidades que adoptan por primera vez las NIIF utilicen la medición del valor razonable derivada de algún suceso como "costo atribuido"—sobre la base de las modificaciones a la NIIF 1.
	La incorporación de una opción de permitir que una entidad use el importe en libros según los principios de contabilidad generalmente aceptados (PCGA) anteriores de partidas de propiedades, planta y equipo o activos intangibles usados en operaciones sujetas a regulación de tasas—sobre la base de las modificaciones a la NIIF 1.
	Incorporación de guías para entidades que emergen de hiperinflación grave que están aplicando la NIIF para las PYMES por primera vez—sobre la base de Hiperinflación Grave y Eliminación de las Fechas Fijadas para Entidades que Adoptan por Primera vez las NIIF (Modificaciones a la NIIF 1).
	Simplificación de la redacción utilizada en la exención de la reexpresión de la información financiera en el momento de la adopción por primera vez de esta NIIF.

HECHOS OCURRIDOS DESPUES DEL PERIODO SOBRE EL QUE SE INFORMA

No hay hechos importantes después del cierre que se deban revelar.

APROBACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Los estados financieros han sido autorizados para su divulgación por el Representante Legal y la Junta Directiva de conformidad con la reunión realizada el ____

JAIRO ANACONA

CORDINADOR ATENCIÓN AL USUARIO



12

CAPÍTULO /

**DICTAMEN
DEL REVISOR
FISCAL**

Nombre de la Empresa EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	Firma de Revisoría DUCARDO JEMBER URQUIJO CHÁVEZ	Fecha 20/04/2016	Archivo de papel de trabajo DICTAMEN REVISOR FISCAL
---	---	----------------------------	--



Imagen 37. Ducardo Urquijo CH Revisor Fiscal Empresa de Energía del Putumayo.

INFORME DE AUDITORÍA INDEPENDIENTE DEL REVISOR FISCAL

SEÑORES
ASAMBLEA GENERAL DE ACCIONISTAS

Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P

Entidad y Período del dictamen.

He examinado los estados financieros preparados conforme a la Sección 3 del anexo 2 del Decreto 2420 de 2015, que es congruente, en todo aspecto significativo, con las Normas Internacionales de Información Financiera para Pymes (Estándar Internacional para Pymes), por el período

Elaboró: Ducardo Urquijo	Programa de revisoría Fiscal	Papeles de Trabajo
---------------------------------	-------------------------------------	---------------------------

Nombre de la Empresa EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	Firma de Revisoría DUCARDO JEMBER URQUIJO CHÁVEZ	Fecha 20/04/2016	Archivo de papel de trabajo DICTAMEN REVISOR FISCAL
---	---	----------------------------	--

comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2016 y 2015 (Estado de Situación Financiera, Estado de Resultado Integral, Estado de Cambios en el Patrimonio, Estado de Flujos de Efectivo y las Revelaciones que incluyen un resumen de las políticas contables más significativas y otra información explicativa).

Los estados financieros terminados en 31 de diciembre de 2015 fueron preparados bajo el Decreto 2649 de 1993, por tanto, difieren en presentación y preparación a los registrados el 31 de diciembre de 2016, dado que la empresa se encontraba en proceso de transición al nuevo marco normativo contenido en el Decreto 2420 de 2015 Anexo N° 2 y su modificatorio.

Responsabilidad de la administración por los estados financieros. La administración es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con normas internacionales de información financiera. Esta responsabilidad incluye: Diseñar, implementar y mantener el control interno relevante a la preparación y presentación razonable de los estados financieros que estén libres de representaciones erróneas de importancia relativa, ya sea debidas a fraude o error; seleccionando y aplicando políticas contables apropiadas, y haciendo estimacio-

nes contables que sean razonables en las circunstancias.

Su responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre los estados financieros adjuntos, realizando una auditoría de conformidad con las Normas de Auditoría vigentes. Dichas normas exigen el cumplimiento a los requerimientos de ética, así como la planificación y ejecución de pruebas selectivas, aleatorias de los documentos y registros de contabilidad, con el fin de obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros presentan los saldos en libros contables. Los procedimientos analíticos de revisión dependen del juicio del auditor, incluida la valoración de los riesgos de importancia relativa en los estados financieros, debido a fraude o error. Al efectuar dichas valoraciones de riesgo, el auditor tiene en cuenta el control interno relevante para la preparación y presentación de los estados financieros a cargo de la administración.

RESULTADOS Y RIESGOS

La Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. presenta al 31 de diciembre de 2016 una utilidad de 1.758 millones de pesos, muestra un comportamiento positivo para

Elaboró: Ducardo Urquijo	Programa de revisoría Fiscal	Papeles de Trabajo
---------------------------------	-------------------------------------	---------------------------

Nombre de la Empresa EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	Firma de Revisoría DUCARDO JEMBER URQUIJO CHÁVEZ	Fecha 20/04/2016	Archivo de papel de trabajo DICTAMEN REVISOR FISCAL
---	---	----------------------------	--

los accionistas ante ello la oficina de revisoría fiscal viene presentando los argumentos en el momento de la distribución de utilidades, para ello se sugiere que dicha distribución se realice bajo aspectos de flujo de caja y de capitalización de la entidad con motivo de ir incrementando sus activos y la disminución de sus pasivos, buscan la repotenciación de sus activos representativos en subestación teniendo en cuenta la vida útil de los activos. Por ende la sugerencia radica en la capitalización de las utilidades o la reserva ocasional de las utilidades. La entidad presenta un endeudamiento del 63% comparado con el patrimonio sobre el pasivo total y el endeudamiento del 41% comparado con el patrimonio sobre el pasivo corriente que se debe cancelar en los doce meses siguientes.

CUMPLIMIENTO EN LA APLICACIÓN DE LAS NORMAS CONTABLES

Es pertinente mencionar que las normas y principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, expedidos por el Decreto 2649 de 1993, tuvieron vigencia hasta el 31 de diciembre del año 2015 para las empresas clasificadas en el Grupo 2 de acuerdo con la Ley 1314 de 2009, razón por la cual

la entidad inició la convergencia a la Normas Colombianas de Información Financiera –NCIF– con el Estado de Situación Financiera de Apertura de fecha 1 de enero de 2015, realizando todos los ajustes, eliminaciones, reclasificaciones y reconocimientos necesarios para converger al nuevo marco normativo generando una incertidumbre de aplicación bajo. Durante el período de transición, correspondiente al año 2015, se observó el marco normativo establecido en el Decreto 3022 de 2013, hoy Decreto Único Reglamentario 2420 de 2015, teniendo efectos legales los estados financieros preparados bajo el Decreto 2649 de 1993. Por lo antes expuesto, los estados financieros del año 2015 bajo el Decreto 2420 de 2015 no fueron objeto de dictamen, pero sí de revisión para efectos de presentación comparativa con los estados financieros del año 2016.

OPINIÓN

En mi opinión, los estados financieros antes mencionados, tomados de registros de contabilidad en todos los aspectos materiales, presenta la situación financiera de la EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. por el período comprendido entre el 1 de enero de 2016 y el 31 de diciembre del año 2016, así como de los resultados y flujos de efecti-

Elaboró: Ducardo Urquijo	Programa de revisoría Fiscal	Papeles de Trabajo
---------------------------------	-------------------------------------	---------------------------

Nombre de la Empresa EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	Firma de Revisoría DUCARDO JEMBER URQUIJO CHÁVEZ	Fecha 20/04/2016	Archivo de papel de trabajo DICTAMEN REVISOR FISCAL
---	---	----------------------------	--

vo terminados en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera. Excepto por: el no cumplimiento de la resolución 097 de 2008 en lo referente al Esquema de Incentivos y Compensaciones a la Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica, pendiente la Certificación en Distribución para continuar con el proceso de cumplimiento y para el segundo semestre del año 2017 dar por obediencia de la Resolución en mención, evidenciando la distribución de utilidades se exhorta que dicha distribución se efectuó dentro de un marco de Capitalización y / o reserva ocasional con miras a mejorar el flujo de caja y proyectar recurso de inversión del sistema eléctrico. En nuestra opinión, excepto por los posibles efectos de los argumentos descritos en el informe de auditoría independiente del revisor fiscal, los estados financieros mencionados, tomados fielmente del sistema contable y adjuntos a este dictamen, presentan la situación financiera de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. a 31 de diciembre de 2016, correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, ante ello se insta establecer las recomendaciones de la oficina de Revisoría Fiscal en el informe de auditoría independiente de revisoría fiscal.

CUMPLIMIENTO DE NORMAS SOBRE DOCUMENTACIÓN Y CONTROL INTERNO

Declaro que, durante dicho período, los registros se llevaron de acuerdo con las normas legales y la técnica contable, así mismo, las operaciones registradas en los libros y los actos de la Administración se ajustaron a los Estatutos y a las decisiones de la Asamblea General de Accionistas. La correspondencia, los comprobantes de las cuentas y los libros de actas se llevan y conservan de forma debida. La Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. presenta medidas de control interno, conservación y custodia de los bienes propios y de los de terceros que están en su poder con la adquisición de pólizas para mitigar riesgos financieros.

En relación con el sistema de control interno, con base en el alcance y resultados de las pruebas practicadas, informo que no hay medidas de control interno efectivas por ende buscar mayor compromiso por parte de la alta dirección, en cumplimiento de aplicación y evaluación del sistema de control interno, identificando políticas de riesgos, integrando controles con miras a mitigar los riesgos

Elaboró: Ducardo Urquijo	Programa de revisoría Fiscal	Papeles de Trabajo
---------------------------------	-------------------------------------	---------------------------

Nombre de la Empresa EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	Firma de Revisoría DUCARDO JEMBER URQUIJO CHÁVEZ	Fecha 20/04/2016	Archivo de papel de trabajo DICTAMEN REVISOR FISCAL
---	---	----------------------------	--

determinados. Para ello la administración está fijando medidas en el área de control interno con un sistema integrado y software para la aplicación, identificación y evaluación de riesgos, por ende la administración destino recursos presupuestales para el año 2017 en el fortalecimiento de la Oficina de Control Interno.

CUMPLIMIENTO DE OTRAS NORMAS DIFERENTES A LAS CONTABLES

De acuerdo con el resultado de pruebas selectivas realizadas sobre los documentos y registros de contabilidad, de conformidad con las normas de auditoría generalmente aceptadas, en mi opinión, la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. cumple en forma adecuada las obligaciones de aportes al Sistema de Seguridad Social Integral.

En el cumplimiento de la ley 23 de 1982 y 1403 de 2010, la empresa de Energía del Putumayo posee Software legales direccionados por las empresas que lo operan. Excepto por el Software de Facturación del Servicio de Energía no reposa Licencia, posee soporte direccionado por el jefe de Facturación de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. y con debilidades en el registro de reportes utilizados pa-

ra el análisis financiero y no se evidencio información para acordar la funcionalidad de los movimientos en el sistema y es un recurso propio de la entidad ante ello la administración se encuentra con un plan de trabajo para mejorar el proceso con la destinación de recursos financieros y la estructura de procedimientos de información. El mayor rubro significativo de Intangibles está representado en los software adquiridos para el centro de Control en donde se encuentran 9 licencias (SOFTWARE SPARD – POWER, VISOR GEOGRAFICO, DISTRIBUCION, TCS, CMS, OMS, OMS SERVER, CREG 097, IVR).

Informe de gestión y su coincidencia con los estados financieros.

En el informe de gestión correspondiente al año 2016 se incluyen cifras globales coincidentes con los estados financieros examinados, así como las actividades descritas en él que generaron operaciones económicas que poseen registro contable y forman parte de los estados financieros certificados y preparados por la administración de acuerdo a la responsabilidad ya mencionada y con una descripción de la políticas adoptadas para la preparación de los estados financieros.

Elaboró: Ducardo Urquijo	Programa de revisoría Fiscal	Papeles de Trabajo
---------------------------------	-------------------------------------	---------------------------

Nombre de la Empresa EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	Firma de Revisoría DUCARDO JEMBER URQUIJO CHÁVEZ	Fecha 20/04/2016	Archivo de papel de trabajo DICTAMEN REVISOR FISCAL
---	---	----------------------------	--

INFORME DE AUDITORÍA INDEPENDIENTE DEL REVISOR FISCAL

Cabe resaltar que la entidad ha cumplido con los condiciones de dar a conocer a los accionistas la información bajo estándares de calidad, bajo normas internacionales enmarcadas en el decreto único reglamentario 2420 de 2015, donde la administración dispuso los recursos financieros, físicos, tecnológicos, y humano para culminar con el alcance de aplicación y con un gran esfuerzo, dedicación y perseverancia del área contable. Los procesos de revelaciones de los estados financieros están diseñados en las políticas de la organización, ante ellos se insta, la continuidad, seguimiento, control, evaluación de cada uno de los procesos planteados en las políticas contables y de los procesos contables efectuados.

a. En la actualidad la empresa cuenta con los siguientes procesos: (dos Acción Popular, una Tutela, una Reparación Directa, Cinco Procesos laboral con fallo absoluto de Primera instancia, tres procesos Laborales pendientes Activos, y cinco investigaciones Penales). Los cuales no se determinaron la cuantía de las

pretensiones exitosas para tal fin, por otra parte dichos procesos están en curso para verificar la posibilidad de generar una provisión para lo mismo, y que la incertidumbre se refleja a favor de la empresa de Energía del Putumayo, teniendo en cuenta que todo proceso jurídico es incierto y tiene un grado de riesgo. Para ello durante el año 2017 se espera realizar las estimaciones de riesgo para realizar la valoración de las mismas dentro del Área Jurídica ya que no se generan probabilidad alta de causar riesgo financiero para la entidad.

b. Por otra parte se reitera la generación de espacios para realizar actividades de construcción de redes eléctricas y asesoría de proyectos con empresas de la región y de la cobertura nacional, para ello se incita crear un departamento de proyectos con un plan estratégico y metas definidas, ya que estos servicios representan un margen económico importante si se realiza un PHVA Planeación, hacer, verificar y actuar como un sistema, ante todo la planeación. En cuanto a la construcción de un tramo de bahía en la subestación Junín se recomienda a la administración la vigilancia, informe, control y seguimiento del proyecto tanto la financiación como la operación del mismo, a corto y largo plazo.

Elaboró: Ducardo Urquijo	Programa de revisoría Fiscal	Papeles de Trabajo
---------------------------------	-------------------------------------	---------------------------

Nombre de la Empresa EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	Firma de Revisoría DUCARDO JEMBER URQUIJO CHÁVEZ	Fecha 20/04/2016	Archivo de papel de trabajo DICTAMEN REVISOR FISCAL
---	---	----------------------------	--

- c. Se recomienda la revalorización de los bienes muebles, equipos, bienes eléctricos propios de la actividad generadora de renta, con la identificación de cada uno de ellos, como unidades constructivas, realizando una auditoría preparada para el impacto de los estados financieros con la depreciación y de baja de activos improductivos y, en cuanto a la evaluación del deterioro, con la aplicación de las nuevas disposiciones del Decreto 2496 de 2015 para el año 2017 para las entidades del grupo 2.
- d. Se debe tener un sistema de contabilidad integral para la interpretación de la información de forma ágil, con los registros de los egresos a tiempo (reitero) para la toma de decisiones como unificar criterios para el reporte de información entre la dependencia de comercial en especial facturación, tesorería, y contabilidad. Para ello se reitera actualizar el software contable NOVASOF con módulo exógena, nomina y propiedad planta y equipo, se evidencio la actualización de los módulos de cuentas por cobrar y pagar y el módulo de NIIF.
- e. Teniendo en cuenta que el software Novasof adquirido tienen su licencia y contratos de funcionamiento se evidencia que el Software de Facturación no tiene licencia alguna, aclarar que existen los controles y man-

tenimiento por parte del Jefe de Facturación. Por ende insto efectuar la adquisición o estudio del software de Facturación del servicio de Energía. Se recomienda y se reitera, realizar una auditoría integral de sistemas de informáticos con auditores de sistemas base de datos o programadores de sistemas para la verificación de la operación del Software de Facturación, determinando accesos al sistema, restricciones, módulos para operación por otros empleados con responsabilidades específicas, y la verificación oportuna de los movimientos en el sistema de Facturación, entre otros aspectos.

f. En el cumplimiento de la resolución 097 CREG, se recomienda dar consecución y reporte del plan de acción presentado, y sugerir con las buenas gestiones para dar cumplimiento con las certificaciones de los sistemas de calidad que se encuentran con un cumplimiento positivo para el otorgamiento de la certificación de calidad. Conceptuando a lo anterior esta resolución tiene un objetivo el cual es Compensación del Usuario "Peor Servido" en donde la empresa en el cumplimiento de la entrada del sistema deberá esta compensando al usuario.

g. Otro aspecto que va ligado al anterior requerimiento es la certificación de calidad en norma

ISO 9001, el éxito del sistema se encuentra en la aplicación de PHVA, dirigido por la alta dirección en cabeza del señor Gerente, y la armonía del sistema con los funcionarios para realizar el auto control del mismo. En el medio se encuentra ejecutando el sistema integrado de calidad (ISO 9001 –OHSAS 18000 – ISO 14001), para ello este sistema tiene un valor agregado el cual se ve reflejado en el fin de los asociados una mayor rentabilidad y crecimiento de mercado, ante ello la administración tiene instaurado procedimientos bajo el sistema de calidad en un porcentaje importante, se evidencio la capacitación del personal como auditores internos y para el segundo semestre del año 2017 presentara la auditoría de certificación de todos los sistemas.

h. Una de las herramientas para la evaluación del Sistema de Control Interno son los Mapas de Riesgos, que no son otra cosa que la identificación y análisis de riesgos relevantes para el logro de los objetivos y la base para determinar la forma en que tales riesgos deben ser manejados, así mismo se refieren a los mecanismos necesarios para identificar y manejar riesgos específicos asociados con los cambios, tanto que influyen en el entorno de la empresa como en el interior de la misma. El área de control interno se encuentra realizando

Elaboró: Ducardo Urquijo	Programa de revisoría Fiscal	Papeles de Trabajo
---------------------------------	-------------------------------------	---------------------------

Nombre de la Empresa EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	Firma de Revisoría DUCARDO JEMBER URQUIJO CHÁVEZ	Fecha 20/04/2016	Archivo de papel de trabajo DICTAMEN REVISOR FISCAL
---	---	----------------------------	--

planeación para la implementación de los componentes de control interno y adquisición de un software que nos permite diseñar, implementar, evaluar y el seguimiento a los riesgos asociados de la administración.

i. Se recomienda ampliar el capital social de la empresa con un proyecto de Suscripción de acciones para la Venta al Público teniendo la prevalencia a los accionistas, con el objetivo de tener mayor recurso de Capital Financiero, como objetivo presentar proyecto de construcción o tecnología de las Subestaciones, que dichos recursos en la venta de acciones se destine y se administre en cuentas reglamentadas para el objetivo específico, y mejorar el cumplimiento de sus obligaciones con tercero. Ya que la empresa debe fortalecer sus equipos a futuro para competir en el mercado y a un menor costo financiero y esta es una forma de financiación que se recomienda. Se recomienda la destinación de las utilidades en una capitalización de acciones y/o una reserva

ocasional con el mismo alcance ya mencionada en el inicio del párrafo anterior.

j. Se recomienda que las inversiones por más de \$460 millones de pesos, se debe determinar la viabilidad económica, la vigilancia controladora para un buen rendimiento de la inversión, cual es el porcentaje esperado para la obtención de una rentabilidad anual de la empresa FRIGORÍFICO DEL PUTUMAYO S.A, se reitera para que se tomen las medidas y estrategias de vigilancia, control y viabilidad económica de los recursos depositados, con expectativa de venta de las acciones al mercado.

k. Se recomienda continuar con las buenas gestiones para dar cumplimiento a la regulación del servicio de alumbrado público que es obligación de las administraciones municipales (Alcaldía) y los reportes pertinentes a los entes de control, se determina un riesgo alto ya que no se evidencia actualizaciones de los convenios y la protocolización de convenios bajo la regulación,

lo cual conduce a una presunción de incumplimiento de norma y la incertidumbre de responsabilidades, en este tema la administración tiene definido planes de trabajo enfocados en tres actividades fundamentales: Suministro de energía eléctrica, administración, operación, mantenimiento y facturación recaudo.

l. Mil gracias a cada uno de los accionistas por la oportunidad de dirigirme a ustedes y su atención positiva al informe.


DUCARDO URQUIJO CH.
Contador Público
T.P No. 113563-T

Elaboró: Ducardo Urquijo	Programa de revisoría Fiscal	Papeles de Trabajo
---------------------------------	-------------------------------------	---------------------------

RAÚL LÓPEZ
LINIERO COMERCIAL





INFORME DE GESTIÓN
EMPRESA
DE ENERGÍA
DEL PUTUMAYO
2016