


INFORME DE GESTIÓN 2019



Desde que renacimos seguimos
**ENCENDIENDO EL PROGRESO
DE TODO PUTUMAYO**



En la Empresa de Energía Eléctrica del Putumayo, entendimos que después de aquel año 2013 era necesario renacer y es precisamente por eso que desde esa época nos dedicamos a encender el progreso de todo Putumayo, año tras año y sin interrupción de este gran objetivo. Así logramos ser más que una empresa de energía y encaminarnos a consolidar los esfuerzos en ser unos gestores de calidad de vida, de excelentes relaciones con las comunidades, de gestar desarrollo y esperanza para todos. Este informe de gestión del año 2019, es el testigo de todo lo que hemos logrado, este informe es de todos ustedes.

SEÑORES ACCIONISTAS

La Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P., se siente orgullosa por los resultados que ha alcanzado, gracias a la confianza, el apoyo y el compromiso que ustedes nos han brindado en todo momento. Hoy podemos decir, con tranquilidad y humildad, que juntos hemos logrado superar gran parte de las dificultades que se generaron después del evento del 31 de marzo de 2017; y que, en los próximos dos años, vamos a superar los desafíos que aún nos faltan, garantizando así un sistema de distribución confiable, que nos permita registrar índices de calidad similares a las empresas líderes del sector en el país.

El 2019 fue un año en el que logramos generar importantes resultados financieros, operacionales y sociales. En este periodo alcanzamos las metas y propósitos que nos fijamos, registrando ingresos operacionales por \$39.252 millones, mientras que nuestra utilidad neta fue de \$1.156 millones. Al finalizar el 2019, los clientes atendidos por la Empresa fueron 37.614. Este crecimiento representa un incremento del 3,32%, frente a los 36.404 clientes facturados durante el 2018, lo cual se explica por el ingreso de nuevos usuarios y la normalización de suscriptores conectados de manera irregular, los cuales son incluidos y matriculados al sistema comercial de la Compañía.

El 91% de los usuarios son subsidiados, en un promedio del 50% del valor de la factura, convirtiendo estos subsidios en la principal fuente de ingresos para la EEP SA ESP. Pero también son un reto que repercute, de manera directa, en el flujo de caja de la Empresa, impidiendo el pago oportuno de las obligaciones de la Compañía.

El Ministerio de Minas y Energía, con corte a 31 de diciembre del año 2019, le adeuda a la EEP SA ESP, un valor de Tres mil doscientos ochenta y cinco millones trescientos cuarenta y uno mil ciento diez pesos (**COP\$ 3.285.341.110**) por concepto de subsidios, que corresponden al tercer y cuarto trimestres; a esta suma se agregan Cuatrocientos

setenta y siete millones quinientos veinte tres mil cuatrocientos cincuenta y nueve pesos (**COP\$ 477.523.459**), correspondientes al Fondo de energía social FOES.

El tamaño de la deuda del sector público con la Compañía, en el componente de los subsidios, ascendió a Tres mil setecientos sesenta y dos millones ochocientos sesenta y cuatro mil quinientos sesenta y nueve pesos (**COP\$ 3.762.864.569**).

Desde el área de distribución, es fundamental hacer mención a los tres proyectos más importantes liderados durante el año 2019. El primero, tiene que ver con el restablecimiento de la Subestación Junín a 230 kV, con una inversión de (**COP\$ 3.025.420.918**); recursos estos encaminados a recuperar el 100% de la confiabilidad de la operación de la línea Alta Mira – Mocoa; y pérdidas técnicas valoradas en (**COP\$ 480.000.000**) anuales. El segundo, hace referencia al cumplimiento del esquema de calidad, acorde con la resolución CREG 097 de 2008; un proyecto con una inversión que supera los (**COP\$ 2.500.000.000**), con el que se espera que, a partir del segundo trimestre, la Compañía empiece a percibir (**COP \$450.000.000**) anuales por remuneración. Y, por último, el proyecto de construir la nueva Subestación Renacer, una subestación tipo GIS, con unas ventajas enormes, en comparación con la subestación tipo AIS, que se iba a construir inicialmente.

La subestación GIS, a la que hago referencia, tiene una vida útil de 50 años, 15 más que una de tipo AIS. Su primer mantenimiento representativo está programado cuando cumpla 20 años de operación, además, solo requiere aproximadamente un 34% del área que necesita una subestación tipo AIS, disminuyendo de manera considerable los costos en compra del terreno y la obra de protección. Adicionalmente, brinda mayor grado de seguridad para el personal operativo y una confiabilidad cercana al 100%.

El día 8 de marzo de 2019, se alcanzó la Certificación en ISO 9001-2015 Sistema de Gestión de la Calidad, con una vigencia de tres (3) años, cuyo vencimiento va hasta el día 7 de marzo de 2022, otorgada por ICONTEC Internacional, con el siguiente alcance:

“Distribución de Energía Eléctrica para uso Residencial, Comercial e Industrial”

En cuanto al desarrollo y crecimiento de los colaboradores, se destaca el adelanto de acciones que contribuyeron a la consolidación del Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo – SST, como una herramienta confiable y sólida en la Compañía. Este aspecto tuvo un impacto favorable en los índices de accidentalidad registrados en la Empresa, que fueron de 4.7% anual; algoritmo que indica que se estuvo 2.5% por debajo de la media nacional, la cual alcanzó el 7.2%, dentro del sector eléctrico.

El conjunto de estas acciones, y otras que se podrán ver con más detalle en el Informe de Gestión 2019, fueron las que posicionaron a la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. como una Compañía socialmente responsable, que además contribuyó permanentemente con el desarrollo sostenible y competitivo del departamento; y, a su vez, satisfizo las expectativas de sus accionistas, generando un EBITDA de (**COP\$**)5.113.201.945 cinco mil ciento trece millones doscientos un mil novecientos cuarenta y cinco millones de pesos y un margen de EBITDA de 13.03%.

Lo anterior demuestra que, ante grandes retos y condiciones del entorno, hemos sabido 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 y nos debemos.

Jhon Gabriel Molina Acosta

Gerente General de La Empresa
de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.



LA JUNTA DIRECTIVA

De la Empresa de Energía del Putumayo SA ESP dando cumplimiento al ordenamiento jurídico colombiano y a las disposiciones legales y estatutarias y gracias a la dignidad de hacer parte de esta prestigiosa empresa nos permitimos entregar el siguiente informe de gestión correspondiente al periodo 2019. Los cuales son el resultado de las orientaciones y recomendaciones del mandato societario de reuniones en sesiones ordinarias y extraordinarias en donde se abordaron diferentes temas de interés para los socios de la Empresa.

El resultado del trabajo en equipo entre la Administración y la Junta Directiva lo presentamos a continuación en un resumen de las acciones más significativas:

La certificación de calidad emitida por ICONTEC en el proceso | De Distribución, la cual nos acerca aún más al ingreso en el nuevo esquema de incentivos y compensaciones estipulado por la CREG 097 de 2008 y 015 de 2018

Los indicadores de calidad son uno de los factores más importantes de mejora continua, por lo cual la empresa planteo estrategias de mantenimiento de redes en los niveles de tensión I y II, junto con la inversión realizada en construcción y ampliación de redes en cada uno de los municipios de cobertura.

El restablecimiento de la Subestación Junín a nivel de 230 kV, para mejorar la estabilidad y confiabilidad del sistema, y por ende la calidad del servicio, proyecto que conto con una gran inversión para superar la conexión provisional de la línea a 115kV.

Paralelo a estos proyectos se han venido realizando avances importantes para la construcción de la Nueva Subestación, donde se tiene la ingeniería básica, evaluada en las unidades constructivas y valorizada con un modelo financiero sostenible para la compañía,

es importante resaltar que inicialmente, se planteó el diseño de una subestación tipo AIS, sin embargo, después de diferentes análisis, se decidió cambiar de tecnología a una subestación tipo GIS, que implica menor ocupación de espacio, equipos con tecnología de punta, disminuye directamente la adquisición de predios, disminuye las inversiones en adecuación de terreno, mitigación de riesgo y otras implicaciones que impactan favorablemente la inversión. Se inicio la elaboración del estudio del impacto ambiental, análisis de riesgos para las obras de mitigación, licencia de construcción e ingeniería de detalle, estipulando como fecha de terminación del proyecto para 31 de marzo de 2022, nuevo plazo otorgado por la CREG en la resolución 105 de 2019, gracias a las diferentes gestiones realizadas por la administración.

La empresa de Energía del Putumayo para la vigencia 2019 presto el servicio de energía eléctrica a 37.217 usuarios con un crecimiento de 3.32%.

El total de la energía vendida en el año 2019 fue de 53.468.660 kw con un crecimiento del 1% frente al año 2018. Siendo el sector Residencial el de mayor crecimiento. El sector Oficial disminuyó en un 7 % incidiendo en el total del crecimiento de la demanda, la causa fundamental fue el retiro de nuestro mercado de un usuario representativo como es el Ejército cuya sede está en Villagarzon, sin embargo, y gracias a las gestiones de la administración, para finales del mes de Octubre se logró el retorno de este usuario lo que permitirá en este año 2020 seguramente mejorar nuestras ventas, destacando además la incorporación a la prestación del servicio para finales del 2019 de la compañía EMERALD ENERGY, usuario que presenta unos consumos promedios de 70.000 kWh-mes, considerado hoy en día uno de los mejores clientes y que seguramente permitirá para este año mejorar nuestros ingresos comerciales.

Respecto a los indicadores de recaudo de lo facturado corriente y de cartera, esta Junta directiva partiendo del diagnóstico hecho en el 2018, oriento y solicito a la administración de la compañía, incrementar el indicador al 74% sobre lo facturado, incluida la recuperación de cartera, esto con el objeto de mejorar el flujo de caja de la Empresa que estaba siendo afectado por el atraso en el giro de los Subsidios, esta meta se cumplió incluso por encima de lo proyectado en algunos meses.

El trabajo de la Junta Directiva se ha orientado a fortalecer las relaciones y la comunicación efectiva con nuestros usuarios tanto internos como externos, con el objeto de garantizar la confianza en nuestra empresa y lograr una excelencia operacional en la prestación de nuestro servicio, teniendo como criterios básicos: PRESTACION DEL SERVICIO, COMUNICACIÓN CON EL USUARIO, ATENCION AL USUARIO, CLARIDAD EN LA FACTURACION, La empresa a través de la Subgerencia Comercial adelanto una encuesta para medir el nivel de satisfacción del usuario para ello una actividad sobre los niveles de satisfacción de nuestros usuarios, y es ahí donde nos complace informar que estos niveles de satisfacción y la imagen que tiene el usuario, tanto Residencial como Comercial, Industria y Oficial, son en un **48% BUENO** y en un **21% MUY BUENO**, es decir, que el 69% tiene una buena imagen de la empresa. Es importante tratar de mejor los aspectos en los cuales el usuario se siente inconforme, a través de planes de acción que permitan una operatividad que satisfaga al usuario, especialmente minimizando las salidas del sistema, factor que, como ya se indicó será mejorado sustancialmente una vez se haga la conexión final de la subestación Junín al nivel de 230kV.

ÍNDICE

Carta del gerente
Carta Junta Directiva

CAPÍTULO 01

Plan estratégico
Misión y visión
Gobierno corporativo
Miembros de junta
Equipo directivo
Organigrama

CAPÍTULO 02

Análisis de la implementación del
plan estratégico corporativo
2015 - 2019 GE-PL-01
Objetivo 01
Objetivo 02
Objetivo 03
Objetivo 04

CAPÍTULO 03

Gestión del negocio de
comercialización
Fondo de energía social (FOES)
Área rural de menor desarrollo
(ARMD)
Barrio subnormal (BS)
Fondo de solidaridad para subsidios
y redistribución de ingresos (FDDRI)
Recuperación de energía dejada de
facturar
Pérdidas totales de energía
Trasformación tecnología AMI
Encuesta a usuarios sobre nivel de
satisfacción
Negocio de comercialización
Gestión de comercialización
Consolidada demanda por servicios
año 2018 - 2019
Facturación recaudo y cartera
Compra de energía largo plazo -
subasta de energía

CAPÍTULO 04

Operación sistema de distribución
Sistema de distribución
Evolución y acciones para
mejorar la calidad del servicio
Recuperación de subestación
Junín a 230kv
Nueva subestación Mocoa
Implementación requisitos
del esquema de calidad
Contact center
Indicadores de calidad
Compensaciones 2018
Plan de mantenimiento y
manejo forestal
Inversiones en mantenimiento y
construcción
Resolución CREG 015 de 2018
Sistema de gestión de
activos - ISO 55001
Proyectos de expansión
Alumbrado público
Pérdidas técnicas
Pérdidas técnicas de la línea 115kv
Altamira - Mocoa

CAPÍTULO 05

Sistema integrado de gestión
Sistema de gestión de la
calidad ISO 9001 - 2015
Cierre de no conformidades
reportadas en las auditorías
de certificación
Desarrollo de las auditorías
Monitoreo del sistema
integrado de gestión
Sistemas de gestión de activos
Beneficio para la organización
Seguridad y salud en el trabajo
Implementación del sistema de
gestión de seguridad y
salud en el trabajo.
Programa de promoción y
prevención
Accidentes por tipo de trabajo
Ausentismo por incapacidad temporal

Tecnología de información y de las telecomunicaciones - Tics

Gestión sistemas de información
Gestión documental
Comunicaciones
Interrogación de reconectores
a través de radioenlaces
Respaldo de conectividad
a través de radioenlaces MPLS
Equipos de cómputo adquiridos

CAPÍTULO 06

Gestión oficina jurídica
Procesos administrativos y judiciales
Procedimientos administrativos
sancionatorios
Procesos judiciales
Jurisdicción de lo contencioso
administrativo
Acciones populares
acciones de grupo
Jurisdicción ordinaria
Procesos civiles declarativos
Procesos ejecutivos
Procesos laborales
Procesos iniciados por la Empresa
Jurisdicción del contencioso
administrativo
Jurisdicción ordinaria
Jurisdicción constitucional

CAPÍTULO 07

Responsabilidad social empresarial

CAPÍTULO 08

Gestión área financiera
Comparativos 2018 - 2019 vs las
proyecciones e indicadores financieros
Indicadores de la situación financiera

CAPÍTULO 9

Certificación de los estados
financieros
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 prestación de los estados
financieros
Principales políticas y prácticas
contables
Juicios y estimaciones contables
relevantes

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
Propiedad planta y equipo
Activos tangibles
Pasivos financieros
Cuentas por pagar comerciales y
otras cuentas por pagar
Beneficios para los empleados
Patrimonio
Ingresos de actividades ordinarias
Costos de operación
Gastos de administración
Otros ingresos y gastos
Otros ingresos y gastos financieros
Impuestos a las ganancias
Otras Revelaciones
Hechos ocurridos después del
periodo sobre el que se informa
Aprobación de estados financieros

CAPÍTULO 10

Revisor fiscal
Informe ejecutivo del revisor fiscal

PLAN ESTRATÉGICO

Llevamos 7 años encendiendo el progreso,
para seguir mejorando la calidad de vida a
través de un mejor servicio.

CAPÍTULO

01



MISIÓN

La misión de la E.E.P. es distribuir y 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 para sus accionistas.

GOBIERNO CORPORATIVO

MIEMBROS DE JUNTA

PRESIDENTE

PILAR ANDREA MARÍN ARTEAGA

PRINCIPALES

CARLOS EDUARDO HOLGUÍN MARTÍNEZ
JESÚS ALBERTO ROJAS CARDONA
JHON JAIRO CAÑAS MARÍN

GOBERNACIÓN DEL PUTUMAYO

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.

EQUIPO DIRECTIVO

JHON GABRIEL MOLINA ACOSTA
GERENTE

FERNANDO BERNAL BASTIDAS
SUBGERENTE COMERCIAL Y DE PLANEACIÓN

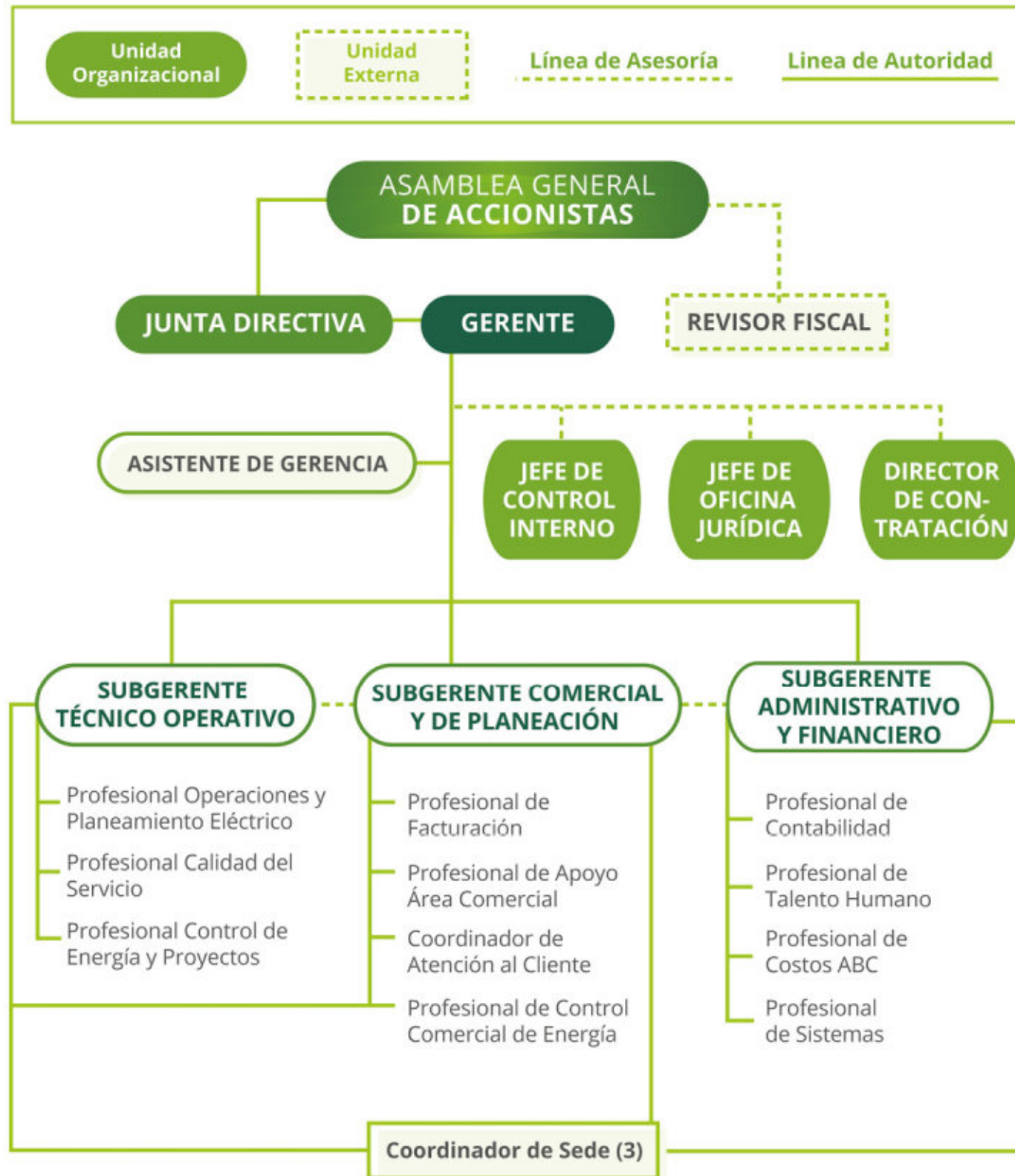
ANDRY JEFERSON BASTIDAS
SUBGERENTE ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO

GERMÁN DARÍO CHAMORRO
SUBGERENTE TÉCNICO OPERATIVO

DAVID GAMBA GÓMEZ
JEFE DE CONTROL INTERNO

OSCAR GERARDO GARCÍA
JEFE DE OFICINA JURÍDICA

ORGANIGRAMA



ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN ESTRATÉGICO CORPORATIVO 2015 - 2019 GE-PL-01

CAPÍTULO
02

Desde el 2013 no paramos de encender el progreso a partir de una planificación bien estructurada.

Análisis implementación del Plan estratégico corporativo 2015 – 2019 GE-PL-01

01 Objetivo

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.

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.

03 Objetivo

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

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.

02 Objetivo

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.

04 Objetivo

Generar mayores ingresos a la Empresa, mediante el desarrollo de otros negocios.

4.1 Desarrollar el negocio de prestación del servicio de alumbrado público.

4.2 Mantener y mejorar convenios de alquiler de activos eléctricos.

MAPA DE PROCESOS CORPORATIVO



ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN PLAN ESTRATÉGICO CORPORATIVO 2015-2019: GE-PL-01 VERSIÓN 03

Año 2019

Se presenta un análisis del alcance de las metas trazadas durante el año 2019, por cada objetivo corporativo, estrategia y proyecto, como evidencia de la gestión para la recuperación de la capacidad instalada en la infraestructura del Sistema de Distribución Local SDL de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P., afectado por la avenida torrencial materializada en 31 de marzo de 2017, en el Municipio de Mocoa.

Los objetivos corporativos, las estrategias y proyectos se actualizaron, para el cumplimiento de las expectativas de los grupos de interés priorizados (Esenciales) enmarcados dentro de los siguientes *ejes estratégicos*:

(Gráfica 1. Alcance total del Plan Estratégico 2015-2019)



Subestación Junín

Ejes Estratégicos:

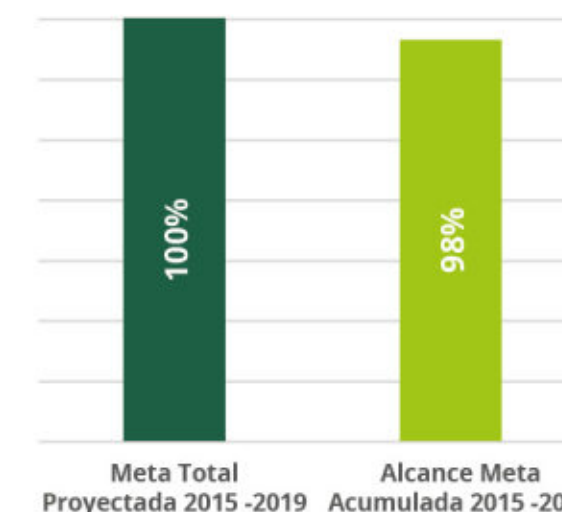
Consolidación: fortalecer la imagen corporativa mediante el mejoramiento de la calidad del bien y/o servicio, en los mercados actuales de la organización.

Rentabilidad: generar ingresos y utilidades a los accionistas y la organización.

Crecimiento: ampliar la cobertura en nuevos mercados con una capacidad instalada de producción y/o prestación del servicio.

Sostenibilidad: alcanzar un punto de equilibrio entre los ingresos y egresos de la Empresa, manteniéndose en el mercado.

Se alcanzó una implementación del Plan Estratégico Corporativo del 98%, evidenciándose una alta eficacia en su desarrollo, a través del alto compromiso de la actual administración y todos sus colaboradores, mejorando la confiabilidad y continuidad de la prestación del servicio a los usuarios.



Gráfica 1. Alcance total del Plan estratégico 2015-2019
*Fuente: Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.- Año 2020



Alcance Meta Acumulada 2015-2019

OBJETIVO CORPORATIVO 1

"Restablecer y consolidar el Sistema de distribución de la Empresa, a partir de la planificación de la inversión en operación, mantenimiento y expansión para recuperar el nivel de confiabilidad y calidad del servicio debilitado con la avenida torrencial."

Estrategia 1.1

Recuperar y mantener la Infraestructura eléctrica para generar mejores ingresos, potencia, confiabilidad, disponibilidad y calidad del servicio. / *Tabla 1. Alcance estrategia 1.1. por proyecto - Año 2019*

1.1.1. Reestablecimiento de la subestación Junin en un 100% después de la avenida torrencial.



● Meta proyectada 2019 (% de Operatividad de Subestación)
● Meta alcanzada 2019 (% de Operatividad de Subestación)

1.1.2. Mejoramiento y mantenimiento de las líneas del SDL (50 Km)



● Meta proyectada 2019 (km/año de mantenimiento)
● Meta alcanzada 2019 (km/año de mantenimiento)

1.1.3. Disminución en el tiempo (horas) de interrupciones para mejorar la confiabilidad y garantizar disponibilidad de la potencia.



● Meta proyectada 2019 (Tiempo en horas disponibles)
● Meta alcanzada 2019 (Tiempo en horas disponibles)

1.1.4. Repotenciación de circuitos de niveles de tensión 2



● Meta proyectada 2019 (Km/red intervenida)
● Meta alcanzada 2019 (Km/red intervenida)

1.1.5. Implementación del Sistema de Medición de calidad de la potencia en cabecera de circuito.



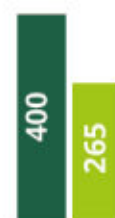
● Meta proyectada 2019 (N° circuito instalado)
● Meta alcanzada 2019 (N° circuito instalado)

1.1.6. Reposición de redes de baja tensión a red trenzada en nivel de tensión 1 (km/red trenzada)



● Meta proyectada 2019 (Km/año red trenzada en nivel de tensión 1)
● Meta alcanzada 2019 (Km/año red trenzada en nivel de tensión 1)

1.1.7. Pruebas de PBCS a transformadores de distribución (1200 transformadores)



● Meta proyectada 2019 (N° de transformadores revisados)
● Meta alcanzada 2019 (N° de transformadores revisados)

1.1.8. Realizar estudios eléctricos del Sistema de Distribución local e implementación de coordinación de protecciones



● Meta proyectada 2019 (N° de estudios realizados)
● Meta alcanzada 2019 (N° de estudios realizados)

*Fuente: Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. - Año 2020

Estrategia 1.2

Realizar una planificación y control de actividades operativas, para la disminución o control de las pérdidas de energía técnicas, mejorando los ingresos y flujo de caja de la EEP.

Tabla 2. Alcance estrategia 1.2. por proyecto - Año 2019
*Fuente: Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. - Año 2020

1.2.1. Fortalecimiento del programa de identificación y disminución de pérdidas técnicas en las zonas de influencia de la empresa



● Meta proyectada 2019 (% de pérdidas totales)
● Meta alcanzada 2019 (% de pérdidas totales)

Estrategia 1.3

Dar cumplimiento al esquema de incentivos y compensaciones.

Tabla 3. Alcance Estrategia por proyecto 1.3-Año 2019
*Fuente: Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. - Año 2020

1.3.1. Fortalecimiento del Centro de Control Local



● Meta proyectada 2019 (% de avance de la operatividad del centro de control)
● Meta alcanzada 2019 (% de avance de la operatividad del centro de control)

Estrategia 1.4

Formular y presentar proyectos del sistema de distribución ante la CREG, para su remuneración y otras entidades del nivel nacional y local, formulados por el talento humano idóneo y competente de la organización.

*Fuente: Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. - Año 2020

1.4.1. Formular, gestionar y ejecutar proyectos de expansión para ser presentados a las diferentes



● Meta proyectada 2019 (N° de nuevos usuarios por proyectos de expansión)
● Meta alcanzada 2019 (N° de nuevos usuarios por proyectos de expansión)

OBJETIVO CORPARATIVO 2

"Incrementar las ventas de energía en el mercado regulado para contribuir en los ingresos y sostenibilidad de la Empresa."

Estrategia 2.1

Fortalecer el proceso de control comercial para la normalización de defraudación de fluidos eléctricos, en las zonas críticas (desplazados, damnificados de avalancha y nuevos asentamientos no legalizados).

Tabla 4. Alcance estrategia 2.1 por proyecto - Año 2019
*Fuente: Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. - Año 2020



Estrategia 2.2

Capturar nuevos usuarios para incrementar el nivel de ventas de la empresa.

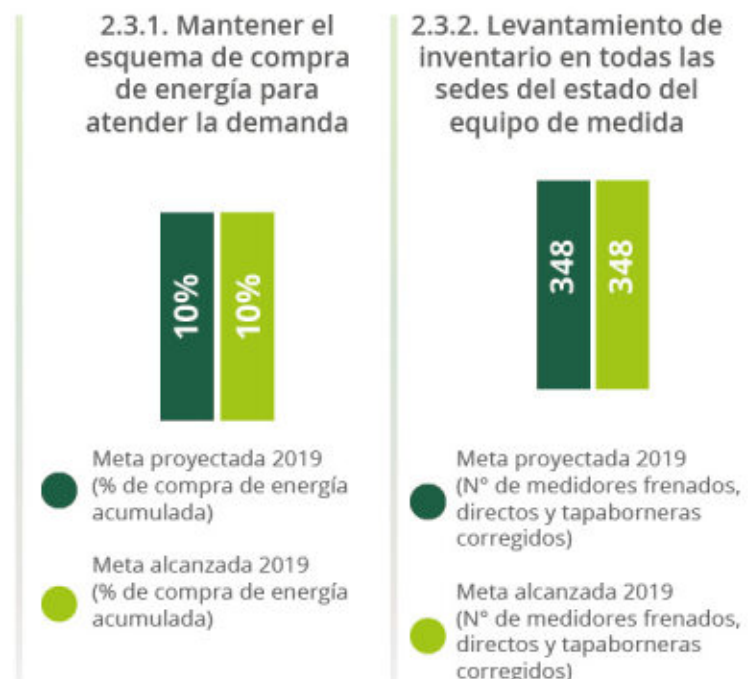
Tabla 5. Alcance estrategia 2.2. por proyecto - Año 2019
*Fuente: Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. - Año 2020



Estrategia 2.3

Realizar la planificación y control de las actividades operativas y administrativas para la recuperación de cartera y proyección y compra de energía requerida, para atender la demanda, manteniendo precios competitivos en el mercado.

Tabla 6. Alcance estrategia 2.3 por proyecto - Año 2020
*Fuente: Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.-año 2020



Estrategia 2.4

Continuar con el fortalecimiento de la imagen corporativa en la comunidad y usuarios en el mercado, alcanzando un mayor posicionamiento y reconocimiento de la organización.

*Fuente: Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.-año 2020

2.4.1. Adelantar campañas de promoción de la empresa y atención al usuario a través de los diferentes medios de comunicación con los que cuenta la EEP S.A. E.S.P.



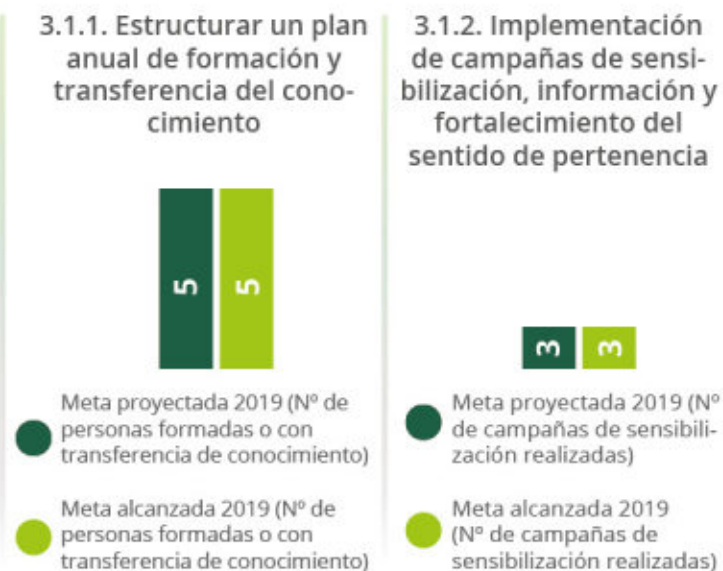
OBJETIVO CORPORATIVO 3

"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

Capacitar al personal en las competencias requeridas, para la planeación y desarrollo eficaz de procesos operativos y administrativos de la Empresa, fortaleciendo el ambiente y clima organizacional, prestando una atención ágil y oportuna a los usuarios.

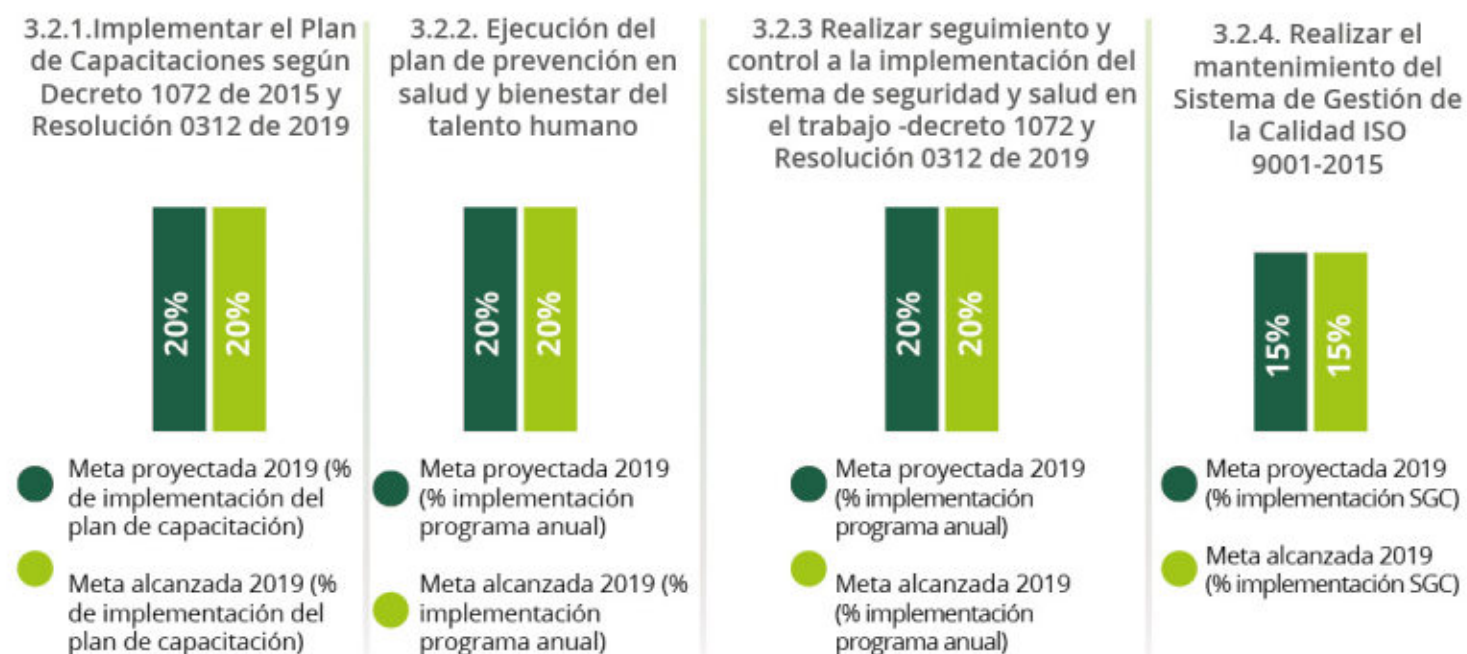
Tabla 7. Alcance estrategia 3.1 por proyecto - Año 2019
*Fuente: Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. - Año 2020



Estrategia 3.2

Realizar la actualización y verificación del cumplimiento a los requerimientos de la nueva normatividad de regulación al sector energético, por el talento humano de la organización.

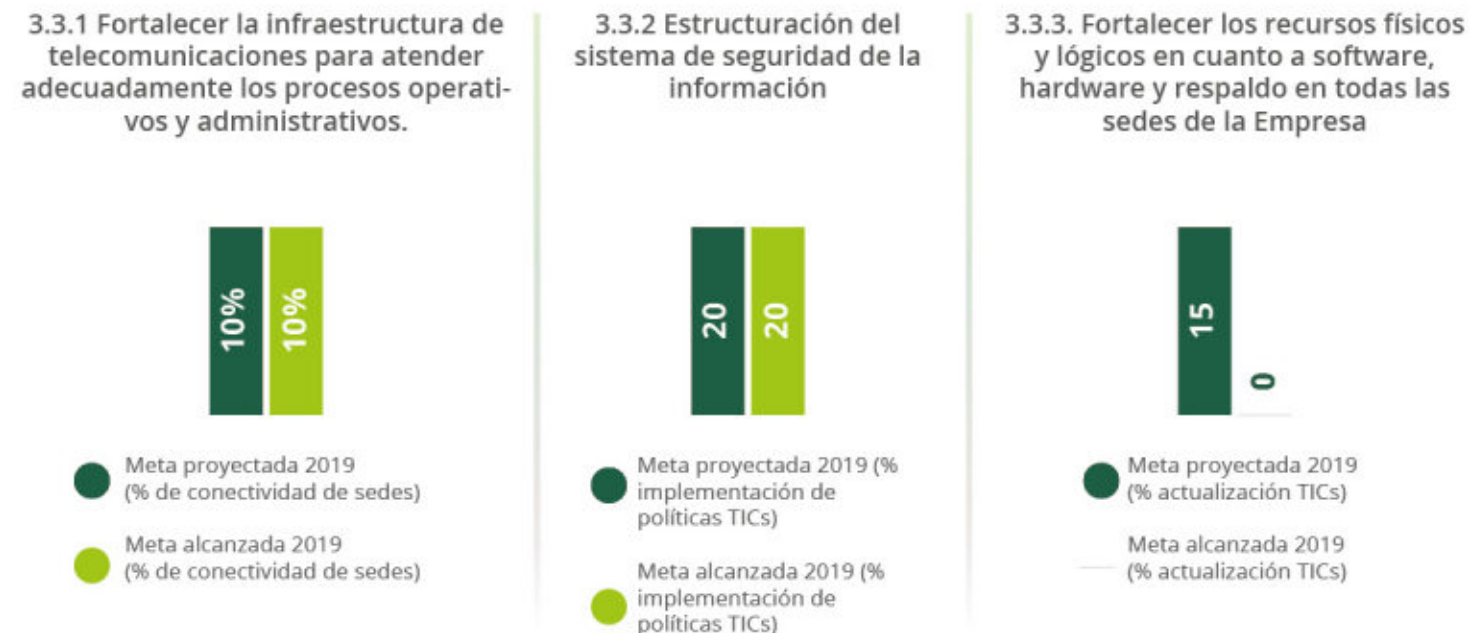
Tabla 8. Alcance estrategia 3.2 por proyecto - Año 2020 / *Fuente: Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. - Año 2020



Estrategia 3.3

Mejorar continuamente los procesos de la organización, mediante la innovación y optimización de los sistemas de información y comunicación.

Tabla 9. Alcance estrategia 3.3 por proyecto - Año 2019 / *Fuente: Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. - Año 2020



Estrategia 3.4

Fortalecer el Plan de emergencia y contingencia de la sede principal de la EEP, subestación Junín y redes que alimentan el SDL en Mocoa, en alto riesgo natural por fuentes hídricas.

Tabla 10. Alcance estrategia 3.3 por proyecto - Año 2019
*Fuente: Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. - Año 2020

3.4.1 Implementación y socialización del plan de emergencia y contingencia



OBJETIVO CORPARATIVO 4

“Generar mayores ingresos a la Empresa, a través del fortalecimiento de otros negocios”

Estrategia 4.1

Mejorar e innovar en la EEP, mediante el fortalecimiento de otros negocios.

Tabla 11. Alcance estrategia 4.1 por proyecto - Año 2019 / *Fuente: Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. - Año 2020



GESTIÓN DEL NEGOCIO DE COMERCIALIZACIÓN

Desde que renacimos, no hemos dejado de consolidarnos como pilar importante dentro del mercado regulado.

CAPÍTULO 03

GESTIÓN COMERCIAL 2019

En el año 2019, la compañía logró consolidar el negocio de comercialización como pilar importante dentro del mercado regulado del departamento del Putumayo. En este capítulo se muestra la gestión comercial a lo largo del año, iniciando con el beneficio a los usuarios estrato 1, 2 y 3, mediante los subsidios Fondos de Energía Social (FOES) y Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSS-RI). A renglón seguido, se traza el comportamiento de las pérdidas totales durante los últimos 10 años, logrando un porcentaje del 18.8% para el año 2019.

Posteriormente, se muestra el crecimiento vegetativo de la demanda, y el número de usuarios atendidos por la Empresa al terminar el año. Después se describe el balance de cartera, componente Costo Unitario (CU) y energía liquidada en contratos bilaterales y mercado de bolsa. Y, finalmente, se plantea el logro obtenido en la contratación de energía a Largo Plazo en la Subasta de Energía realizada por el Ministerio de Minas y Energía junto con la UPME.

Fondo de energía social FOES

Creado mediante el artículo 118 de la ley 812 del 2003, y modificado con el artículo 103 de la ley 150 del 2011, que 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 (\$46) pesos por kilovatio hora, del valor de la energía eléctrica destinado a los usuarios ubicados en áreas rurales de menor desarrollo y en zonas subnormales definidas por el gobierno nacional.

Área rural de menor desarrollo (ARMD)

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 a lo publicado por el DANE.

Barrio subnormal (BS)

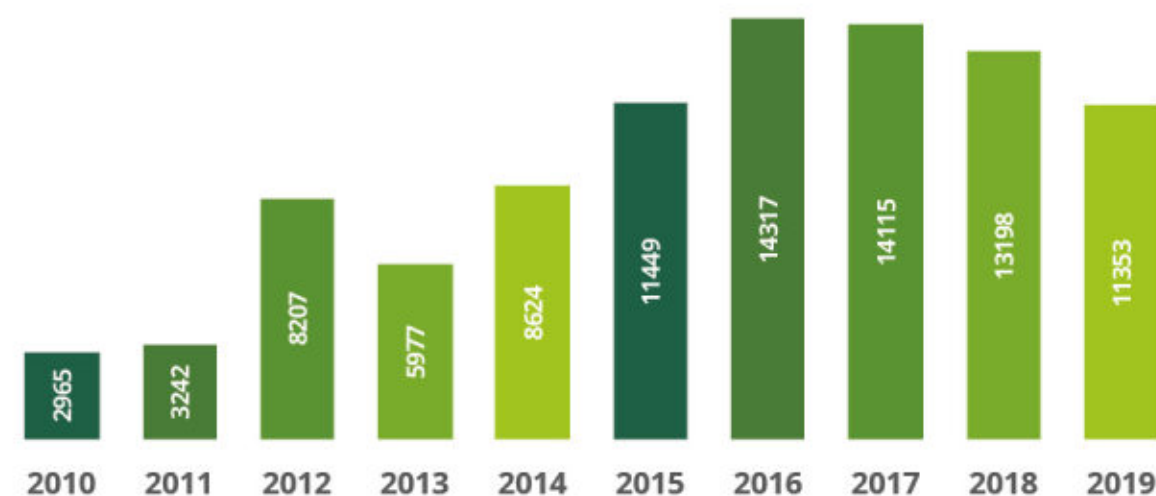
Es el asentamiento humano ubicado en las cabeceras de los municipios y que obtenga el servicio público domiciliario de energía eléctrica a través de derivaciones del Sistema de Distribución Local o de una acometida, sin aprobación del Operador de Red.



El Fondo de Energía Social o FOES esta dirigido a usuarios que habitan zonas rurales de menor desarrollo

MUNICIPIO	NÚMERO DE USUARIOS BENEFICIARIOS SUBSIDIO FOES									
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
MOCOA	810	822	2553	1011	3406	3931	7612	7691	5830	5203
ORITO	923	939	2488	2842	2538	3468	3340	3049	3764	3217
VILLAGARZON	544	794	1777	850	916	2230	1414	1955	1307	885
PUERTO GUZMAN	688	687	1389	1274	1764	1820	1951	1420	2297	2048
TOTAL	2965	3242	8207	5977	8624	11449	14317	14115	13198	11353

Desde el año 2014 al 2016, el número de beneficiarios FOES, se incrementó a una tasa promedio de 35%. A partir del año 2017, se ha visto reducido el reporte de veredas y barrios emitido por las alcaldías municipales. Pasando de 324 zonas especiales en el año 2017 a 300 en el año 2019. Esto a su vez ocasiona una menor cobertura de beneficiarios FOES.



Número de beneficiarios subsidio FOES

Trabajo social que adelanta todos los años la Empresa en coordinación con los alcaldes municipales del área de influencia de la electrificadora, y en especial en beneficio de los usuarios que residen en barrios subnormales o en Áreas Rurales De menor Desarrollo (ARDMD).

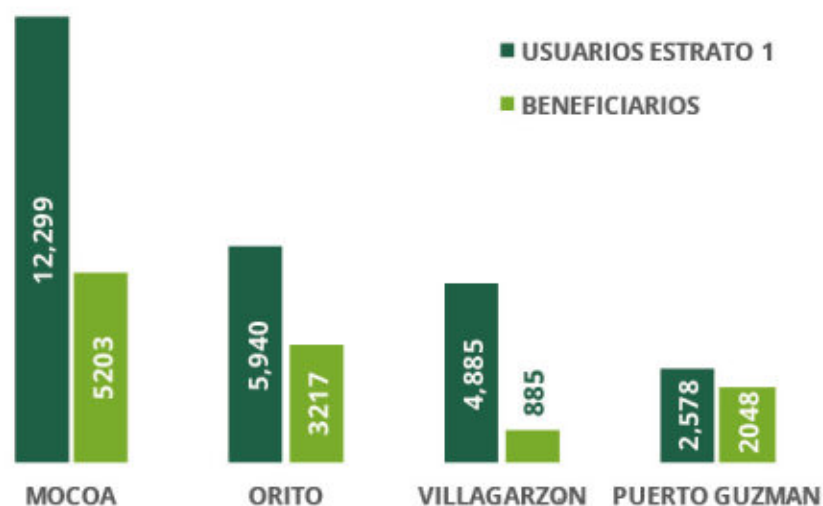
USUARIOS BENEFICIARIOS FOES AÑO 2019

MUNICIPIO	USUARIOS ESTRATO 1	BENEFICIARIOS	FOES
MOCOA	12,299	5203	42%
ORITO	5,940	3217	54%
VILLAGARZON	4,885	885	18%
PUERTO GUZMAN	2,578	2048	80%
PIAMONTE	1,468	0	0%
SANTA ROSA	21	0	0%
TOTAL	27,191	11,353	42%

Los usuarios residentes en estos sectores, una vez son certificados por los alcaldes municipales del sector de influencia, obtienen un beneficio de \$ 46 por KWh hasta un consumo de subsistencia de 184 KWh./mes. Se benefician con 11 KWh más del programa de del fondo de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos -FSSRI su efecto se ve reflejado en menor valor de la factura.

TIPO DE ZONA ESPECIAL	DEMANDA ATENDIDA BENEFICIARIOS FOES - 2019		Vr RECONOCIDO BENEFICIO FOES - 2019	
	KWH	\$	\$	%
BARRIOS SUBNORMALES	9,147,033	2,596,136,923	195,559,036	8%
AREAS RURALES DE MENOR DESARROLLO	1,699,328	508,660,783	47,091,169	9%
TOTAL	10,846,361	3,104,797,706	242,650,205	8%

Relación usuarios Beneficiarios FOES - año 2019



Fondo de 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 así mismo 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 este o en otros términos, es el exceso del costo del servicio sobre el precio pagado por el usuario de menores ingresos. El subsidio se distribuye como un descuento en la factura del servicio.

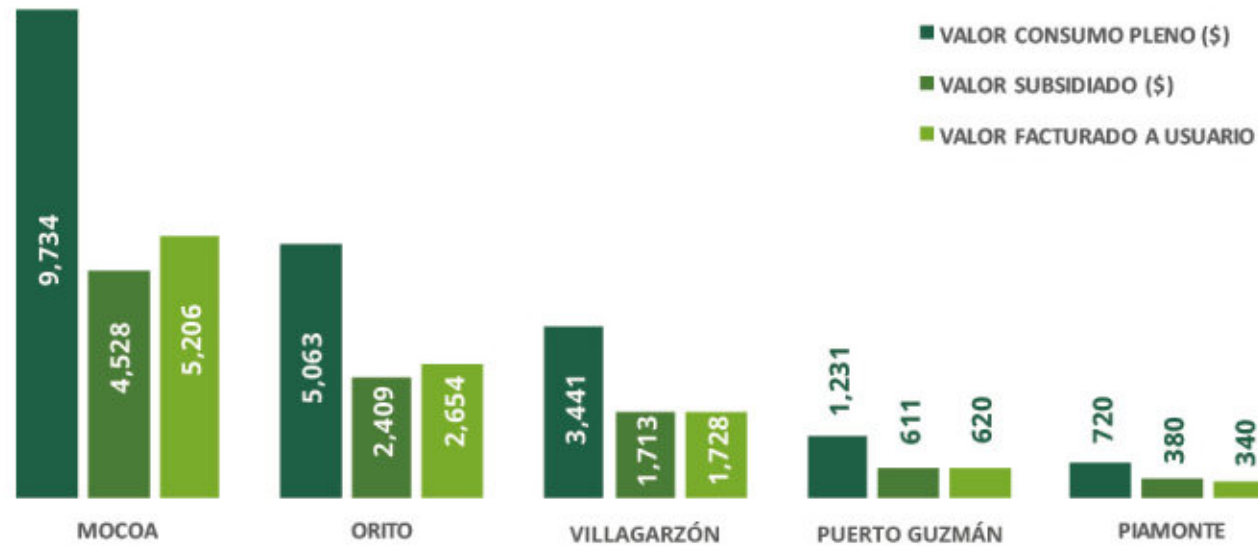
La administración de la empresa direccionó acciones estratégicas internas para que estos beneficios lleguen a la comunidad y se reflejen en los precios de sus facturas por los servicios prestados.

Los valores asignados a los usuarios por municipio se reflejan en los siguientes cuadros:

FONDO SOLIDARIDAD PARA SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS - AÑO 2019							
MUNICIPIO	SERVICIO	USUARIOS	DEMANDA (KWH)	Vr. CONSUMO (\$)	Vr. SUBSIDIO (\$)	Vr. FACTURADO A USUARIO	
						(\$)	% SUBSIDIO
MOCOA	ESTRATO 1	12,299	969,916	7,191,269,989	3,730,127,476	3,461,142,513	51.87%
	ESTRATO 2	2,424	253,724	1,803,129,342	717,140,063	1,085,989,279	39.77%
	ESTRATO 3	863	90,620	739,679,301	81,000,235	658,679,066	10.95%
	TOTAL	15,586	1,314,260	9,734,078,632	4,528,267,774	5,205,810,858	46.52%
ORITO	ESTRATO 1	5,940	472,477	3,223,458,068	1,749,851,654	1,473,606,414	54.28%
	ESTRATO 2	1,913	247,989	1,648,726,907	637,000,629	1,011,726,278	38.64%
	ESTRATO 3	199	29,243	190,832,798	21,871,726	168,961,072	11.46%
	TOTAL	8,052	749,709	5,063,017,774	2,408,724,010	2,654,293,764	47.57%
VILLAGARZON	ESTRATO 1	4,885	353,773	2,325,380,570	1,255,474,965	1,069,905,605	53.99%
	ESTRATO 2	1,537	169,353	1,113,543,495	456,969,423	656,574,072	41.04%
	ESTRATO 3	5	311	2,133,406	315,411	1,817,995	14.78%
	TOTAL	6,427	523,437	3,441,057,472	1,712,759,800	1,728,297,672	49.77%
PUERTO GUZMAN	ESTRATO 1	2,578	182,550	1,230,923,208	611,288,664	619,634,544	49.66%
PIAMONTE	ESTRATO 1	1,468	101,394	720,052,821	380,243,441	339,809,380	52.81%
TOTALES		34,111	2,871,350	20,189,129,906	9,641,283,688	10,547,846,218	47.75%

RECUPERACIÓN DE ENERGÍA DEJADA DE FACTURAR

Vr. Consumo - Vr. Subsidiado = Vr. Facturado a usuario
Año 2018 (Millones \$)



En el año 2019 se realizaron actividades muy importantes como, revisión de usuarios con consumos significativos, revisión de usuarios por rutas organizadas en la toma de lecturas, normalización de usuarios con conexiones fraudulentas, entre otras. Estas acciones se desarrollaron en cada uno de los municipios, arrojando los siguientes resultados:

AÑO	PROYECCIÓN		META ALCANZADA	
	kWh	Valor	kWh	Valor
2018	300.000	180.000.000	606.363	363.817.800
2019	360.000	216.000.000	440.729	264.437.400

Enfocados en alcanzar uno de los objetivos principales del Plan Estratégico de la Empresa de Energía del Putumayo, como lo es la recuperación de kWh/mes de energía dejada de facturar, hemos aplicado planes de acción que nos ha arrojado resultados favorables y han incidido en el incremento de las ventas de energía en el mercado regulado.

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

USUARIOS INTERVENIDOS	TIPO DE MEDIDA	RECUPERACIÓN kWh	RECUPERACIÓN
117	Directa	72.964	43.778.400
5	Semidirecta	37.036	22.221.600
4	Indirecta	326.977	196.186.200
12	Sin Medida	3.752	2.251.200
Total		440.729	264.437.400



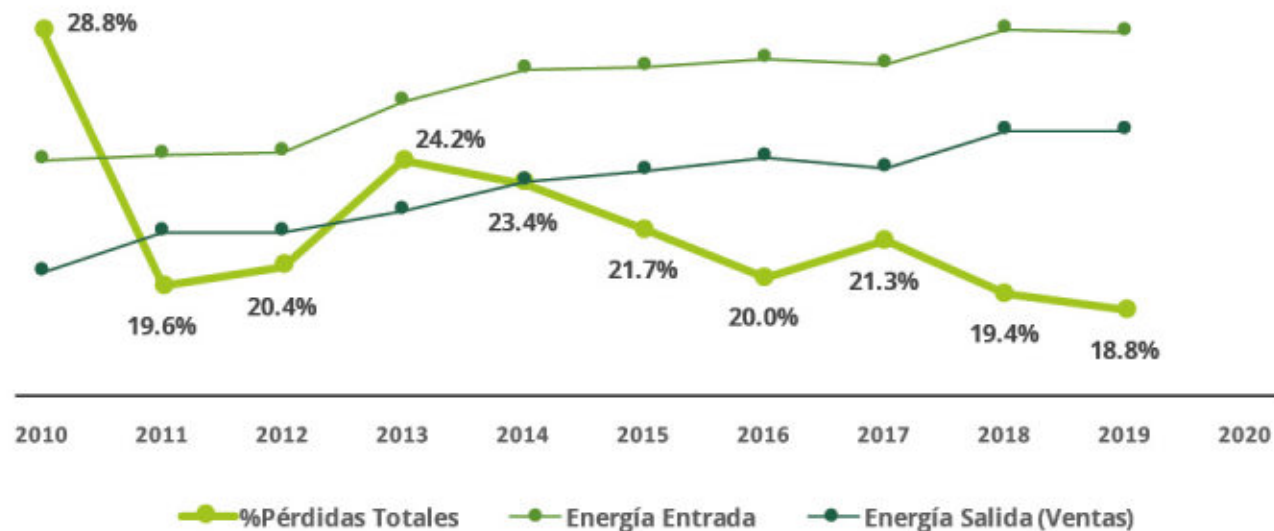
Jornada de atención al usuario extramural

Pérdidas totales de energía

El balance general de las pérdidas totales de energía del año 2019 arroja una energía dejada de facturar de **12,345,912 kWh**, esto se calcula comparando la demanda real facturada por XM y la energía vendida por la compañía. Este valor corresponde a pérdidas técnicas y no técnicas y equivale a un **18,8%** de la demanda real liquidada por XM.

AÑO	DEMANDA REAL kWh	VENTAS kWh	PÉRDIDAS TOTALES kWh	% PÉRDIDAS
2010	49,725,036	35,383,948	14,341,088	28.8%
2011	50,523,723	40,607,339	9,916,384	19.6%
2012	50,834,570	40,488,191	10,346,379	20.4%
2013	57,037,151	43,237,911	13,799,240	24.2%
2014	61,205,701	46,895,150	14,310,551	23.4%
2015	61,567,213	48,219,656	13,347,557	21.7%
2016	62,638,764	50,137,177	12,501,587	20.0%
2017	61,858,016	48,690,982	13,167,034	21.3%
2018	66,107,755	53,313,397	12,794,358	19.4%
2019	65,814,571	53,468,659	12,345,912	18.8%

% Pérdidas de energía 2010 -2019



La Empresa de Energía de Putumayo ha presentado una importante reducción de las pérdidas comerciales de energía. En sus últimos 5 años se han reducido 2,7 puntos porcentuales del total de las pérdidas frente al año 2015 que se encontraban en 21.7%.

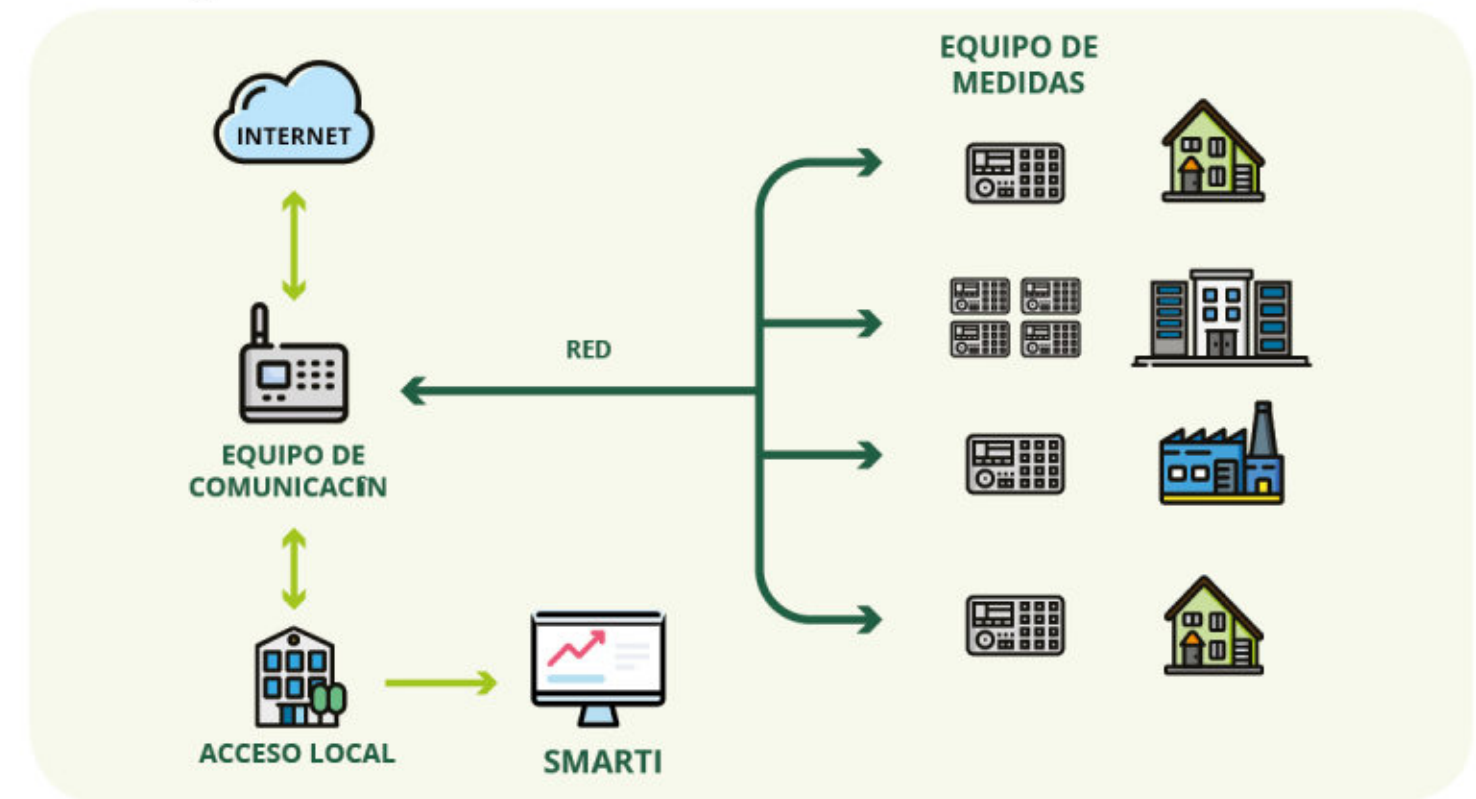
TRANSFORMACIÓN TECNOLÓGICA - AMI

La Empresa de Energía del Putumayo, con el fin de dar cumplimiento a las resoluciones 40072 de 2018 y 40483 de 2019 del Ministerio de Minas y Energía, en las cuales establece que el porcentaje mínimo de usuarios conectados en un mercado de comercialización, con Infraestructura de medición avanzada (AMI), para el año 2030 deberá ser del 75%. Con el fin de alcanzar este objetivo, la empresa ha adelantado un proceso de renovación tecnológica mediante el cual se modernizará los sistemas de medición de energía de sus usuarios.

Algunas de las ventajas del sistema de medición avanzada a las que tendrá acceso la Empresa de Energía del Putumayo son:

- Lectura automática de las variables de cada medidor de forma periódica por parte del sistema de gestión.

- Consulta de variables de los medidores en cualquier instante.
- Suspensión y reconexión de medidores de directa, de forma remota a través del software de gestión.
- Seguimiento histórico de los consumos de cada usuario.
- Generación de balances para la detección de pérdidas no técnicas en el sistema eléctrico.
- Toma de lecturas reales ajustados a los ciclos de facturación de la energía de entrada.



ENCUESTA A USUARIOS DEL NIVEL DE SATISFACCIÓN

En aras de poder evaluar al interior de la compañía las peticiones quejas o reclamos (PQRs) de parte de los usuarios, a continuación se presenta el resultado obtenido para los años 2018 y 2019.

AÑO	ACCEDE	ACCEDE PARCIAL	NO ACCEDE	PENDIENTE RESPUESTA	TOTAL PQRs
2018	2502	114	879	17	3512
2019	2431	308	515	5	3259

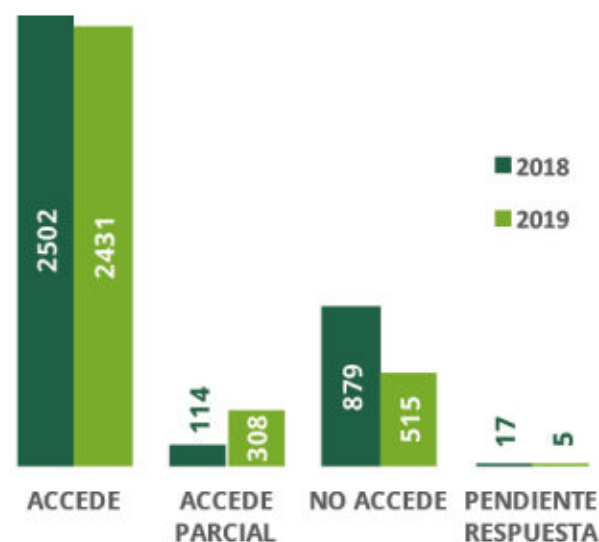
Para el año 2019 se presentó un total de 3259 PQRs, de las cuales 2431 fueron accedidas, 308 accedidas parcialmente, 515 no accedidas y solo cinco solicitudes quedaron pendientes de respuesta. El balance muestra una reducción del 7% en el total de solicitudes y disminución del 3% en las que accedieron.

En ese orden de ideas, la Empresa de Energía del Putumayo, adelantó a través de la subgerencia Comercial una encuesta, con el objeto de acercarse a sus usuarios, la cual permitiera evaluar la percepción del usuario en aspectos de tipo administrativo, confiabilidad y calidad del servicio.

Los criterios encuestados fueron cuatro (4):

1. Suministro de energía
2. Información y comunicación con el usuario
3. Facturación del servicio
4. Atención al cliente

Como resultado final, se obtuvo una calificación de 69% de satisfacción del usuario frente a la empresa una vez tabulados los aspectos anteriormente mencionados.



PQRs año 2018 - 2019



Calificación general De la empresa

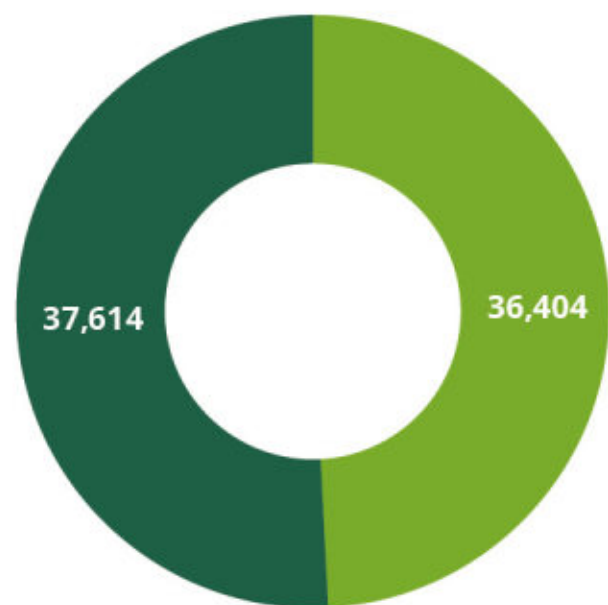
Negocio de comercialización

El negocio comercializado de la empresa de energía del Putumayo SA ESP, se evalúa considerando el número de usuarios, compra de energía, facturación, tarifas, recaudos y cartera.

GESTIÓN DE COMERCIALIZACIÓN

El número de usuarios atendidos por la Empresa De Energía Del Putumayo S.A E.S.P al terminar el año 2019 fue de 37.614 usuarios resultado que ha permitido a la empresa crecer en un 3.32% respecto al año 2018. El cual corresponde al crecimiento vegetativo de la demanda.

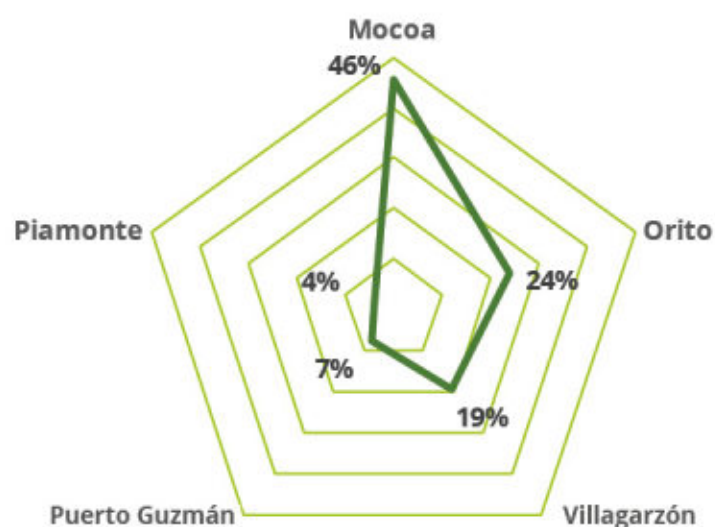
Mes	2018		2019		Proyección 2019	
	Número	Nuevos	Número	Nuevos	Número	Nuevos
Enero	34.480	108	36.448	44	36.620	172
Febrero	34.374	350	36.617	169	36.792	172
Marzo	34.450	76	36.747	130	36.964	172
Abril	34.695	245	36.865	118	37.136	172
Mayo	34.849	154	36.990	125	37.308	172
Junio	35.034	185	37.102	112	37.480	172
Julio	35.326	292	36.831	137	37.652	172
Agosto	35.478	152	37.070	239	37.824	172
Septiembre	35.721	243	37.217	147	37.996	172
Octubre	36.101	380	37.386	169	38.168	172
Noviembre	36.255	154	37.504	118	38.340	172
Diciembre	36.404	149	37.614	110	38.512	172
Cierre Año	36.404	2.488	37.217	1.618	38.968	2.064



■ 2018 ■ 2019

**Crecimiento usuarios
2018 -2019**

Para el mes de julio del año 2019, se retiraron 408 usuarios a solicitud de la resolución No. 99 del 05/08/2019 del área jurídica, por motivo de castigo de cartera y usuarios damnificados.



**Usuarios atendidos por
municipio 2019**

Para el año 2019, todos los municipios continuaron con la misma participación porcentual de los usuarios del mercado regulado de la Empresa de Energía del Putumayo. Mocoa con 17136 usuarios cuenta con la mayor participación del 46%, seguido del municipio de Orito con el 24%, Villagarzón con 19% y Pto Guzmán - Piamonte con un 11% del total de usuarios.

USUARIOS Y DEMANDA POR MUNICIPIO

MES	MOCOA			ORITO			VILLAGARZÓN		
	Usuarios	Demanda (KWH)		Usuarios	Demanda (KWH)		Usuarios	Demanda (KWH)	
		Mensual	Promedio		Mensual	Promedio		Mensual	Promedio
ene-19	16.832	2.524.419	150	8.663	987.530	114	6.813	737.731	108
feb-19	16.910	2.281.224	135	8.708	1.034.176	119	6.839	757.162	111
mar-19	16.961	2.169.072	128	8.734	1.027.538	118	6.860	750.719	109
abr-19	17.026	2.116.669	124	8.752	1.028.947	118	6.882	722.789	105
may-19	17.077	2.224.168	130	8.785	1.082.710	123	6.908	797.052	115
jun-19	17.125	2.104.796	123	8.811	1.018.049	116	6.939	761.982	110
jul-19	16.856	2.146.730	127	8.826	1.095.547	124	6.934	770.508	111
ago-19	16.891	2.176.538	129	8.850	1.107.737	125	7.101	799.277	113
sep-19	16.964	2.230.011	131	8.874	1.176.112	133	7.142	869.978	122
oct-19	17.043	2.258.946	133	8.922	1.155.762	130	7.173	832.903	116
nov-19	17.088	2.241.016	131	8.967	1.106.488	123	7.191	867.354	121
dic-19	17.136	2.291.312	134	9.000	1.128.453	125	7.212	904.588	125

MES	PUERTO GUZMÁN			PIAMONTE			SANTA ROSA		
	Usuarios	Demanda (KWH)		Usuarios	Demanda (KWH)		Usuarios	Demanda (KWH)	
		Mensual	Promedio		Mensual	Promedio		Mensual	Promedio
ene-19	2.631	199.683	76	1.485	113.312	76	24	1.175	49
feb-19	2.644	208.912	79	1.492	122.857	82	24	1.275	53
mar-19	2.673	210.404	79	1.495	120.216	80	24	1.241	52
abr-19	2.683	209.707	78	1.501	113.420	76	21	1.286	61
may-19	2.691	211.161	78	1.508	114.124	76	21	1.207	57
jun-19	2.694	306.853	114	1.512	152.822	101	21	960	46
jul-19	2.691	211.679	79	1.503	127.565	85	21	959	46
ago-19	2.693	211.389	78	1.514	122.767	81	21	1.009	48
sep-19	2.697	233.950	87	1.519	127.696	84	21	1.149	55
oct-19	2.704	223.758	83	1.523	122.868	81	21	994	47
nov-19	2.711	226.852	84	1.526	132.663	87	21	1.095	52
dic-19	2.717	219.548	81	1.528	125.138	82	21	974	46

USUARIOS Y DEMANDA POR SERVICIO

USUARIOS ATENDIDOS MERCADO REGULADO EEP S.A. ESP - Servicios Año 2019

MES	COMERCIAL			INDUSTRIAL			OFICIAL		
	Usuarios	Demanda (KWH)		Usuarios	Demanda (KWH)		Usuarios	Demanda (KWH)	
		Mensual	Promedio		Mensual	Promedio		Mensual	Promedio
ene-19	2,773	1,122,526	405	146	55,260	378	363	290,205	799
feb-19	2,770	973,171	351	147	63,646	433	362	476,890	1,317
mar-19	2,769	957,195	346	146	61,341	420	362	494,105	1,365
abr-19	2,772	929,270	335	146	80,357	550	362	473,202	1,307
may-19	2,775	1,010,276	364	146	60,251	413	365	500,833	1,372
jun-19	2,785	961,640	345	146	67,393	462	365	501,978	1,375
jul-19	2,771	1,041,294	376	143	73,097	511	367	500,869	1,365
ago-19	2,924	1,041,464	356	143	71,946	503	369	535,485	1,451
sep-19	2,934	1,048,558	357	143	87,498	612	370	507,556	1,372
oct-19	2,945	1,081,090	367	143	87,759	614	372	526,615	1,416
nov-19	2,959	1,003,950	339	145	71,275	492	372	632,214	1,700
dic-19	2,964	1,047,865	354	145	112,159	774	373	637,665	1,710

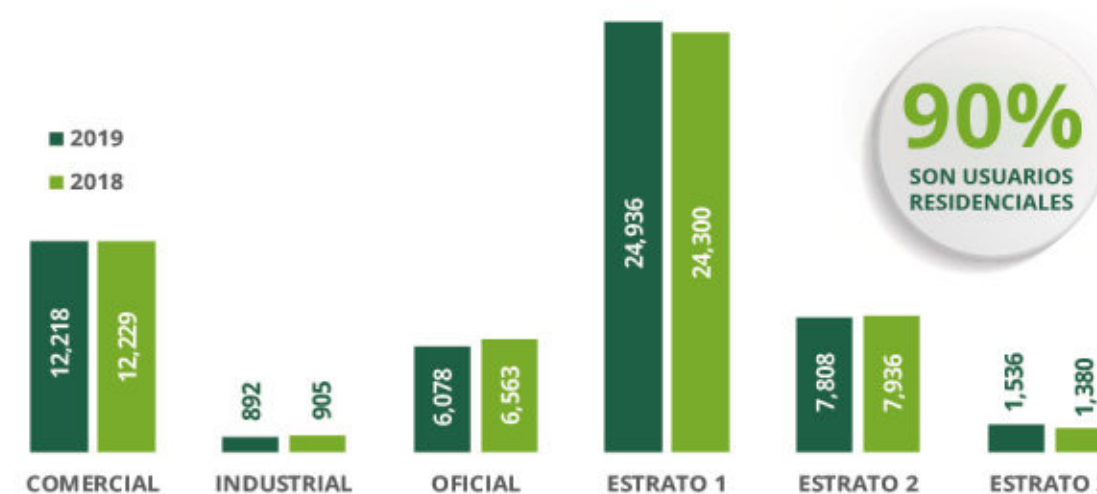
MES	ESTRATO 1			ESTRATO 1			ESTRATO 1		
	Usuarios	Demanda (KWH)		Usuarios	Demanda (KWH)		Usuarios	Demanda (KWH)	
		Mensual	Promedio		Mensual	Promedio		Mensual	Promedio
ene-19	26,401	2,178,733	83	5,723	631,246	110	1,042	285,880	274
feb-19	26,553	2,133,678	80	5,738	643,250	112	1,047	114,971	110
mar-19	26,660	2,012,306	75	5,760	643,702	112	1,050	110,541	105
abr-19	26,763	1,967,032	73	5,772	634,985	110	1,050	107,972	103
may-19	26,871	2,082,196	77	5,782	662,284	115	1,051	114,582	109
jun-19	26,965	2,080,489	77	5,788	624,943	108	1,053	109,019	104
jul-19	26,692	1,998,056	75	5,801	628,927	108	1,057	110,745	105
ago-19	26,767	2,020,858	75	5,810	634,168	109	1,057	114,796	109
sep-19	26,875	2,177,481	81	5,833	698,724	120	1,062	119,079	112
oct-19	27,015	2,109,012	78	5,845	675,223	116	1,066	115,532	108
nov-19	27,100	2,095,438	77	5,862	659,618	113	1,066	112,973	106
dic-19	27,191	2,081,084	77	5,874	671,066	114	1,067	120,174	113

CONSOLIDADO DEMANDA POR SERVICIO AÑO 2018 -2019

Sector	CONSOLIDADO		
	Usuarios	Demanda KWH 2019	Demanda KWH 2018
Comercial	2,964	12,218	12,229
Industrial	145	892	905
Oficial	373	6,078	6,563
Estrato 1	27,191	24,936	24,300
Estrato 2	5,874	7,808	7,936
Estrato 3	1,067	1,536	1,380
Total	37,614	53,468.661	53,313.397

Realizando el comparativo entre el año 2018 y 2019, se evidencia que el crecimiento total de la demanda fue del 1%, con una energía de 155.264 kWh. El sector que mayor aumento tuvo fue el residencial estrato 1, a una tasa del 2.6%. Se evidencia que hubo disminución del sector oficial en un 7.4%, debido a que el usuario "Batallón del Ejército" migró al comercializador PEESA desde noviembre de 2018 hasta octubre de 2019. A partir de noviembre de 2019, nuevamente retornó como usuario de la Empresa de Energía del Putumayo.

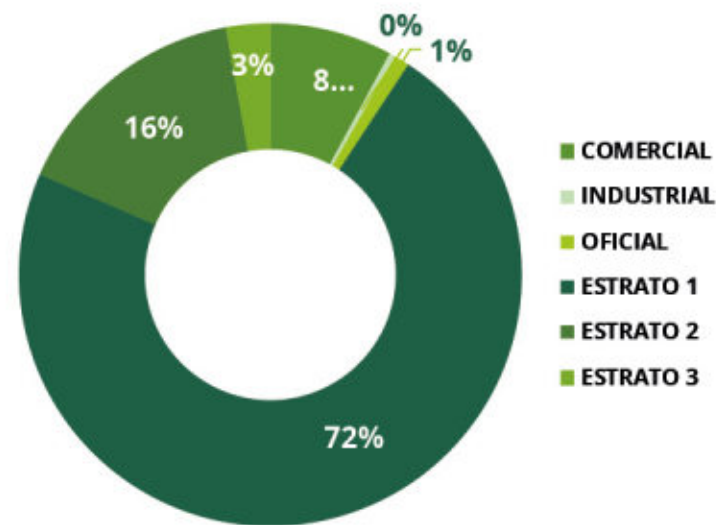
Demanda 2018 -2019



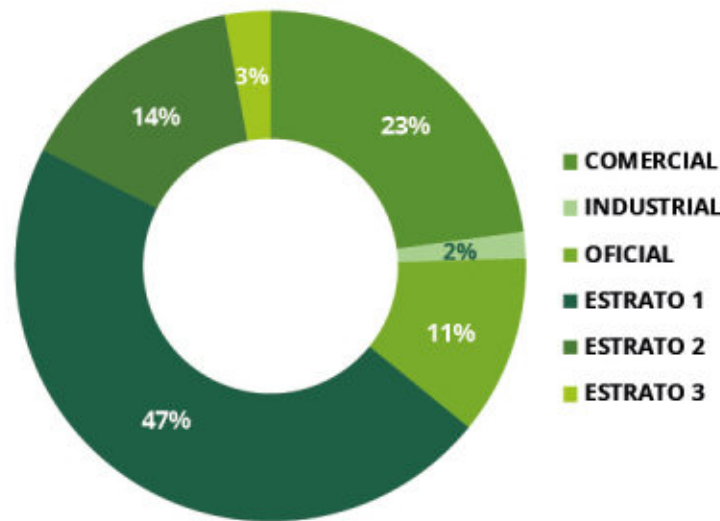
FACTURACIÓN, RECAUDO Y CARTERA E.E.P. S.A. E.S.P. COMPONENTE DE LO RECAUDADO Y FACTURADO/MES

Porcentaje de usuarios

La gestión comercial de la empresa esta direccionada a la atención de cinco municipios, cuatro en el departamento del Putumayo y uno en el Cauca. El crecimiento ha sido progresivo, siendo el sector residencial el más representativo con el 90%, el sector comercial el 8%, Oficial 1% y el industrial el 1%. Como se puede observar en la gráfica (Usuarios Atendidos por Mercado).



Usuarios atendidos mercado regulado EEP. S.A. ESP. Por servicio año 2019



Demanda KWH atendida mercado regulado EEP S.A. ESP por servicios año 2019

Porcentaje de la demanda

En cuanto a los consumos o la demanda, el sector comercial representa el 22%, el residencial el 62%, el oficial el 14% y el industrial el 2%. Como se puede observar en la gráfica (Demanda Atendida por Servicio).

Es así como podemos determinar que siendo los usuarios del sector público y comercial los que porcentualmente son minoritarios con relación a la distribución de usuarios, en cuanto a la demanda son los principales clientes para la E.E.P S.A. ESP.

CARTERA EEP S.A. ESP - Año 2019

Fecha	Concepto	Debe	Haber	Saldo
31/1/19	Ajustes a Facturación Dic 2018		160.657.220	2.999.333.398
	Devolución Cartera AP Dic 2018		27.944.413	2.971.388.985
	Vr. Recaudo Mes de Ene 2019		2.186.731.379	784.657.606
	Vr. Energía Liquidada a Usuario Mes Ene 2019	2.108.718.590		2.893.376.196
	Vr. Intereses Mora Factura Dic 2018	10.440.980		2.903.817.176
	Vr. Convenio Alumbrado Público Mes Ene 2019	260.858.038		3.164.675.214
	Vr. Reconexión Servicio Mes Dic 2018	4.488.000		3.169.163.214
	Vr. Convenios Mes Ene 2019	22.739.200		3.191.902.414
	Vr. Compensación a servicios anteriores Mes Ene 2019		8.432.301	3.183.470.113
	Vr. Aproximación al Ciento Ene 2019	22.270		3.183.492.383
28/2/19	Ajustes a Facturación Ene 2019		338.095.396	2.845.396.987
	Devolución Cartera AP Ene 2019		73.595.355	2.771.801.632
	Vr. Recaudo Mes de Feb 2019		1.961.001.044	810.800.588
	Vr. Energía Liquidada a Usuario Mes Feb 2019	1.954.569.105		2.765.369.693
	Vr. Intereses Mora Factura Ene 2019	11.124.306		2.776.493.999
	Vr. Convenio Alumbrado Público Mes Feb 2019	233.971.248		3.010.465.247
	Vr. Reconexión Servicio Mes Ene 2019	4.719.000		3.015.184.247
	Vr. Convenios Mes Feb 2019	21.944.700		3.037.128.947
	Vr. Subsidio FOES Aplicado a consumos anteriores Mes Feb 2019			3.037.128.947
	Vr. Aproximación al Ciento Feb 2019	13.506		3.037.142.453
31/3/19	Ajustes a Cartera Ejercicio No pago Energía Anticipada		158.278.693	2.878.863.760
	Ajustes a Facturación Feb 2019		105.944.013	2.772.919.747
	Devolución Cartera AP Feb 2019		37.845.124	2.735.074.623
	Vr. Recaudo Mes de Mar2019		2.136.154.488	598.920.135
	Vr. Energía Liquidada a Usuario Mes Mar2019	1.870.405.556		2.469.325.691
	Vr. Intereses Mora Factura Feb 2019	11.814.038		2.481.139.729
	Vr. Convenio Alumbrado Público Mes Mar2019	223.537.411		2.704.677.140
	Vr. Reconexión Servicio Mes Feb 2019	4.620.000		2.709.297.140
	Vr. Convenios Mes Mar2019	22.078.570		2.731.375.710

CARTERA EEP S.A. ESP - Año 2019

Fecha	Concepto	Debe	Haber	Saldo
31/3/19	Vr. Subsidio FOES Aplicado a consumos anteriores Mes Mar2019		38.381.020	2.692.994.690
	Vr. Aproximación al Ciento Mar2019	7.763		2.693.002.453
	Ajustes a Facturación Mar 2019		11.565.058	2.681.437.395
	Devolucion Cartera AP Mar 2019		28.877.610	2.652.559.785
	Vr. Recaudo Mes de Abr2019		2.160.576.754	491.983.031
30/4/19	Vr. Energia Liquidada a Usuario Mes Abr2019	1.814.179.408		2.306.162.439
	Vr. Intereses Mora Factura Feb 2019	10.352.696		2.316.515.135
	Vr. Convenio Alumbrado Público Mes Abr2019	216.399.900		2.532.915.035
	Vr. Reconexión Servicio Mes Feb 2019	6.435.000		2.539.350.035
	Vr. Convenios Mes Abr2019	21.838.045		2.561.188.080
	Venta Energia Anticipada Ejercito	158.278.693		2.719.466.773
	Vr. Aproximación al Ciento Abr2019	10.679		2.719.477.452
				2.719.477.452
	Vr. Recaudo Mes de May2019		2.145.592.315	573.885.137
Devolucion Cartera AP Abr 2019		26.090.355	547.794.782	
31/5/19	Vr. Energia Liquidada a Usuario Mes Abr2019	1.905.881.915		2.453.676.697
	Vr. Intereses Mora Factura Feb 2019	8.865.730		2.462.542.427
	Vr. Convenio Alumbrado Público Mes Abr2019	221.532.125		2.684.074.552
	Vr. Reconexión Servicio Mes Feb 2019	5.016.000		2.689.090.552
	Vr. Convenios Mes Abr2019	20.437.820		2.709.528.372
	Vr. Subsidio FOES Aplicado a consumos anteriores Mes Abr2019		18.568.218	2.690.960.154
	Vr. Cartera Usuarios damnificados avalancha		92.668.242	2.598.291.912
	Vr. Aproximación al Ciento Abr2019		7.709	2.598.284.203
	Vr. Recaudo Mes de Jun2019		2.002.153.934	596.130.269
	Devolucion Cartera AP May 2019		30.247.259	565.883.010
30/6/19	Vr. Energia Liquidada a Usuario Mes May2019	1.868.328.337		2.434.211.347
	Vr. Intereses Mora Factura Feb 2019	9.856.278		2.444.067.625
	Vr. Convenio Alumbrado Público Mes Jun2019	208.518.868		2.652.586.493
	Vr. Reconexión Servicio Mes May 2019	4.455.000		2.657.041.493
	Vr. Convenios Mes Jun2019	20.275.620		2.677.317.113
	Vr. Aproximación al Ciento Jun2019	9.250		2.677.326.363
	Vr. Recaudo Mes de Jul2019		2.279.939.361	397.387.002
31/7/19	Devolucion Cartera AP Jun 2019		23.226.559	374.160.443

CARTERA EEP S.A. ESP - Año 2019

Fecha	Concepto	Debe	Haber	Saldo
31/7/19	Vr. Energia Liquidada a Usuario Mes Jul2019	1.838.972.381		2.213.132.824
	Vr. Intereses Mora Factura Jun2019	9.562.286		2.222.695.110
	Vr. Convenio Alumbrado Público Mes Jul2019	205.919.898		2.428.615.008
	Vr. Reconexión Servicio Mes Jun2019	6.270.000		2.434.885.008
	Vr. Convenios Mes Jul2019	12.421.670		2.447.306.678
	Vr. Aplicación Convenio Ejercito Energia Anticipada (Saldo a Favor)		90.976.950	2.356.329.728
	Vr. Subsidio FOES Aplicado a consumos anteriores Mes Jul2019		110.720.935	2.245.608.793
	Vr. Castigo de Cartera		32.689.417	2.212.919.376
	Vr. Aproximación al Ciento Jul2019	15.007		2.212.934.383
	Vr. Recaudo Mes de Ago 2019		1.773.257.699	439.676.684
31/8/19	Devolucion Cartera AP Jul 2019		21.238.286	418.438.398
	Vr. Energia Liquidada a Usuario Mes Ago 2019	1.896.177.597		2.314.615.995
	Vr. Intereses Mora Factura Jul 2019	8.732.921		2.323.348.916
	Vr. Convenio Alumbrado Público Mes Ago 2019	216.928.880		2.540.277.796
	Vr. Reconexión Servicio Mes Jun 2019	7.788.000		2.548.065.796
	Vr. Convenios Mes Ago 2019	27.714.170		2.575.779.966
	Vr. Castigo de Cartera /Res 99/2019) y Pagos Anticipados		107.934.779	2.467.845.187
	Vr. Subsidio FOES Aplicado a consumos anteriores Mes Ago 2019		37.801.926	2.430.043.261
	Vr. Compensaciones calidad del servicio Mes Ago 2019		11.638.205	2.418.405.056
	Vr. Aproximación al Ciento Ago 2019		9.888	2.418.395.168
30/9/19	Vr. Recaudo Mes de Sep 2019		1.914.080.534	504.314.634
	Devolucion Cartera AP Ago 2019		24.902.838	479.411.796
	Vr. Energia Liquidada a Usuario Mes Sep 2019	2.034.619.304		2.514.031.100
	Vr. Intereses Mora Factura Ago 2019	8.401.540		2.522.432.640
	Vr. Convenio Alumbrado Público Mes Sep 2019	231.139.180		2.753.571.820
	Vr. Reconexión Servicio Mes Ago 2019	6.732.000		2.760.303.820
	Vr. Convenios Mes Sep 2019	20.065.870		2.780.369.690
	Vr. Pagos Anticipados		10.776.440	2.769.593.250
	Vr. Subsidio FOES Aplicado a consumos anteriores Mes Sep 2019		37.330.242	2.732.263.008
	Vr. Aproximación al Ciento Sep 2019	25.582		2.732.288.590

CARTERA EEP S.A. ESP - Año 2019

Fecha	Concepto	Debe	Haber	Saldo
	Vr. Recaudo Mes de Oct 2019		2.007.147.065	725.141.525
	Devolucion Cartera AP Sep 2019		68.503.035	656.638.490
	Vr. Energia Liquidada a Usuario Mes Oct 2019	2.026.177.423		2.682.815.913
	Vr. Intereses Mora Factura Sep 2019	13.010.555		2.695.826.468
31/10/19	Vr. Convenio Alumbrado Público Mes Oct 2019	237.465.733		2.933.292.201
	Vr. Reconexión Servicio Mes Sep 2019	2.013.000		2.935.305.201
	Vr. Convenios Mes Oct 2019	19.276.920		2.954.582.121
	Vr. Ajustes facturacion Sep 2019		50.924.812	2.903.657.309
	Vr. Subsidio FOES Aplicado a consumos anteriores Mes Oct 2019		36.000	2.903.621.309
	Vr. Aproximación al Ciento Oct 2019	15.667		2.903.636.976
	Vr. Recaudo Mes de Nov 2019		2.182.373.615	721.263.361
	Devolucion Cartera AP Oct 2019		30.545.128	690.718.233
	Vr. Energia Liquidada a Usuario Mes Nov 2019	1.982.990.494		2.673.708.727
	Vr. Intereses Mora Factura Oct 2019	11.593.494		2.685.302.221
	Vr. Convenio Alumbrado Público Mes Nov 2019	224.709.746		2.910.011.967
30/11/19	Vr. Reconexión Servicio Mes Oct 2019	3.729.000		2.913.740.967
	Vr. Convenios Mes Nov 2019	18.971.320		2.932.712.287
	Vr. Energía Recuperada Mes anterior a Nov 2019	19.193.279		2.951.905.566
	Vr. Ajustes facturacion Oct 2019		50.950	2.951.854.616
	Vr. Subsidio FOES Aplicado a consumos anteriores Mes Nov 2019		33.856	2.951.820.760
	Vr. Sobretasa Ley	8.147.972		2.959.968.732
	Vr. Aproximación al Ciento Nov 2019	20.031		2.959.988.763
	Vr. Recaudo Mes de Dic 2019		2.150.321.809	809.666.954
	Devolucion Cartera AP Nov 2019		28.427.760	781.239.194
	Vr. Energia Liquidada a Usuario Mes Dic 2019	2.051.823.995		2.833.063.189
	Vr. Intereses Mora Factura Nov 2019	15.523.630		2.848.586.819
31/12/19	Vr. Convenio Alumbrado Público Mes Dic 2019	227.507.854		3.076.094.673
	Vr. Reconexión Servicio Mes Nov 2019			3.076.094.673
	Vr. Convenios Mes Dic 2019	18.928.470		3.095.023.143
	Vr. Energía Recuperada Mes anterior a Dic 2019			3.095.023.143
	Vr. Ajustes facturacion Nov 2019			3.095.023.143

CARTERA EEP S.A. ESP - Año 2019

Fecha	Concepto	Debe	Haber	Saldo
	Vr. Subsidio FOES Aplicado a consumos anteriores Mes Dic 2019		18.483.674	3.076.539.469
31/12/19	Vr. Sobretasa Ley	8.185.848		3.084.725.317
	Vr. Aproximación al Ciento Dic 2019	12.136		3.084.737.453

CARTERA EEP S.A. ESP - Año 2019

Fecha	Concepto	Debe	Haber	Saldo
	Ajustes a Facturación Dic 2018		160,657,220	2,999,333,398
	Vr. Servicios Mes Ene 2019	2,407,267,078		5,567,257,696
31/1/2019	Vr. Aplicación Ajustes, Vr. Compensado Y Devolucion Cartera AP		197,033,934	5,370,223,762
	Vr. Subsidio FOES Aplicado a consumos anteriores Mes Ene 2019			5,370,223,762
	Vr. Recaudo Mes de Ene 2019		2,186,731,379	3,183,492,383
	Vr. Servicios Mes Feb 2019	2,226,341,865		5,409,834,248
	Vr. Aplicación Ajustes, Vr. Compensado Y Devolucion Cartera AP		569,969,444	4,839,864,804
28/2/2019	Vr. Subsidio FOES Aplicado a consumos anteriores Mes Feb 2019			4,839,864,804
	Vr. Recaudo Mes de Feb 2019		1,961,001,044	2,878,863,760
	Vr. Servicios Mes Mar 2019	2,132,463,338		5,011,327,098
	Vr. Aplicación Ajustes, Vr. Compensado Y Devolucion Cartera AP		143,789,137	4,867,537,961
31/3/2019	Vr. Subsidio FOES Aplicado a consumos anteriores Mes Mar 2019		38,381,020	4,829,156,941
	Vr. Recaudo Mes de Mar 2019		2,136,154,488	2,693,002,453
	Vr. Servicios Mes Abr 2019	2,227,494,421		4,920,496,874
	Vr. Aplicación Ajustes, Vr. Compensado Y Devolucion Cartera AP		40,442,668	4,880,054,206
30/4/2019	Vr. Subsidio FOES Aplicado a consumos anteriores Mes Abr 2019			4,880,054,206
	Vr. Recaudo Mes de Abr 2019		2,160,576,754	2,719,477,452
	Vr. Servicios Mes May 2019	2,161,733,590		4,881,211,042
	Vr. Aplicación Ajustes, Vr. Compensado Y Devolucion Cartera AP		118,766,306	4,762,444,736
31/5/2019	Vr. Subsidio FOES Aplicado a consumos anteriores Mes May 2019		18,568,218	4,743,876,518
	Vr. Recaudo Mes de May 2019		2,145,592,315	2,598,284,203
	Vr. Servicios Mes Jun 2019	2,111,443,353		4,709,727,556
30/6/2019	Vr. Aplicación Ajustes, Vr. Compensado Y Devolucion Cartera AP		30,247,259	4,679,480,297

CARTERA EEP S.A. ESP - Año 2019

Fecha	Concepto	Debe	Haber	Saldo
30/6/2019	Vr. Subsidio FOES Aplicado a consumos anteriores Mes jun 2019			4,679,480,297
	Vr. Recaudo Mes de Jun 2019		2,002,153,934	2,677,326,363
31/7/2019	Vr. Servicios Mes Jul 2019	2,073,161,242		4,750,487,605
	Vr. Aplicación Ajustes, Vr. Compensado Y Devolucion Cartera AP		146,892,926	4,603,594,679
	Vr. Subsidio FOES Aplicado a consumos anteriores Mes Jul 2019		110,720,935	4,492,873,744
	Vr. Recaudo Mes de Jul 2019		2,279,939,361	2,212,934,383
31/8/2019	Vr. Servicios Mes Ago 2019	2,157,341,568		4,370,275,951
	Vr. Aplicación Ajustes, Vr. Compensado Y Devolucion Cartera AP		129,173,065	4,241,102,886
	Vr. Subsidio FOES y Compensaciones Aplicado a consumos anteriores Mes Ago 2019		49,450,019	4,191,652,867
	Vr. Recaudo Mes de Ago 2019		1,773,257,699	2,418,395,168
30/9/2019	Vr. Servicios Mes Sep 2019	2,300,983,476		4,719,378,644
	Vr. Aplicación Ajustes, Vr. Compensado Y Devolucion Cartera AP		35,679,278	4,683,699,366
	Vr. Subsidio FOES Aplicado a consumos anteriores Mes Sep 2019		37,330,242	4,646,369,124
	Vr. Recaudo Mes de Sep 2019		1,914,080,534	2,732,288,590
31/10/2019	Vr. Servicios Mes Oct 2019	2,297,959,298		5,030,247,888
	Vr. Aplicación Ajustes, Vr. Compensado Y Devolucion Cartera AP		119,427,847	4,910,820,041
	Vr. Subsidio FOES Aplicado a consumos anteriores Mes Oct 2019		36,000	4,910,784,041
	Vr. Recaudo Mes de Oct 2019		2,007,147,065	2,903,636,976
30/11/2019	Vr. Servicios Mes Nov2019	2,269,355,336		5,172,992,312
	Vr. Aplicación Ajustes, Vr. Compensado Y Devolucion Cartera AP		30,596,078	5,142,396,234
	Vr. Subsidio FOES Aplicado a consumos anteriores Mes Nov 2019		33,856	5,142,362,378
	Vr. Recaudo Mes de Nov 2019		2,182,373,615	2,959,988,763
31/12/2019	Vr. Servicios Mes Dic2019	2,321,981,933		5,281,970,696
	Vr. Aplicación Ajustes, Vr. Compensado Y Devolucion Cartera AP		28,427,760	5,253,542,936
	Vr. Subsidio FOES Aplicado a consumos anteriores Mes Dic 2019		18,483,674	5,235,059,262
	Vr. Recaudo Mes de Dic 2019		2,150,321,809	3,084,737,453

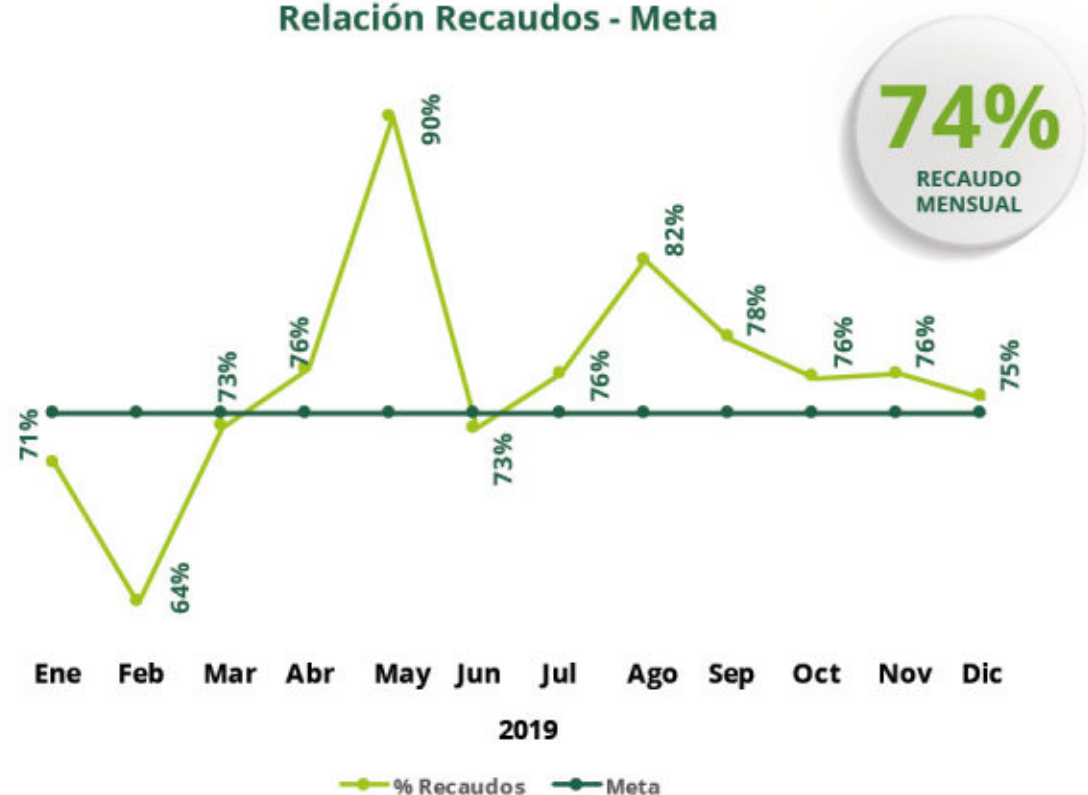
FACTURACIÓN, RECAUDO Y CARTERA

Concepto	Ene 2019	Feb 2019	Mar 2019	Abr 2019	May 2019	Jun 2019
Facturación Mes	2.398.834.777	2.068.063.172	2.094.082.318	2.057.650.670	2.161.733.590	1.992.176.624
Cartera Vencida	688.749.147	745.737.510	593.246.490	592.809.924	378.897.503	565.883.010
Cuentas x Cobrar	67.964.046	65.063.078	5.673.645	69.016.858	57.653.110	119.266.729
Total	3.155.547.970	2.878.863.760	2.693.002.453	2.719.477.452	2.598.284.203	2.677.326.363
Cartera Gestionable	3.067.485.050	3.087.583.924	2.915.340.450	2.826.713.700	2.373.967.200	2.734.983.950
Recaudos	2.186.731.379	1.961.001.044	2.136.154.488	2.160.576.754	2.145.592.315	2.002.153.934
% Recaudos	71%	64%	73%	76%	90%	73%
Meta	74%	74%	74%	74%	74%	74%

Concepto	Jul 2019	Ago 2019	Sep 2019	Oct 2019	Nov 2019	Dic 2019
Facturación mes	1.685.334.111	1.999.956.770	2.252.876.794	2.314.390.778	2.269.355.336	2.303.498.259
Cartera vencida	465.128.114	365.285.157	426.258.555	439.275.837	509.285.138	582.913.169
Cuentas x cobrar	62.472.158	53.153.241	53.153.241	149.970.361	181.348.289	198.326.025
Total	2.212.934.383	2.418.395.168	2.732.288.590	2.903.636.976	2.959.988.763	3.084.737.453
Cartera gestionable	2.992.894.150	2.150.462.225	2.448.281.400	2.641.006.000	2.865.136.600	2.872.650.400
Recaudos	2.279.939.361	1.773.257.699	1.914.080.534	2.007.147.065	2.182.373.615	2.150.321.809
% Recaudos	76%	82%	78%	76%	76%	75%
Meta	74%	74%	74%	74%	74%	74%

En el año 2019 se mantuvo la política de suspensión del servicio de energía para los usuarios con facturas con un mes de vencimiento. Esto permitió que la Empresa cumpla con los porcentajes de recaudo del 74% mensual a partir del mes de abril. Para el primer trimestre de 2019, no se alcanzó la meta por la falta de recaudo de los entes oficiales y territoriales, debido a los trámites presupuestales internos en los que tienen que incurrir a principio del año. Entre ellos están: Hospitales, Colegios, Ejercito, Policial, Cárcel, Fiscalías, Juzgados, entre otros.

Relación Recaudos - Meta

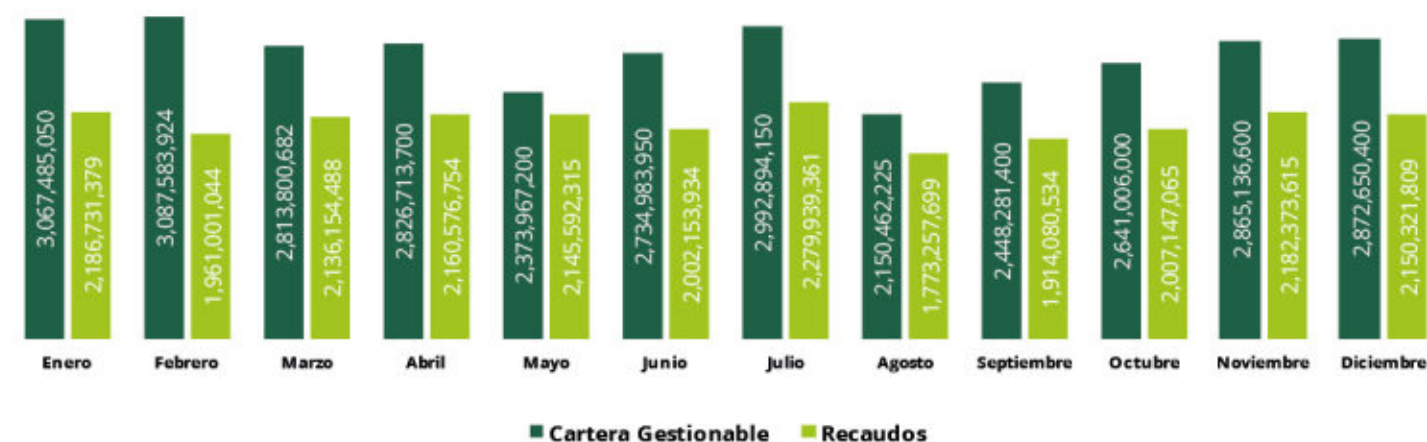


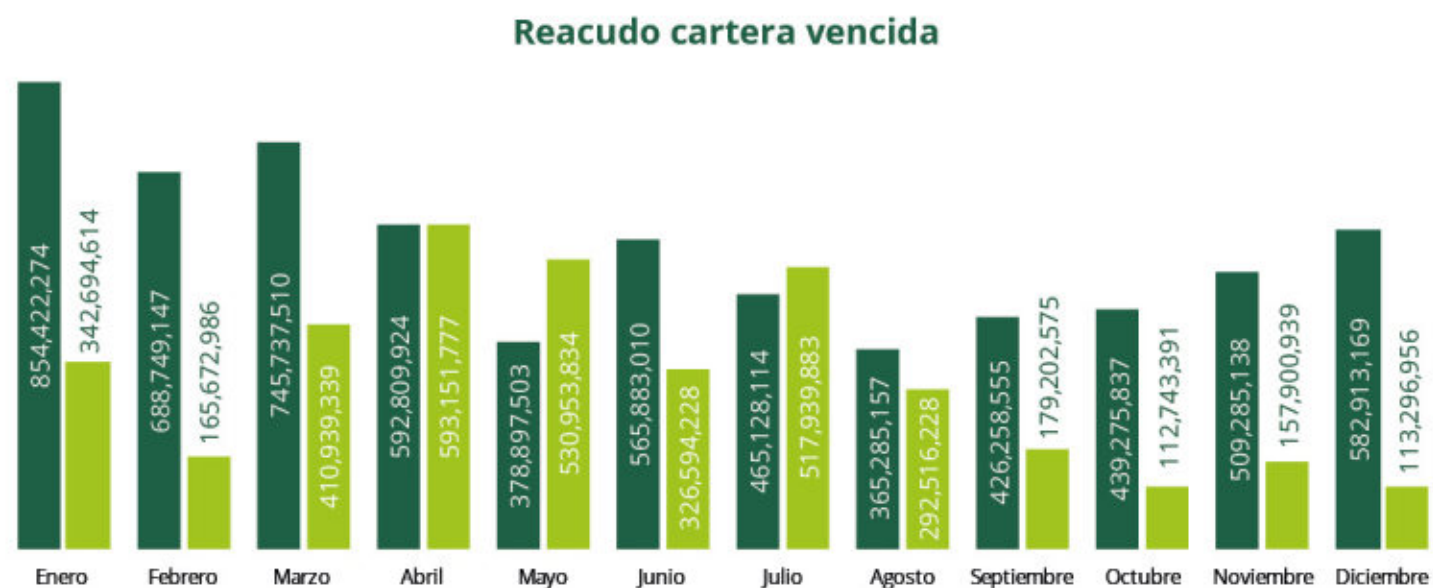
RECAUDO CORRIENTE Y RECAUDO CARTERA

Concepto	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Cartera gestionable	3.067.485.050	3.087.583.924	2.813.800.682	2.826.713.700	2.373.967.200	2.734.983.950
Recaudos	2.186.731.379	1.961.001.044	2.136.154.488	2.160.576.754	2.145.592.315	2.002.153.934
% Recaudos	71%	64%	76%	76%	90%	73%
Meta	74,00%	74,00%	74%	74%	74%	74%
Facturado corriente	2.213.062.776	2.398.834.777	2.068.063.172	2.094.082.318	2.057.650.670	2.161.733.590
Recaudo	1.844.036.765	1.795.328.058	1.725.215.149	1.567.424.977	1.614.638.481	1.675.559.706
% Recaudo	83,33%	74,84%	83%	75%	78%	78%
Cartera vencida	854.422.274	688.749.147	745.737.510	592.809.924	378.897.503	565.883.010
Recaudo	342.694.614	165.672.986	410.939.339	593.151.777	530.953.834	326.594.228
% Recaudo	40%	24%	55%	100%	140%	58%

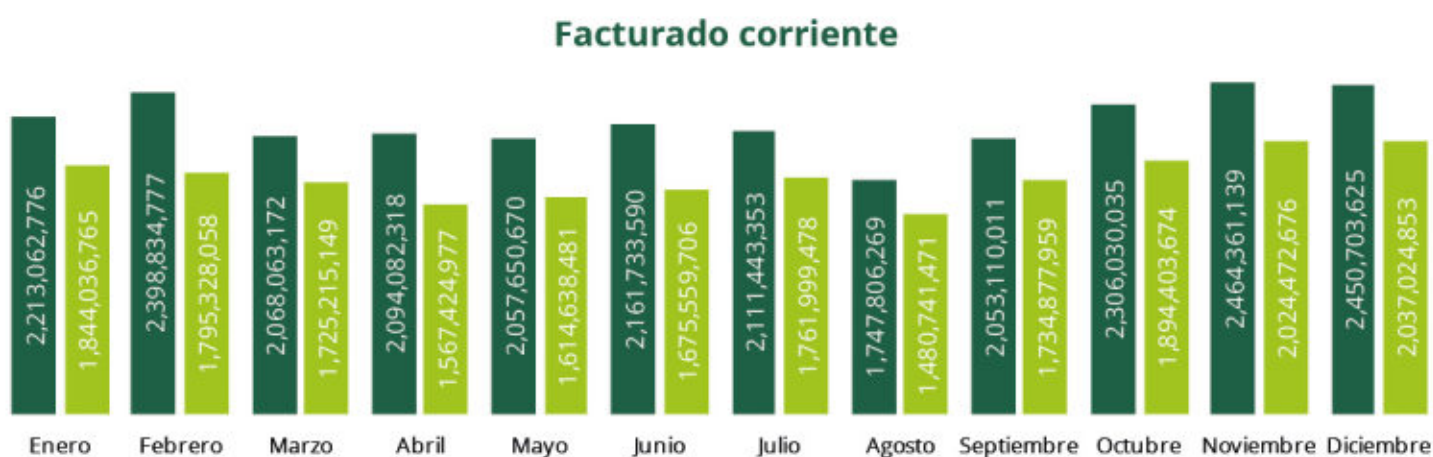
Concepto	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Cartera gestionable	2.992.894.150	2.150.462.225	2.448.281.400	2.641.006.000	2.865.136.600	2.872.650.400
Recaudos	2.279.939.361	1.773.257.699	1.914.080.534	2.007.147.065	2.182.373.615	2.150.321.809
% Recaudos	76%	82%	78%	76%	76%	75%
Meta	74%	74%	74%	74%	74%	74%
Facturado corriente	2.111.443.353	1.747.806.269	2.053.110.011	2.306.030.035	2.464.361.139	2.450.703.625
Recaudo	1.761.999.478	1.480.741.471	1.734.877.959	1.894.403.674	2.024.472.676	2.037.024.853
% Recaudo	83%	85%	85%	82%	82%	83%
Cartera vencida	465.128.114	365.285.157	426.258.555	439.275.837	509.285.138	582.913.169
Recaudo	517.939.883	292.516.228	179.202.575	112.743.391	157.900.939	113.296.956
% Recaudo	111%	80%	42%	26%	31%	19%

Recaudo cartera gestionable





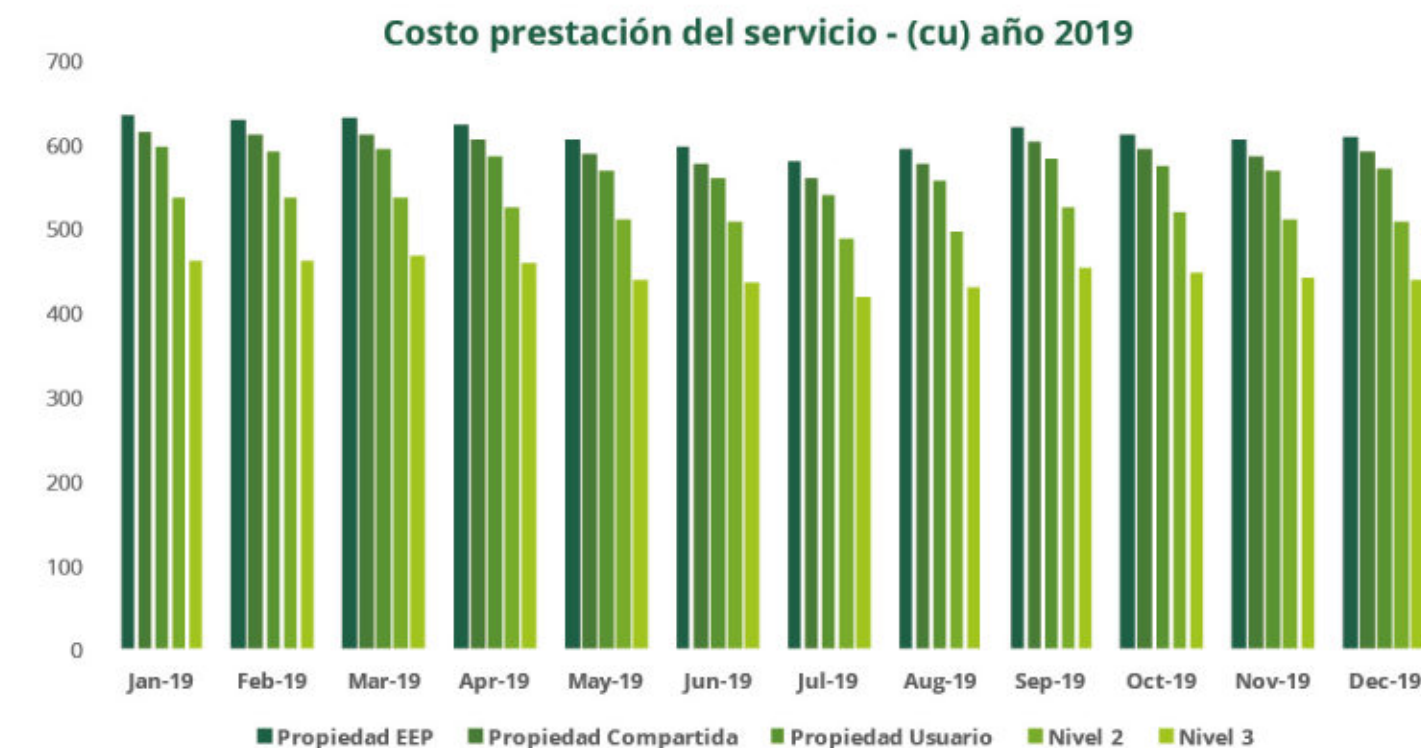
■ Cartera Vencida ■ Recaudo



■ Facturado Corriente ■ Recaudo

Costo unitario (CU) prestación del servicio CU Por nivel de tensión

COSTO PRESTACIÓN DEL SERVICIO (CU) - AÑO 2019					
Mes	Nivel 1			Nivel 2	Nivel 3
	Propiedad EEP	Propiedad Compartida	Propiedad Usuario		
ene-19	632.31	613.88	595.44	535.18	461.26
feb-19	628.42	609.94	591.46	535.08	462.31
mar-19	629.95	611.44	592.93	535.2	468
abr-19	622.86	604.28	585.7	524.16	457.81
may-19	606.02	587.28	568.54	510.64	438.06
jun-19	596.25	577.3	558.34	507.41	433.69
jul-19	577.61	558.72	539.84	487.99	418.95
ago-19	593.71	574.67	555.63	496.53	429.34
sep-19	620.34	601.17	581.99	523.43	451.05
oct-19	611.64	592.37	573.09	518.91	445.52
nov-19	604.67	585.35	566.02	509.02	440.38
dic-19	608.84	589.55	570.27	507.29	437.38



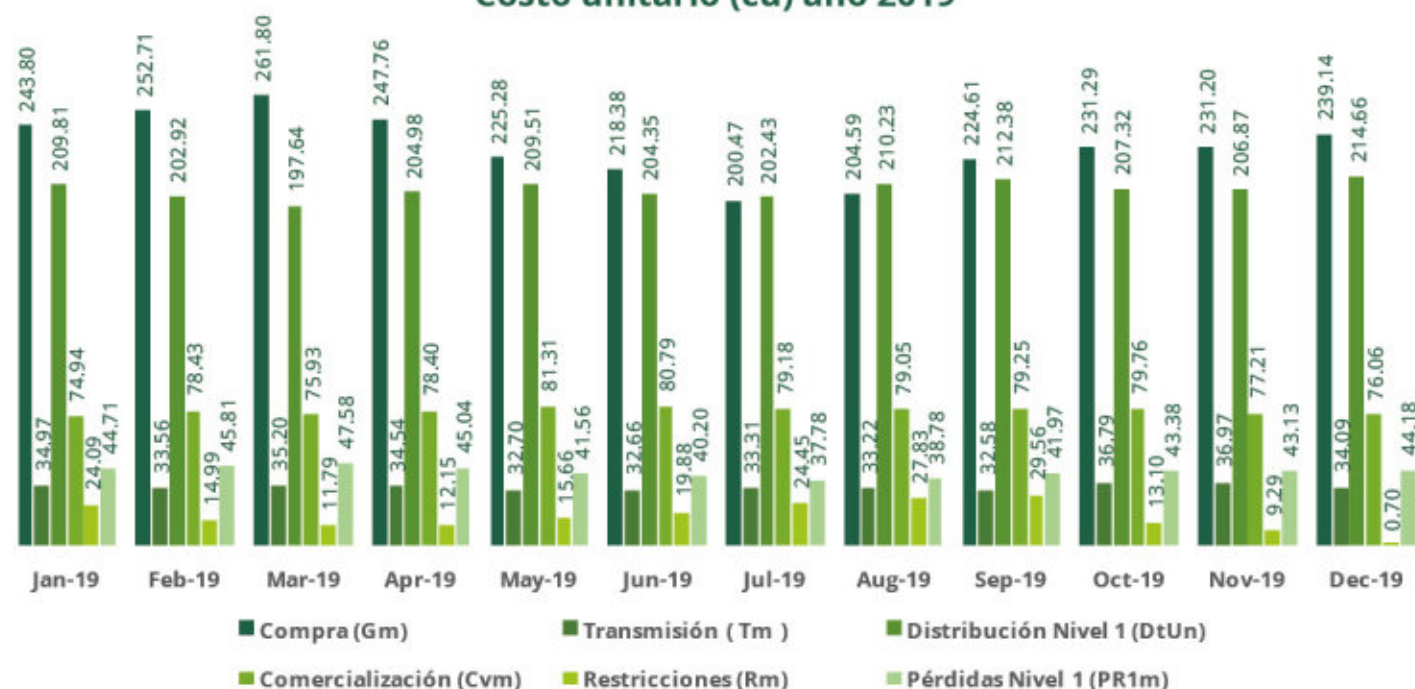
COMPONENTES C.U NIVEL DE TENSIÓN 1 - PROPIEDAD E.E.P S.A ESP

(Cu) Por Nivel De Tensión

COMPONENTES COSTO UNITARIO PRESTACIÓN DEL SERVICIO (CU) - AÑO 2019

Mes	Compra (Gm)	Transmisión (Tm)	Distribución Nivel 1 (DtUn)	Comercialización (Cvm)	Restricciones (Rm)	Pérdidas Nivel 1 (PR1m)	CU
ene-19	243.80	34.97	209.81	74.94	24.09	44.71	632.31
feb-19	252.71	33.56	202.92	78.43	14.99	45.81	628.42
mar-19	261.80	35.20	197.64	75.93	11.79	47.58	629.95
abr-19	247.76	34.54	204.98	78.40	12.15	45.04	622.86
may-19	225.28	32.70	209.51	81.31	15.66	41.56	606.02
jun-19	218.38	32.66	204.35	80.79	19.88	40.20	596.25
jul-19	200.47	33.31	202.43	79.18	24.45	37.78	577.61
ago-19	204.59	33.22	210.23	79.05	27.83	38.78	593.71
sep-19	224.61	32.58	212.38	79.25	29.56	41.97	620.34
oct-19	231.29	36.79	207.32	79.76	13.10	43.38	611.64
nov-19	231.20	36.97	206.87	77.21	9.29	43.13	604.67
dic-19	239.14	34.09	214.66	76.06	0.70	44.18	608.84

Costo unitario (cu) año 2019



COMPRA DE ENERGÍA EN CONTRATO BILATERALES Y BOLSA E.E.P S.A ESP

ESTIMACION DE PERDIDAS NO TECNICAS - AÑO 2019

Mes	Compra por Contratos		Compra en Bolsa		Ventas en Bolsa		Compras Totales	
	Pesos	Kwh	Pesos	Kwh	Pesos	Kwh	Pesos	Kwh
Ene 19	869.946.669	3.720.000	517.892.736	1.666.378	7.050.310	29.195	1.380.789.095	5.357.183
Feb 19	787.099.395	3.360.000	577.494.498	1.761.483	3.027.840	11.842	1.361.566.053	5.109.641
Mar 19	874.698.042	3.720.000	513.764.694	1.790.975	18.903.494	91.427	1.369.559.242	5.419.548
Abr 19	853.953.893	3.600.000	379.052.235	1.788.772	10.845.950	84.607	1.222.160.178	5.304.165
May 19	892.292.969	3.720.000	344.289.660	1.812.414	3.457.765	24.249	1.233.124.864	5.508.165
Jun 19	860.419.975	3.600.000	204.542.813	1.587.300	3.942.047	42.813	1.061.020.741	5.144.487
Jul 19	896.301.940	3.720.000	233.393.964	1.683.532	7.881.047	79.663	1.121.814.857	5.323.869
Ago 19	1.185.261.585	5.012.780	114.092.563	683.473	26.164.754	220.400	1.273.189.394	5.475.853
Sep 19	1.294.129.550	5.497.300	124.714.877	461.655	59.523.029	222.624	1.359.321.398	5.736.331
Oct 19	1.287.231.568	5.434.100	91.946.547	390.834	5.261.897	17.838	1.373.916.218	5.807.096
Nov 19	1.004.948.107	4.185.000	394.873.770	1.548.667	1.431.589	6.950	1.398.390.288	5.726.717
Dic 19	1.038.870.881	4.324.500	536.016.397	1.591.939	3.024.672	13.192	1.571.862.606	5.903.247
Año 2019	11.845.154.574	49.893.680	4.032.074.754	16.767.422	150.514.394	844.799	15.726.714.934	65.816.303

COMPRA DE ENERGÍA LARGO PLAZO - SUBASTA DE ENERGÍA

En el marco del decreto 570 de 2018, el Ministerio de Minas y Energía, emitió la resolución MME 40590 de 2019, definiendo e implementando un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo, para proyectos de generación de energía eléctrica, complementario a los mecanismos existentes en el mercado de energía mayorista. Para el efecto, el MME delegó a la UPME la implementación y administración del mecanismo de selección de generadores y comercializadores que celebren contratos de energía a largo plazo, y ordenó la realización de una subasta. El objeto de esta, es la asignación de contratos de suministro

de energía a largo plazo, entre cada generador y comercializador que resulten adjudicatarios.

La Empresa de Energía del Putumayo, participó en dicha subasta de energía, siendo la única comercializadora en el departamento del Putumayo en salir adjudicada mediante el mecanismo voluntario. A continuación, se presentan los valores adjudicados con cada Generador en el mecanismo voluntario y complementario. Este último, hace referencia a la obligatoriedad impuesta a todos los comercializadores, hayan o no participado en la subasta.

SUBASTA – MECANISMO VOLUNTARIO

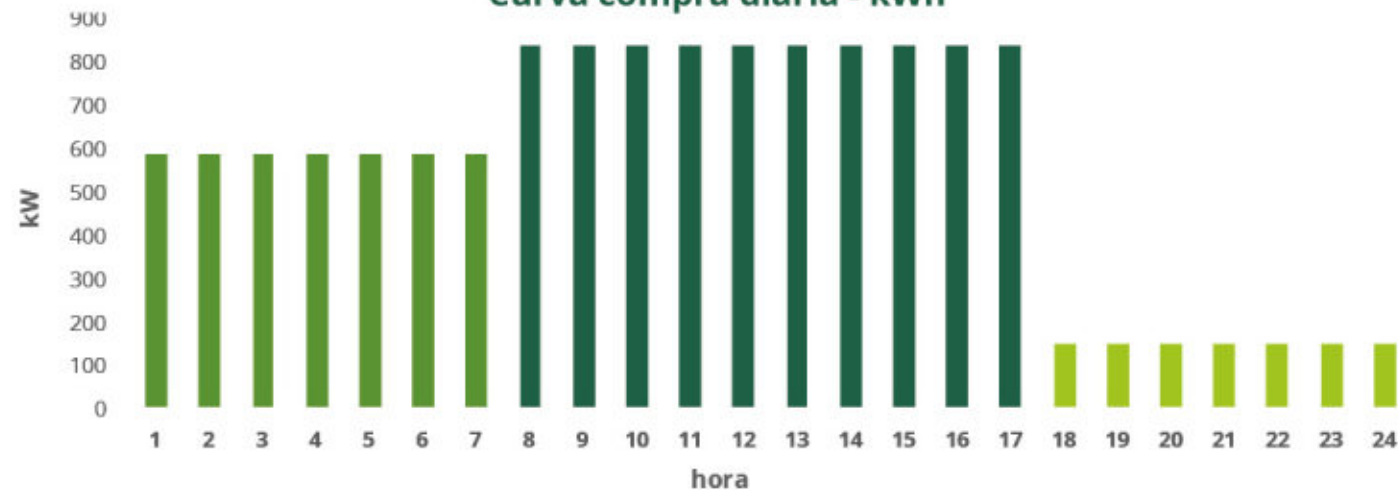
Generador	Cantidad kWh - día	Precio \$/kWh
Eolos Energía S.A.S. E.S.P.	2,322	93.980 + CERE
Jemeiwaa Ka´i S.A.S. E.S.P.	2,175	97.880 + CERE
Vientos del Norte S.A.S E.S.P.	1,802	88.480 + CERE
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. Camelia	891	103.970 + CERE
Trina Solar Generador Colombia - Campano S.A.S E.S.P.	527	99.910 + CERE
Trina Solar Generador Colombia - Cartago S.A.S. E.S.P.	543	93.810 + CERE
Trina Solar Generador Colombia - San Felipe S.A.S E.S.P.	495	99.210 + CERE
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. Acacias	244	101.970 + CERE
Total general	8,999	97.401 + CERE

SUBASTA – MECANISMO COMPLEMENTARIO

Generador	Cantidad kWh - día	Precio \$/kWh
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. Acacias	1,953	108.96 + CERE
Jemeiwaa Ka´i S.A.S. E.S.P.	2,454	105.00 + CERE
Trina Solar Generador Colombia - Campano S.A.S E.S.P.	56	99.91 + CERE
Total general	4,463	104.62 + CERE

La cantidad de energía diaria comprada por los próximos 15 años, fue de 9000 kWh-día en el mecanismo voluntario y 4463 kWh-día en el complementario. En total representa 403890 kWh-mes y 4.913.995 kWh-año, lo que equivale actualmente al 5% de la demanda de la compañía.

Curva compra diaria - kWh



El precio promedio, al cual fue adjudicada la energía, fue de 99.37 \$/kWh + CERE. Esta variable es el componente que reconoce el Costo equivalente real en energía, del Cargo por confiabilidad; es establecido mes a mes por XM, y tiene un valor que oscila alrededor de los 65 \$/kWh.

OPERACIÓN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Todos estos últimos años nos hemos dedicado a encender el progreso con estrategias de seguridad y confiabilidad.

CAPÍTULO
04

OPERACIÓN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

La conexión y prestación permanente del servicio de energía eléctrica es uno de los servicios básicos y fundamentales para la comunidad en general, e influye en el bienestar y el buen funcionamiento de las actividades diarias de los habitantes de una región, no obstante, este servicio no está exento de interrupciones que alteran la prestación óptima, por lo anterior y de acuerdo al plan estratégico realizado por la Empresa de Energía del Putumayo SA ESP., se resaltan las metas alcanzadas a lo largo del año 2019. Inicialmente, para dar mayor confiabilidad al sistema de distribución, la EEP SA ESP tiene implementados trabajos de rocería y podas durante cuatro periodos del año en los corredores de los circuitos de la empresa, el restablecimiento de la subestación Junín a un nivel de tensión de 230 kV para generar mayor confiabilidad al sistema, la implementación del nuevo esquema de calidad, centro control local, el avance en el cumplimiento de las exigencias de la resolución CREG 015 de 2018, y los avances obtenidos para la construcción de la nueva subestación, que implementará tecnología moderna y brindará mejores condiciones técnicas para su operación, garantizando un mejor servicio para nuestros usuarios.

Posteriormente se exponen los gastos en mantenimiento de redes en nivel de tensión I y II junto con la inversión realizada en construcción y ampliación de redes en cada uno de los municipios de cobertura. Finalmente, se da a conocer los proyectos de expansión realizados por la Empresa de Energía del Putumayo, los convenios de alumbrado público con las alcaldías municipales y el plan de reducción de pérdidas técnicas.

Evolución y acciones para mejorar 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, si no 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, enfocándose en la remodelación de los circuitos de

MT de todas las sedes. Así mismo, en el avance del proyecto de la nueva Subestación como solución definitiva a la afectación de Subestación Junín en la avenida fluviotorrential del 31 de marzo de 2017.

Recuperación de subestación Junín a 230 kV

La subestación Junín, afectada por la avenida torrential del 31 de marzo de 2017, fue restablecida el 02 de diciembre de 2018, con lo que se liberó la subestación móvil, en dicho restablecimiento se realizó a 115 kV, con una conexión provisional en T, a la línea Altamira - Pitalito; a continuación, se muestra el diagrama unifilar que ilustra dicha condición:

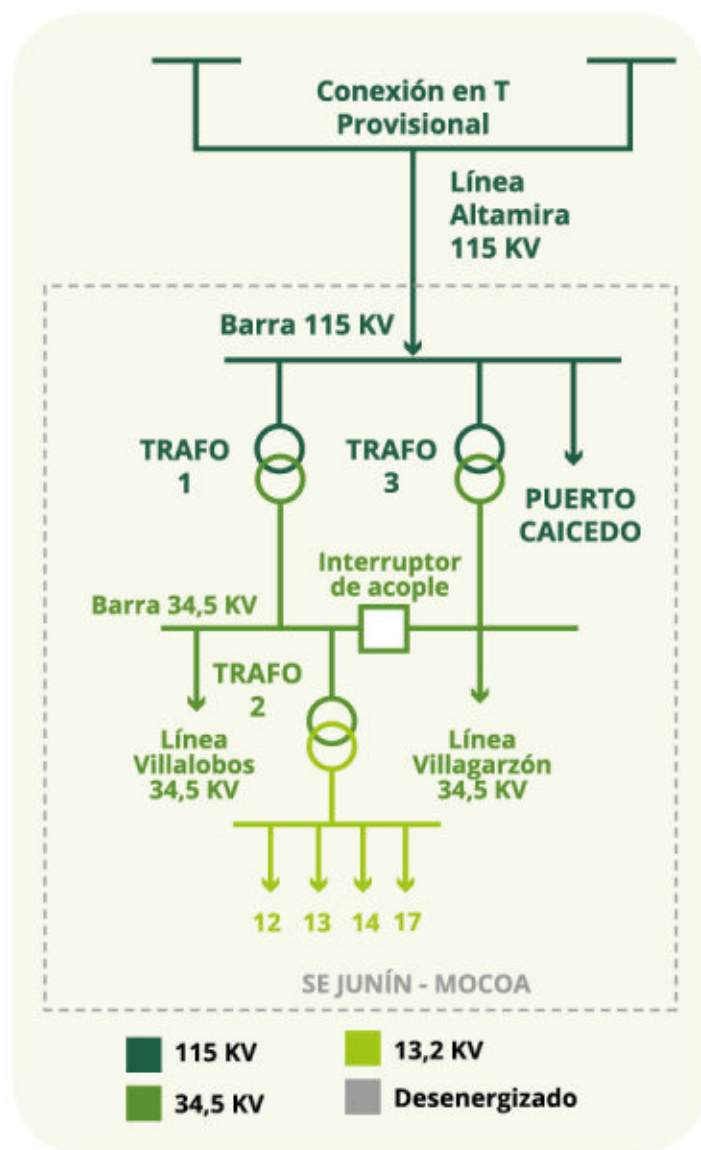


Diagrama unifilar SE Junín restablecida

Imagen 1. Diagrama unifilar diciembre 2018

Posteriormente, se trabajó en el restablecimiento de la subestación Junín a 230 kV, debido a que conectados a 115 kV, se presentó una notable disminución de la calidad del servicio, ya que al estar conectados en T con la línea Altamira - Pitalito, todas las afectaciones que se presentaron en dicha línea, terminaron afectando la demanda de la Empresa de Energía del Putumayo, por otro lado,

se tuvo a asumir las pérdidas de la línea, que representan para la empresa \$ 1.300 millones aproximadamente en el periodo en que estuvo conectada la línea a 115 kV, es decir que desde el 31 de marzo de 2017 hasta el 16 de febrero de 2020, cuando se conectó la línea a 230 kV. Una vez recuperada la subestación Junín el diagrama unifilar quedó como se ilustra en la siguiente imagen:

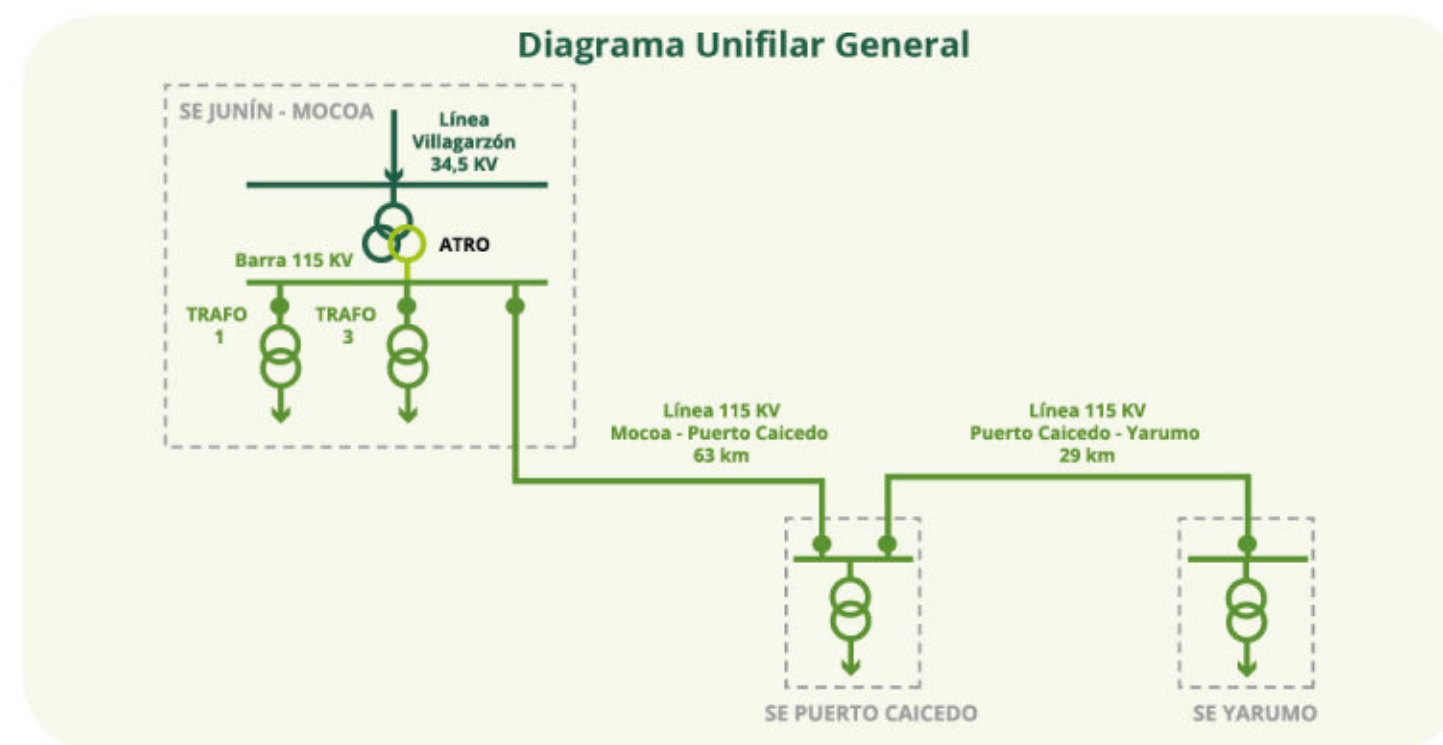


Imagen 2. Diagrama unifilar del sistema general febrero 2020.



Subestación Junín - las labores de recuperación desde la catástrofe del 2017 han sido constantes y han requerido una importante inversión.

Como se menciona anteriormente, la calidad del servicio durante el 2019 se vio afectada por la conexión en T a 115 kV, y se presentaron las siguientes desconexiones:

Evento	Fecha	Descripción	Hora salida	Hora fin	Duración	Tipo
1	12/03/2019	Apertura Altamira 115 kV	20:53	21:28	0:35	No programado
2	17/03/2019	Apertura Altamira 115 kV	2:04	17:07	15:03	Programado
3	28/04/2019	Apertura Altamira 115 kV	2:30	16:10	13:40	Programado
4	29/04/2019	Apertura Altamira 115 kV	19:03	19:18	0:15	No programado
5	2/05/2019	Apertura Altamira 115 kV	1:50	2:05	0:15	No programado
6	18/06/2019	Apertura Altamira 115 kV	15:08	15:29	0:21	No programado
7	30/06/2019	Apertura Altamira 115 kV	11:34	11:46	0:12	No programado
8	6/07/2019	Apertura Altamira 115 kV	4:38	4:54	0:16	No programado
9	5/08/2019	Apertura Altamira 115 kV	5:35	6:02	0:27	No programado
10	6/08/2019	Apertura Altamira 115 kV	5:01	5:28	0:27	No programado
11	11/08/2019	Apertura Altamira 115 kV	6:06	6:24	0:18	No programado
12	8/09/2019	Apertura Altamira 115 kV	5:20	16:07	10:47	Programado
13	14/09/2019	Apertura Altamira 115 kV	4:20	4:41	0:21	No programado
14	29/09/2019	Apertura Altamira 115 kV	2:21	14:44	12:23	Programado
15	18/11/2019	Apertura Altamira 115 kV	19:17	19:38	0:21	No programado

Tabla 1. Eventos sobre la línea 115kV Altamira – Pitalito en 2019.

Como se observa en la anterior tabla, el 73% de los eventos presentados en la línea Altamira – Pitalito – Mocoa, fueron eventos no programados, y en su mayoría fueron provocados probablemente por fallas en la línea Altamira hacia Pitalito, lo anterior, se deduce debido a que las protecciones de la subestación Junín, no presentaron arranque de sus protecciones, por lo que es evidente que al realizar la conexión del sistema de la empresa a 230 kV, lo eventos en la línea Altamira – Pitalito, no afectaran la demanda del Putumayo.

Las inversiones que se realizaron para el restablecimiento de la subestación Junín a 230 kV se ilustran en la siguiente tabla:

Ítem	Descripción	Valor unitario
1	Equipos de control, medida y protección	\$ 1.463.575.854
2	Equipos de servicios auxiliares	\$ 335.529.304
3	Cables de potencia y control	\$ 122.922.526
4	Pruebas y puesta en servicio	\$ 353.733.297
5	Montaje de equipos de potencia 230 kV	\$ 138.992.428
6	Mantenimiento a equipos de patio	\$ 327.202.080
7	Actualización estudios e ingeniería	\$ 283.465.509
TOTAL		\$ 3.025.420.998

Tabla #. Inversiones restablecimiento 230 kV Junín.

Actualmente la ejecución del contrato se encuentra en 97% de cumplimiento, solamente hacen falta las pruebas para puesta en servicio y las maniobras de conexión de la bahía de transformador 230 kV.

Nueva subestación mocoa

La Empresa de Energía del Putumayo S.A. ESP durante el 2019, estuvo asistiendo a reuniones en el Ministerio de Minas y Energía, con el objeto de revisar los avances en la construcción de la nueva subestación Mocoa, como remplazo de la subestación Junín; un punto crítico en el avance del proyecto es la compra del predio, se han propiciado diversos espacios para la negociación como enviar ofertas pero los propietarios no aceptaron las ofertas de la empresa, posteriormente se solicitó una conciliación presidida por la defensoría del pueblo sin embargo el resultado fue el mismo, por lo que el siguiente paso es una demanda administrativa para la expropiación de dicho predio.

Actualmente se ha avanzado en la ingeniería básica del proyecto, evaluando las unidades constructivas para su valoración y elaboración de un modelo financiero sostenible para la empresa, igualmente se tiene elaborado el diagrama unifilar con especificaciones técnicas y un plano de planta, que permite determinar el área necesaria. Es importante resaltar que inicialmente, cuando se planteó el proyecto, se diseñó una subestación tipo AIS, que arrojó una valoración en UC, sin embargo, después de diferentes análisis, se decidió cambiar de tecnología a una subestación tipo GIS, lo que trae las siguientes ventajas frente a una subestación convencional:

- 1) Requerimiento de espacio mínimo y por consiguiente menores costos de adquisición de terrenos y en este caso, menores costos en las obras de mitigación
- 2) Soluciones adaptadas al cliente, debido a que las subestaciones GIS son modulares
- 3) Soluciones con menor tiempo de implementación, debido a que las unidades vienen preensambladas y probadas de fábrica
- 4) Libre de mantenimiento por mínimo 20 años, lo que disminuye el OPEX del proyecto
- 5) Elevado grado de seguridad para el personal de operación
- 6) Mayor confiabilidad que una subestación tipo AIS y mayor vida útil de los activos
- 7) Menor impacto visual

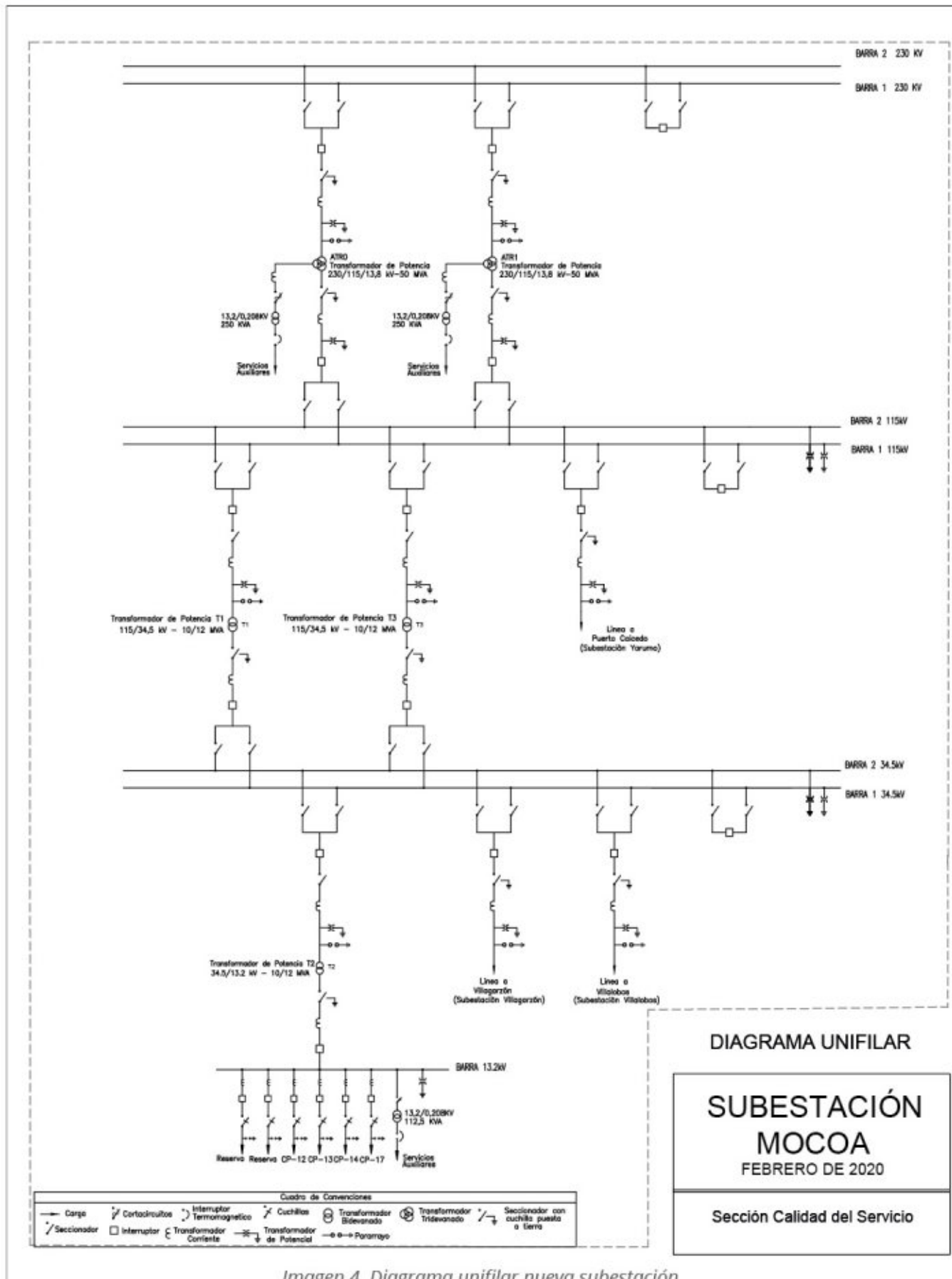
Lo anterior, nos permite concluir que tomando en cuenta todos los costos del proyecto a lo largo de su vida útil, resulta más económica una subestación tipo GIS que una subestación convencional.

La ubicación geográfica del predio de la nueva subestación es en la vereda Guadales, colindando con la variante Mocoa – San Francisco, aproximadamente en el km 1.81, por el sector Norte colinda con el terreno del nuevo terminal de transporte de Mocoa, como se ilustra a continuación:



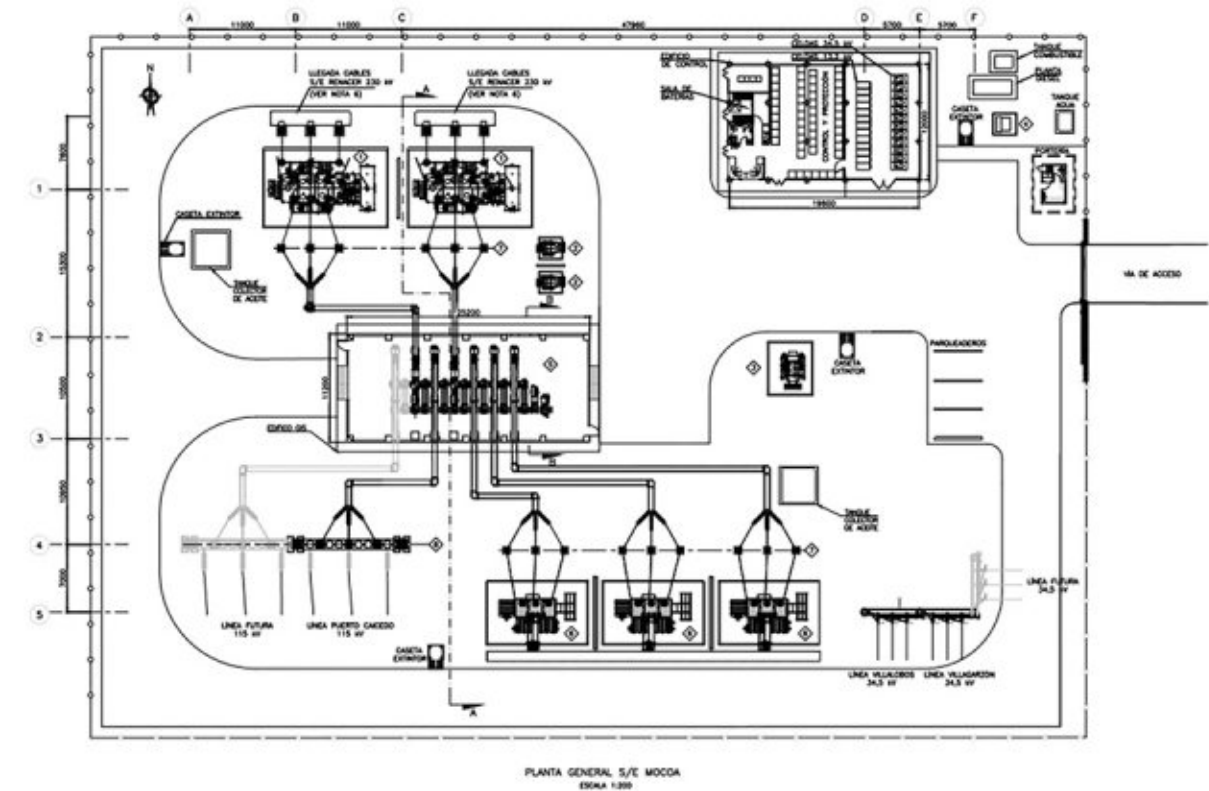
Imagen 3. Ubicación nueva subestación

De la evaluación financiera, se tiene que el proyecto de la nueva subestación cuesta aproximadamente 50 mil millones de pesos, con el siguiente diagrama unifilar:



Es una subestación en configuración doble barra, configuración que brinda flexibilidad en la atención de la demanda permitiendo realizar traslados de cargas entre transformadores de potencia para poder realizar mantenimiento programados sin afectar la demanda, además se contempla la repotenciación de los transformadores de potencia con el objetivo de proyectarlos para el crecimiento de la demanda en los próximos 25 años.

La planeación del área requerida para la construcción de la nueva subestación se realizó con un plano de planta de la subestación, en el cual se determinó el área mínima, la cual sería de 1,5 Hectáreas incluyendo accesos y demás zonas requeridas



Este año, se comenzará la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental, análisis de riesgos para el diseño de las obras de mitigación, licencia de construcción e ingeniería básica y de detalle, planteando como fecha de culminación del proyecto para 31 de marzo de 2022, plazo máximo establecido por la CREG a través de la resolución 105 de 2019, que fue emitida gracias a los esfuerzos de la empresa, argumentando los motivos por los cuales el plazo debe ser ampliado, ya que inicialmente se tenía un plazo de 6 meses contados a partir de ocurrida la avenida torrencial, es decir para octubre de 2019.

Implementación requisitos del esquema de calidad

La Empresa de Energía del Putumayo S.A. EPS ha estado implementando el cumplimiento de los requisitos establecidos en la resolución CREG 097 de 2008, para lo cual se han realizado diversas inversiones que, a luces de la nueva resolución del nuevo esquema tarifario para el área de distribución, van a comenzar a ser remuneradas cuando se aprueben cargos, que se espera se aprueben en el primer trimestre de 2020, se estima que aproximadamente se comiencen a percibir 450 millones de pesos anuales.

En cuanto al cumplimiento de requisitos, de acuerdo con un peritaje contratado a finales del año 2017, se tenía que antes de ocurrida la avenida torrencial se tenía un cumplimiento del 90% y el plan de acción estaba planteado para cumplir un 100% para junio de 2017, sin embargo, después de la avenida torrencial dicho cumplimiento quedó en 76%. En la tabla que se muestra a continuación, se observa el resumen de cumplimiento en el año 2017, antes y después de la avenida torrencial, así como también a diciembre de 2019:

NO.	REQUISITOS PARA LA APLICACIÓN DEL ESQUEMA DE INCENTIVOS Y COMPENSACIONES.	CUMPLIMIENTO ANTES DE AVENIDA TORRENCIAL	CUMPLIMIENTO DESPUÉS DE AVENIDA TORRENCIAL	CUMPLIMIENTO A DICIEMBRE DE 2019
3,1	Vinculación de usuarios a transformadores y circuitos.	84%	82%	98%
3,2	Sistema de gestión de la distribución	98%	89%	93%
3,3	Telemedición en elementos de corte y maniobra instalados en la cabecera de circuito.	100%	57%	100%
3,4	Permiso al LAC, para tener acceso directo a la Base de datos de interrupciones.	90%	85%	100%
3,5	Sistema de medición y procedimientos de registro y reporte del OR certificados.	79%	68%	100%
		90%	76%	98%

Tabla 2. Cumplimiento esquema de calidad - Res. CREG 097 de 2008

El mínimo porcentaje faltante, se tiene planteado cumplirse en marzo de 2020, fecha en la cual entrará en servicio nuevamente el sistema SCADA en un 100%, junto con la entrada en operación de la bahía de conexión a 230 kV.

En las tareas de restablecimiento del SCADA, se realizaron las siguientes actividades.

- Modernización de la interfaz de usuario HMI en el centro de control

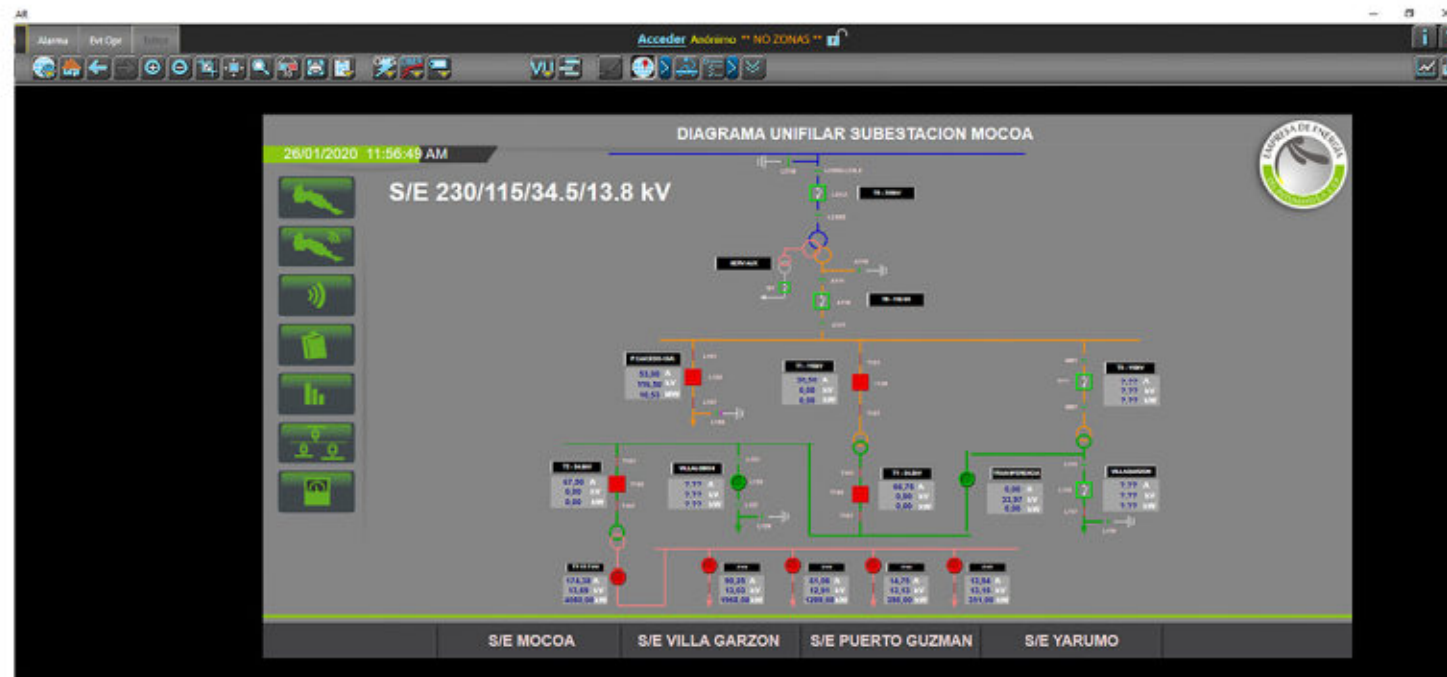


Imagen 6. Nueva interfaz de SCADA – SMARTVU

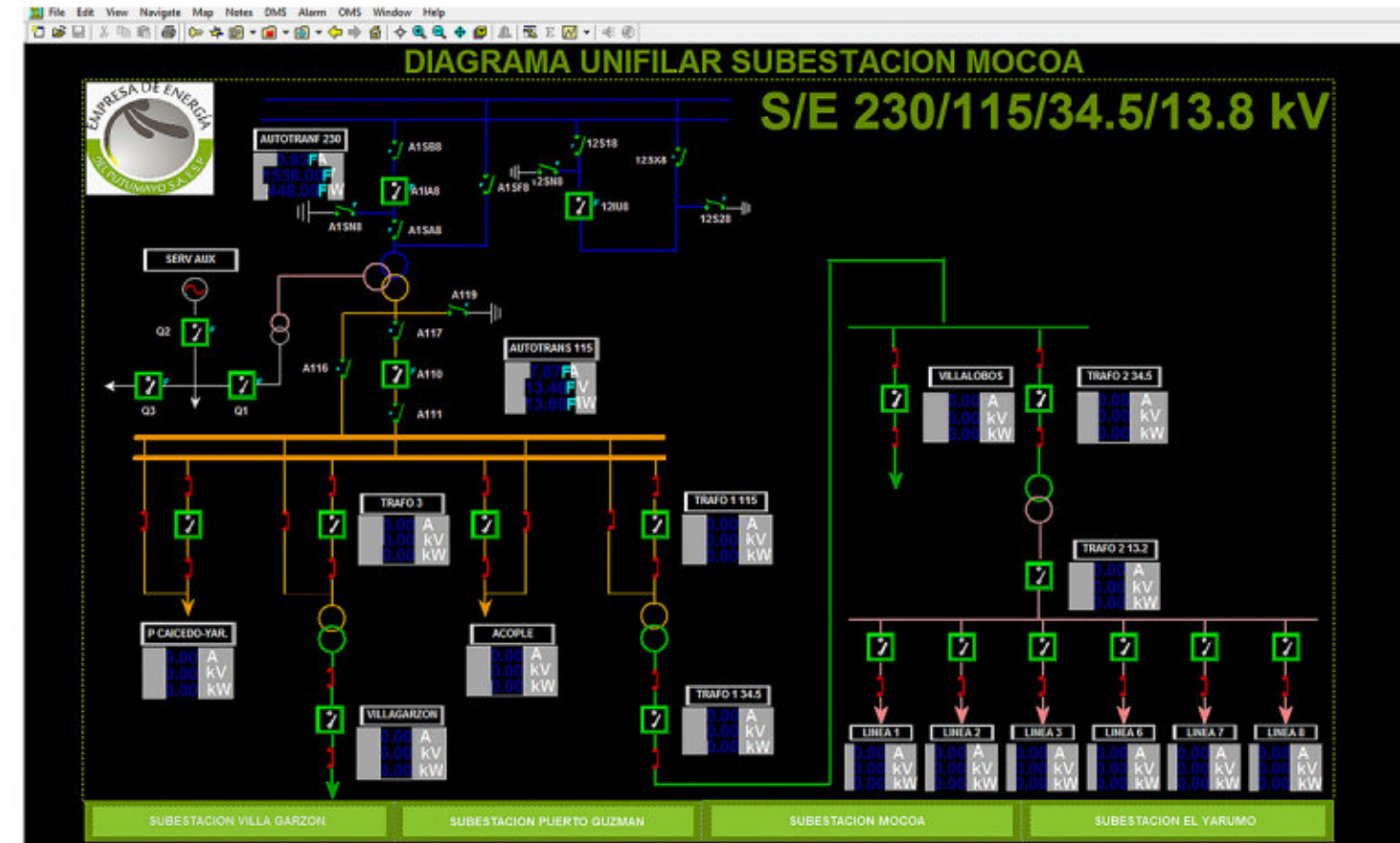


Imagen 7. Interfaz vieja - WORLDVIEW



Imagen 8. Tableros de comunicaciones y control – SE Junín

- Recuperación de tableros de comunicaciones en subestación Junín

Estos tableros y equipos, son los encargados de recopilar la información de la subestación, y enviarla al SCADA del centro de control.

- Recuperación de conexiones de equipos a sala de control en subestación Junín
- Recuperación de fibra óptica entre centro de control y subestación Junín.



Imagen 9. Tablero

Contact Center

Es una forma eficaz y eficiente de comunicación que la Empresa de Energía del Putumayo tiene con los clientes y demás interlocutores, la cual viene funcionando desde el año 2015.

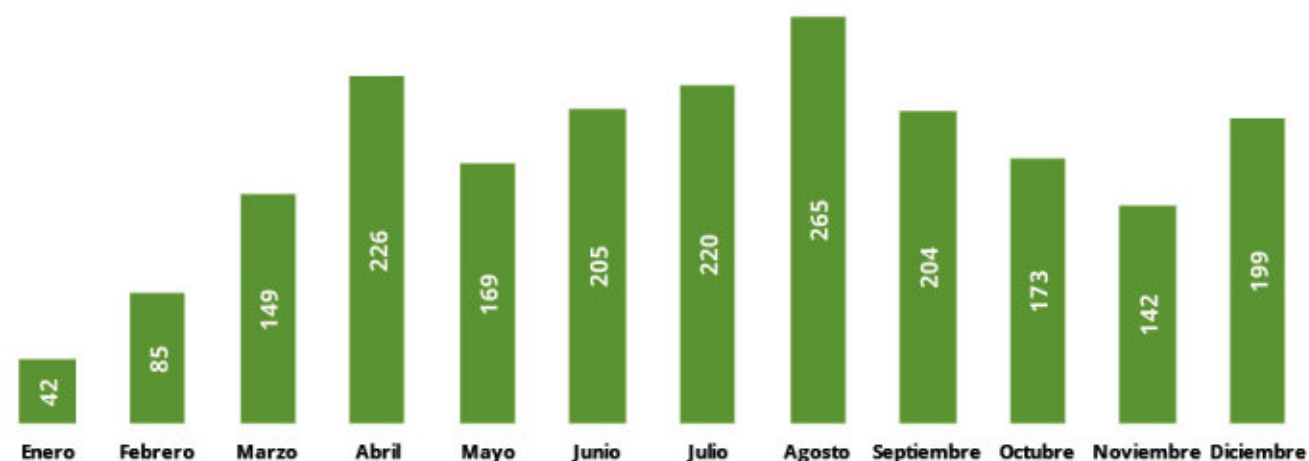
En el Contac center se reciben y transmite una amplia cantidad de llamadas en las cuales se solicitan el NIU (número de identificación del usuario) o nombre de quien se encuentra registrada la matrícula de la vivienda y número de teléfono celular, una vez se tienen estos datos se procede a preguntar al usuario cual es el motivo de su llamada, toda esta información y los datos se ingresan al aplicativo SPARD TCS, dependiendo

el motivo se direcciona al área competente ya sea comercial o técnica, una vez que el área encargada realiza las maniobras de solución del evento, éstos informan al Auxiliar del Contact Center los datos para el respectivo cierre, luego se procede a llamar al usuario para confirmar como se reestableció el servicio. Estos datos también se registran en una bitácora en un archivo Excel, la cual se utiliza para sacar diferentes indicadores que permiten llevar un control de los eventos reportados y los sectores con mayor incidencia en llamadas.

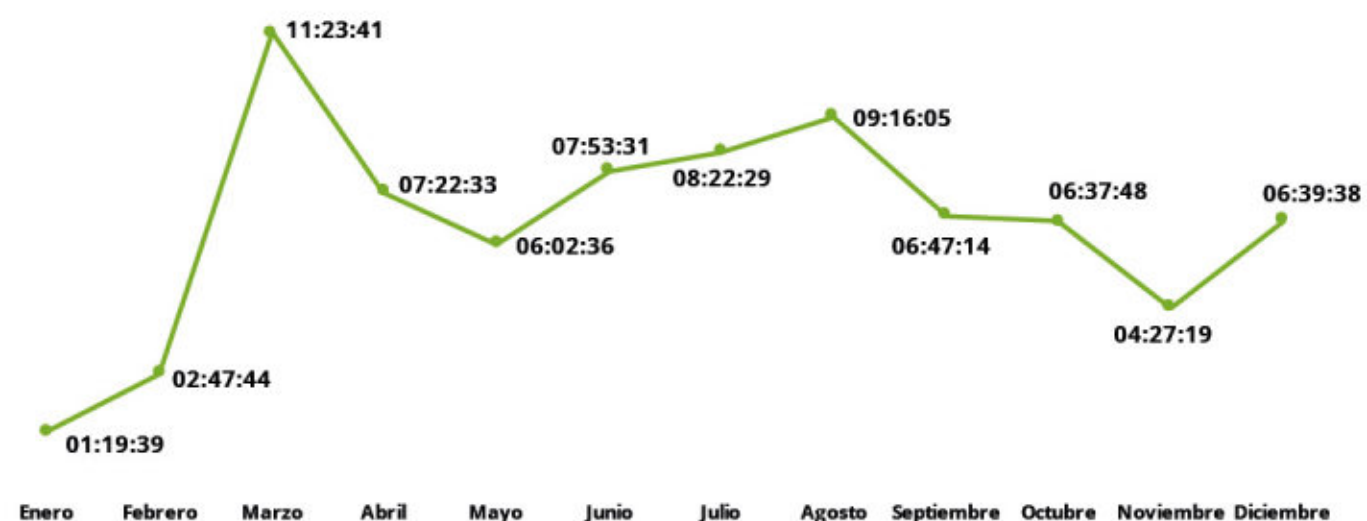
Durante el año 2019 se han recibido un total de 2079 llamadas que corresponden a un total de tiempo en línea de 79 Horas 17 Segundos y están discriminadas de la siguiente manera.

MES	NO. DE LLAMADAS	DURACIÓN DE LLAMADAS
Enero	42	79 Minutos 39 Segundos
Febrero	85	144 Minutos 44 Segundos
Marzo	149	683 Minutos 41 Segundos
Abril	226	442 Minutos 33 Segundos
Mayo	169	362 Minutos 36 Segundos
Junio	205	473 Minutos 31 Segundos
Julio	220	502 Minutos 29 Segundos
Agosto	265	556 Minutos 5 Segundos
Septiembre	204	407 Minutos 14 Segundos
Octubre	173	397 Minutos 48 Segundos
Noviembre	142	267 Minutos 19 Segundos
Diciembre	199	399 Minutos 38 Segundos
TOTAL	2079	4740 Minutos 17 segundos

Tabla 3. Cumplimiento esquema de calidad Res. CREG 097 de 2008.



Gráfica 1. Cantidad de llamadas para cada mes en 2019



Gráfica 2. Tiempo en llamadas para cada mes de 2019

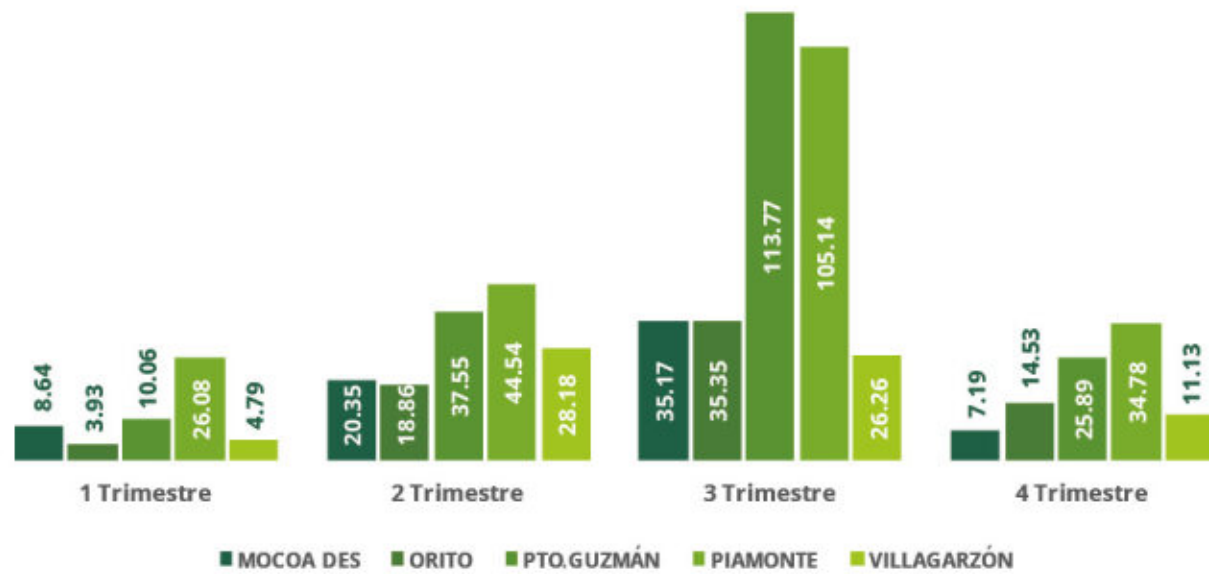
Indicadores de calidad

Estos indicadores son fundamentales para la calidad del servicio en el sistema de distribución eléctrico, así aseguramos un suministro energético de forma continua y sin ningún perjuicio a los usuarios en el interior de su vivienda. 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.

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 2019 promedio por circuito. Se tienen 14 circuitos distribuidos de la siguiente manera: 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 Piamonte, y los circuitos CP45 y CP46 pertenecen al Municipio de Orito.

La siguiente gráfica hace referencia a la Duración promedio en horas de las interrupciones (DES) trimestrales del año 2019, teniendo como límite máximo permitido 7,25 horas para Grupo 3 (Urbano) y 9,75 horas para el Grupo 4 (Rural).



Gráfica 3. DES Trimestral de 2019

La siguiente grafica hace referencia a la Frecuencia promedio trimestral de las interrupciones (FES) durante el año 2019, teniendo como límite máximo de 12 salidas trimestral para Grupo 3 y 14 Salidas para Grupo 4.



Gráfica 4. FES Trimestral de 2019

Se observa que, en el segundo, tercero y cuarto trimestre los índices incrementaron debido a las diferentes salidas de los circuitos locales ocasionadas por las condiciones atmosféricas y las constantes intervenciones de propietarios de diferentes predios que impiden los trabajos de despeje que se realizan sobre las redes, esto debido a que los propietarios no permiten el ingreso a la servidumbre de la línea, servidumbre que tuvo que haber sido constituida durante su construcción, por parte de la gobernación y el IPSE, en su momento ICEL sobre el corredor de la línea 34.5kV

Para el municipio de Puerto Guzmán y Piamonte en el tercer trimestre hay un incremento significativo en los indicadores debido a la suspensión del servicio que se ocasionó por la falla en el transformador 34,5/13,2 kV Subestación Pto Guzmán.

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 realizaron compensaciones de acuerdo a la resolución CREG 070 de 1998 y los valores a compensar se muestran en la a continuación.

Compensaciones 2018

La resolución CREG 084 de 2002 establece los valores máximos admisibles en los índices de calidad del servicio y una vez superados dichos límites la regulación exige la compensación de los usuarios peor servidos. En el año 2019, las compensaciones realizadas por la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P fueron las siguientes. En el tercer trimestre del año 2019 las compensaciones fueron elevadas debido la falla en el transformador de 34,5 kV/13.2 kV en la subestación del municipio de Puerto Guzmán.

Año 2019	
Trimestre	Valor compensaciones
1	\$ 10,757,336.14
2	\$ 11,641,938.78
3	\$ 74,623,482.32
4	\$ 18,829,846.93

1.1.1 Tabla 4. Compensaciones 2019



Plan de mantenimiento y manejo forestal

A pesar de las ventajas que ofrece la arborización, también existen algunas desventajas para el eficiente desarrollo y prestación de los servicios como lo es el de energía; por lo cual, se busca llegar a una solución óptima y equilibrada evitando intervenir drásticamente al medio ambiente y buscando suplir las necesidades básicas de la comunidad.

Por lo anterior, la E.E.P ha decidido que la solución inmediata al problema es realizar podas preventivas en los sectores directamente comprometidos, para llevar a cabo este procedimiento se tiene en cuenta la responsabilidad ambiental, la metodología a ejecutar, personal idóneo y capacitado técnicamente por la empresa prestadora de servicio, de igual manera dirigirse al lugar de trabajo con los implementos y herramientas idóneas para ocasionar el menor daño posible al medio ambiente, de esta manera velar por la seguridad de la infraestructura física, bienes inmuebles y personal humano cercanos a las líneas eléctricas.



En virtud de lo expuesto, se hizo necesario realizar la ejecución de actividades forestales de mantenimiento preventivo de poda de los árboles que se encontraban sobre los circuitos los diferentes circuitos localizados en los municipios de Mocoa, Villagarzón, puerto Guzmán, Orito Putumayo y Piamonte Cauca. Se realizó con el propósito de reducir el número de salidas del circuito de energía eléctrica, lo cual se hace necesario, dado que se busca mantener un buen nivel de confiabilidad y calidad en la prestación del servicio.

PLAN DE MANEJO FORESTAL DEL ARBOLADO (EEP)

PROYECTO	ESTADO	No. RADICADO
Plan de manejo forestal municipio de Mocoa.	Radicado	DTP-3721
Plan de manejo forestal municipio de Mocoa Putumayo.	Radicado	DTP-3702
Plan de manejo forestal municipio de Orito y Puerto Guzmán Putumayo.	Radicado	DTP-3711

1.1.2 Tabla. Trámite plan de manejo ambiental de arbolado involucrado con las redes eléctricas de la EEP

La Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P, en su desarrollo normal de las actividades ha tenido que afrontar procesos jurídicos de tipo ambiental, los cuales en su debido proceder a llegado a resolver de manera amena con el demandante e implicados, tal es el caso del proceso que llevo a cabo con **CORPOAMAZONIA** y que a continuación se resume en la siguiente tabla.

FECHA	PROCESO	CONCEPTO
05 de septiembre de 2017	Por infringir presuntamente normas ambientales	CORPOAMAZONIA radica comunicación de inicio a proceso Administrativo sancionatorio Ambiental No.PS-06-86-320-053-017
20 abril de 2018	Se resuelve CORPOAMAZONIA	Por medio del cual resuelve proceso sancionatorio No. PS-06-86-320-053-017, en contra de la EEP.
10 de mayo de 2018	Notificación de CORPOAMAZONIA.	Notifica el proceso sancionatorio No. PS-06-86-320-053-017, en contra de la EEP.
06 de agosto de 2018	Recurso de reposición	Se define recurso de reposición No. DTP 0448 de 20 de abril de 2018
13 febrero 2019	ANULACIÓN de proceso	El Tribunal contencioso Administrativo de Nariño (Sala primera de Decisión) decide anular el proceso sancionatoria No. PS-06-86-320-053-017
14 de agosto de 2019	Conciliación	CORPOAMAZONIA decide Conciliar con la EEP S.A E.S.P.
Cierre de proceso: Ver expediente, 2018-00109-00		

1.1.3 Tabla. Proceso sancionatorio CORPOAMAZONIA

La Empresa de Energía del Putumayo S.A E.S.P. por medio de contratistas realizó la ejecución de las actividades forestales de mantenimiento preventivo mediante el despeje de las redes eléctricas de alta, media y baja tensión en los diferentes municipios por donde se distribuye los circuitos de energía. Lo anterior se realizó en pro de garantizar la prestación, la calidad del servicio y evitar interrupciones en la prestación de energía eléctrica y los posibles daños a la infraestructura. Con una inversión de SETECIENTOS CINCUENTA Y CINCO MILLONES DE PESOS.

Adicionalmente se presentaron inconvenientes en la primera mitad del año 2019, por problemas con las intensas lluvias, situación que ha impedido realizar el cumplimiento del cronograma establecido para los primeros despejes, en aras de cumplir con los objetivos trazados, a los contratistas se les presentaron sobrecostos, tanto de transporte como de mano de obra. Anexo a lo anterior en la mayoría de los municipios de la EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A E.S.P., (EEP) realizó construcciones de redes eléctricas de una manera progresiva para

el sector **RURAL**, que desde mediados del año 2018 e inicios del año 2019 han implementado nuevos proyectos para llevar el servicio de energía a viviendas de las veredas más remotas de los diferentes municipios. Esto generó que se realizara unos adicionales a unos contratos puntuales por un valor de CIENTO DIECINUEVE MOLLENES DE PESOS M/CTE.

Por otra parte la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P, realizó la contratación para la ejecución del despeje de los arbolados ubicados en el tramo de la red de distribución eléctrica 34,5 kV y 13.2 kV, que pasa por el pozo Costayaco siete (7), ubicado en los predios de la **Empresa Gran Tierra Energy Inc**, en el municipio de Villagarzón Putumayo; lo anterior con el fin de evitar cortos circuitos, posibles daños en la infraestructura eléctrica y garantizar la continuidad del servicio de energía. De igual manera la EEP S.A E.S.P. avanzó con los procesos respectivos para el trámite de servidumbre de la línea eléctrica 34,5 Kv, perteneciente a los circuitos CP 3 Y CP 2.

La EPP ha realizado inversiones dispuestas para el área técnica, los cuales de destinaron a inversiones que obraron en pro de la prestación del servicio, de los cuales se detallan en la siguiente tabla.

PROYECTO	DESCRIPCIÓN	V/ TOTAL
Despeje de redes eléctricas	Contrato Normal	\$ 775.688.800
Despeje de redes eléctricas	Adicionales contratos	\$119.677.920
Despeje Gran Tierra Energy Inc	Tramo de la red	\$ 44.000.000
V/ Total Invertido		\$ 939.366.720

1.1.4 Tabla. Relación de inversiones para el mantenimiento y manejo forestal

Inversiones en mantenimiento y construcción

De acuerdo con la Resolución CREG 015 de 2018 la Empresa de Energía del Putumayo S.A E.S.P. planifico un plan de inversión anual en donde se invierten recursos para modernizar la infraes-

tructura en el sistema de distribución local (SDL). Esto con el fin de mejorar la calidad del servicio, prevenir, corregir, mejorar la confiabilidad y la 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.

MUNICIPIO	MANTENIMIENTO		CONSTRUCCIÓN		
	VALOR EJECUTADO	KM	VALOR EJECUTADO	KM BT	KM MT
MOCOA	\$ 313.421.318	28,66	\$ 165.502.520	2,275	1,882
ORITO	\$ 120.198.396	10,99	\$ 85.506.148	1,176	0,972
PTO GUZMAN	\$ 197.184.771	18,03	\$ 90.282.393	1,241	1,026
PIAMONTE	\$ 20.383.116	1,86	\$ 12.023.635	0,165	0,137
VILLAGARZÓN	\$ 289.879.101	26,51	\$ 24.913.510	0,343	0,283
TOTAL	\$ 941.066.702	86,06	\$ 378.228.206	5,2	4,3

1.1.5 Tabla 5. Inversiones en mantenimiento y construcción 2019

Resolución CREG 015 de 2018

Con la resolución CREG 015 de 2018, la Comisión de regulación de energía y gas, estableció la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica a todos los agentes que prestan el servicio de distribución de energía eléctrica y a los usuarios que utilizan el servicio, para lo cual se realizó un diagnóstico de cómo estaba la empresa y se estableció un plan de inversión el cual se debe ejecutar en un plazo de cinco (05) años. La EEP presentó 68 proyectos a realizar en el plazo que otorga la resolución, con el fin de que sean aprobados para su respectiva remuneración.

Los proyectos se clasificaron en cuatro tipos:

Tipo I: proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan el remplazo de activos existentes para obtener una mayor capacidad del sistema.

Tipo II: proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos sin remplazo de activos de existentes.

Tipo III: proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que remplazan activos existentes sin obtener una mayor capacidad del sistema.

Tipo IV: proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos

Para el 2019 se proyectaron 3 proyectos tipo II, de los cuales se ejecutó un 50% de ellos y se realizó la compra de los materiales para continuar con la ejecución de estos, dado a que el primer periodo (un año) termina el mes de febrero de 2020, adicional se avanzó con la ejecución de 5 proyectos programados para el 2020 en su totalidad, los cuales se culminarán este año.

PROYECTO	PORCENTAJE DE EJECUCIÓN	AÑO	PRESUPUESTO PROYECTADO	PRESUPUESTO EJECUTADO
Construcción de subestaciones tipo poste, redes de media y baja tensión en la ciudadela la paz	0%	2019	\$ 166.904.501	\$ -
Construcción de subestaciones tipo poste, redes de media y baja tensión en la ciudadela nueva Betania Etapa I	50%	2019	\$ 168.604.900	\$ 84.302.450
Construcción de subestaciones tipo poste, redes de media y baja tensión en el barrio Santacruz Etapa I	45%	2019	\$ 113.824.600	\$ 51.221.070
Construcción de subestación tipo poste, redes de media y baja tensión en el barrio la independencia	100%	2020	\$ 50.608.598	\$ 50.608.598
Construcción de redes de baja tensión en el barrio divino niño	100%	2020	\$ 14.753.250	\$ 14.753.250
Construcción de redes de baja tensión en el barrio las Américas 2 etapa	100%	2020	\$ 17.106.500	\$ 17.106.500
Construcción de redes de baja tensión en el barrio las heliconias 2 etapa	100%	2020	\$ 19.246.000	\$ 19.246.000
Construcción de subestación tipo poste, redes de media y baja tensión en la vereda la cristalina	30%	2020	\$ 86.904.917	\$ 26.071.475

Tabla 6. Proyectos de inversión 2019, Expansión - CREG 015 DE 2018

La no ejecución del 100% de los proyectos de expansión, como es el caso de la Ciudadela la Paz en el municipio de Piamonte no se pudo ejecutar debido a que este proyecto contaba con recursos asignados por la administración municipal, los cuales no se pudieron ejecutar por falta de gestiones de la misma administración municipal y se espera se pueda concluir con la actual administración, que han mostrado gran interés en estos proyectos.

Los proyectos de expansión de Betania en Mocoa, La cristalina y Santacruz en Oirito, se finalizarán en el primer trimestre del 2020, ya que tienen el presupuesto asignado para compra de los recursos necesarios y ejecución.

En el plan de inversión del Operador de la Empresa de Energía del Putumayo S.A E.S.P., se incluyen también en los proyectos de inversión en los activos del sistema de distribución, según los requerimientos asociados a las necesidades de expansión, repotenciación y reposición de infraestructura, así como para el mejoramiento de la calidad del servicio y pérdidas técnicas de energía.

COD PROY.	DESCRIPCION PROYECTO	UND	CANTIDAD PROYECTADA PLAN DE INVERSION	CANTIDAD EJECUTADA AÑO 2019	%
P01	Aumentar capacidad de transformadores de distribución motivados al crecimiento vegetativo de la demanda.	UND	9	9	100%
P04	Repotenciar los tramos de red de los 14 circuitos de media tensión pertenecientes a la Empresa de Energía del Putumayo, donde se cuenta con conductores iguales a calibres ACSR # 4 AWG.	KM	8,63	5,3	61%
P09	Remplazo de conductores desnudos a conductores semiaislado en zonas boscosas ETAPA I	KM	14,49	7,2	50%
P14	Remplazo posteadura obsoleta en circuitos de media tensión MT	UN	77	77	100%
P15	Remplazo de DPS, Cortacircuitos y Puesta a Tierra en estructuras de Transformadores de distribución ETAPA I	UN	390	333	85%
P17	Remplazo de elementos de protección y maniobra en los seccionamientos de los circuitos 13.2kVs ETAPA I	UN	83	61	73%
P21	Remodelar en red trenzada diferentes circuitos de baja tensión de mayor riesgo ETAPA I	KM	67,199	14,11	21%
P32	Remplazo de bajantes de transformadores a redes de distribución ETAPA I	KM	6,24	1	16%
P35	Remplazo pateadura obsoleta en circuitos de baja tensión ETAPA I	UN	37	37	100%

1.1.6 Tabla 7. Proyectos de inversión 2019 - CREG 015 DE 2018

Durante el año 2019 se desarrollaron una serie de acciones que nos permitieron ejecutar los proyectos planteados y así ofrecer un mejor servicio a nuestros clientes, es así que los principales objetivos se orientaron hacia el rediseño de la red eléctrica, reemplazando posteadura obsoleta tanto

en media como en baja tensión y redireccionamos la ejecución de nuestras inversiones al fortalecimiento de nuestra infraestructura eléctrica. En aras de no afectar nuestros indicadores de calidad no se culminaron todos los proyectos debido a las consignaciones que conlleva la ejecución de estos.

Sistema de Gestión de Activos – Iso 55001

La Norma ISO 55001 provee un marco para establecer políticas de gestión de activos, objetivos y procesos, y permite que una organización alcance sus metas estratégicas. Esta norma utiliza un proceso estructurado, eficaz y eficiente que conduce a la mejora continua y a la creación de valor en ejecución al gestionar costos, desempeño y riesgos.

Al implementar esta norma, aparte de cumplir con la regulación exigida por la CREG, la EEP adoptará una cultura proactiva de mejora continua, que ayuda a obtener aumento del valor de los activos y así se les demuestra a las partes interesadas (reguladores, clientes y accionistas) que la organización gestiona su desempeño, riesgos y costos de manera muy eficaz y eficiente.

En la resolución 015 de 2018 la CREG, estableció un plazo de 5 años para que todos los OR implemente y se certifiquen en la norma ISO 55001- Gestión de activos, durante el primer año se debía realizar un diagnóstico de las brechas frente al cumplimiento de la norma y un plan de trabajo para los próximos 4 años, la EEP ha cumplido con este primer requerimiento, ha realizado una capacitación de la ISO-55001 a los directivos, coordinadores de

sedes y demás líderes de procesos, y ha realizado un diagnóstico y se ha entregado la ruta de trabajo para cerrar las brechas encontradas.

En el diagnóstico se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- La empresa en el área de calidad cuenta con información muy confiable en cuanto a la identificación y registro de activos.
- Debemos trabajar en la descentralización de la Información y el desarrollo de sistemas de información.
- Mejorar la comunicación entre áreas, definir y reestructurar los roles y Responsabilidades.
- Gestión del conocimiento y cultura organizacional.
- Definición y seguimiento a los presupuestos e inversiones.
- Implementar un modelo de Mantenimiento.
- Invertir en recursos físicos (Transporte, equipos, software).



Registro fotográfico # 4 Dotación de equipos de seguridad y los brigadistas



Registro fotográfico # 5 Dotación de equipos de seguridad industrial

Proyectos de Expansión

La Empresa de Energía del Putumayo S.A. ESP, se planteó como objetivo estratégico aumentar las ventas de energía eléctrica a nuevos usuarios y una de las maneras para captar usuarios es la elaboración de proyectos de aumento de la cobertura, es por esto, que año a año se aumenta la cantidad de redes de distribución, acorde al planeamiento. A continuación, se muestra la cantidad de redes en kilómetros por año, desde 2013, hasta 2019.

CODIGO DEL CIRCUITO	MUNICIPIO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
		LONGITUD	LONGITUD	LONGITUD	LONGITUD	LONGITUD	LONGITUD	LONGITUD
		(km)	(km)	(km)	(km)	(km)	(km)	(km)
CP-12	Mocoa	30,2	30,2	31,075	31,08	31,78	33,07	33,27
CP-13	Mocoa	12,2	12,2	12,32	12,32	12,32	12,08	12,169
CP-14	Mocoa	36,9	36,9	47,418	47,42	46,73	48,8	50,471
CP-17	Mocoa	46,4	46,4	48,143	48,83	48,07	50,34	51,312
CP-21	Villagarzón	7	7	7,115	8,41	8,25	8,75	9,104
CP-22	Villagarzón	12,2	12,2	12,575	12,86	12,94	13,54	13,915
CP-23	Villagarzón	92	92	92,048	102,17	106,66	111,15	113,295
CP-24	Villagarzón	33,1	33,1	32,868	33,58	33,99	34,61	40,062
CP-25	Villagarzón	28,6	28,6	33,985	36,29	38,84	42,24	42,25
CP-31	Pto/Guzman	3,5	3,5	4,08	4,09	4,1	4,14	4,14
CP-32	Pto/Guzman	53,7	53,7	58,883	96,51	106,62	121,78	122,125
CP-33	Pto/Guzman	19,3	19,3	34,279	52,87	58,3	66,44	67,266
CP-45	Orito	43,3	43,3	45,43	48,7	49,75	51,33	52,187
CP-46	Orito	67	67	67,83	69,11	70,5	74,67	74,757
TOTAL		485,4	485,4	528	604,2	628,9	672,9	686,3

1.1.7

Tabla. Crecimiento de redes de MT en km, 2013 – 2019.

De la tabla anterior, se observa que las redes crecieron 13,4 km en el último año, proyectos que conjugaron con los esfuerzos comerciales para capturar nuevos usuarios entre el 2013 y el 2019.

Atender las necesidades de nuestros usuarios siempre ha sido una de nuestras prioridades, en el 2019 nos enfocamos en ampliar la cobertura

de nuestras redes existentes y dar respuesta positiva a las solicitudes de grupos pequeños de posibles usuarios potenciales.

a continuación, se presenta una relación de la inversión realizada por la empresa en los diferentes municipios donde operamos de acuerdo a la zona urbana o rural.

MUNICIPIO	TIPO	URBANO	RURAL	CANTIDAD EJECUTADA AÑO 2019
Puerto Guzmán	Inversión	\$ 34.997.028	\$ 36.171.189	9
	Usuarios	66	55	5,3
Mocoa	Inversión	\$ 54.325.509	\$ 164.166.089	7,2
	Usuarios	132	144	77
Villagarzón	Inversión	\$ 97.019.890	\$ 169.438.861	333
	Usuarios	132	102	61
Piamonte	Inversión	\$ 18.702.864	67,199	14,11
	Usuarios	25	6,24	1
Orito	Inversión	\$ 44.427.476	\$ 108.139.266	37
	Usuario	82	24	

Tabla 8: Inversión en expansión del SDL 2019.

Alumbrado público

El alumbrado público proporciona seguridad en áreas urbanas y centros poblados rurales, y aumenta la calidad de vida, al extender artificialmente las horas en las que no hay luz solar, para que así las diferentes actividades puedan tener lugar. Además, también mejora la seguridad de la comunidad en general.

Por eso, la Empresa de Energía del Putumayo además de suministrar la energía para el funcionamiento de las luminarias instaladas ha realizado adecuación de escenarios deportivos, expansión y mantenimientos del sistema de alumbrado público en algunos municipios donde tenemos influencia operacional.

MUNICIPIO	CONSTRUCCIÓN	MANTENIMIENTO
Puerto Guzmán	\$ 60.164.035	\$ 12.910.912
Orito	\$ 51.300.929	\$ 12.290.658
Piamonte	\$ 8.346.399	\$ 3.957.674
Villagarzón	\$ 60.244.329	\$ 12.158.087
TOTAL, INVERSION	\$ 180.055.692	\$ 41.317.331

Tabla 9: Inversión en alumbrado público por municipios.

La EEP en la actualidad tiene un contrato de suministro de energía eléctrica para el alumbrado público de Mocoa, los administradores del SALP, UTM – UNION TEMPORAL MOCOA inició en el 2019 la modernización de las luminarias, reemplazado

las convencionales de sodio por LED, modernización que ha generado un impacto negativo en la venta de energía para el AP, ya que el consumo disminuyó en un 47% corte de octubre de 2019 con referencia a enero de 2019.

Parque general Santander – Mocoa

La administración municipal de Mocoa inicio un proyecto de renovación del Parque General Santander, proyecto al que se unió la empresa de energía, aportando el diseño eléctrico y el suministro e instalación de las luminarias ornamentales LED, el aporte de la empresa inicio con la mano de obra para definir la instalación de la tubería e instalación de cableado, en total la empresa suministro e instalo

16 luminarias LED en el área perimetral del parque y 21 luminarias LED decorativas el centro del parque.

Inversión TOTAL Parque General Santander: \$ 98.926.539

Para el 27 de abril de 2019, día que se inauguró el parque, la empresa pudo entregar el parque iluminado y acompañó a la administración municipal el proceso de mejoras y ajustes en el transcurso del año.



Imagen 10. Parque general Santander de Mocoa.

Perdidas técnicas

Se identificó que gran parte de las pérdidas técnicas eran causadas por la obsolescencia de los conductores eléctricos, el material y calibre de los bajantes en los transformadores de distribución, y los conductores abiertos en zonas arborizadas. Para el 2019 en el plan de inversión reportado a la CREG mediante la resolución 015 de 2018, se incluyeron tres (03) proyectos que atacaban directamente este tema.

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	Proyectados	Ejecutados
Repotenciación de conductores en circuitos de media tensión, Etapa I	KM	8.63	5.2
Cambio de conductor desnudo a ecológico	KM	14.5	7.2
Cambio de bajantes de los transformadores	KM	6.24	1.0

Tabla 10. Proyectos de inversión 2019, Expansión – CREG 015 DE 2018

Pérdidas técnicas línea 115kV Altamira – Mocoa

Las pérdidas técnicas, se presentan en los conductores de energía eléctrica básicamente por 2 efectos físicos que pueden ser controlados, pero no mitigados completamente como son.

Efecto corona: Que provoca pérdidas cuando se presentan sobre conductores eléctricos altas tensiones que ionizan el aire.

Efecto Joule: Que es provocado por el calentamiento de los conductores por tránsito de corriente sobre éstos.

Comprendido esto, se entiende que entre mayor cantidad de corriente transmita un conductor, mayores van a ser las pérdidas usando la misma tensión, por lo cual, al aumentar la tensión, la corriente transmitida disminuye, así como también se disminuyen las pérdidas de energía. Esto ocurre con la conexión de la Empresa de Energía del Putumayo al STN, pero además hay que evaluar desde el punto de vista regulatorio, ya que cuando se tiene una frontera con conexión a 230 kV, como estaba antes de la avenida torrencial, las lecturas se reportan sin factor de pérdidas, sin embargo, cuando se realizó la conexión a 115 kV para restablecer el servicio después de la avenida torrencial, las pérdidas de la línea Altamira - Mocoa, pasaron a ser reconocidas por la empresa.

SISTEMA INTEGRADO
DE GESTIÓN

SEGURIDAD Y
SALUD EN EL TRABAJO

TECNOLOGÍA DE
INFORMACIÓN Y
**DE LAS TELECOMU-
NICACIONES - TICS**

Seis años continuos de progreso, fortaleciendo
procesos administrativos y operativos.

CAPÍTULO

05

CERTIFICACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD ISO 9001-2015

La **Empresa de Energía del Putumayo S.A.**, continúa con su fortalecimiento y mejora continua hacia todos sus procesos administrativos y operativos, con el alto compromiso de la alta gerencia y todos los niveles de la organización, en pro de la prestación de un servicio de excelente calidad hacia sus usuarios, mediante la productividad y rentabilidad de las inversiones de sus accionistas.

El día **8 de Marzo de 2019**, se alcanza la Certificación en ISO 9001-2015 Sistema de Gestión de la Calidad, con una vigencia de tres (3) años, con vencimiento hasta el **día 7 de Marzo de 2022**, otorgada por ICONTEC Internacional, **con el siguiente alcance:**

“Distribución de Energía Eléctrica para uso Residencial, Comercial e Industrial”



Imagen 1. Certificado en ISO 9001-2015-Sistema de Gestión de la Calidad

*Fuente: Área de Calidad-EEP S.A. E.S.P. 2020

7.2. Cierre de no conformidades reportadas en auditoría de certificación

Para el otorgamiento de la certificación en ISO 9001-2015 Sistema de Gestión de la Calidad, se formuló un plan de acción para el cierre de las nueve (9) No Conformidades reportadas durante la auditoría de otorgamiento, realizada durante los días 24 y 25 del mes de Enero de 2019, realizándose reuniones periódicas lideradas por la alta Gerencia, para el monitoreo de la implementación del plan de acción.

Las evidencias del cierre se presentaron durante la primera auditoría de seguimiento, proyectada para el mes de Enero de 2020, para mantener la certificación antes mencionada.



Grafica 1. Cierre de No Conformidades en auditoría de certificación
*Fuente: Área de Calidad-EEP S.A. E.S.P. 2020

7.3. Desarrollo de auditorías internas

Para el mantenimiento y cumplimiento de los requisitos establecidos en la certificación alcanzada en ISO 9001-2015 Sistema de Gestión de la Calidad-Nº 9.2. Auditoría Interna, se DEBE desarrollar el **Programa de Auditorías Internas: GM-FO-04**, del año 2019, de los diecisiete (17) procesos corporativos, así:

Mapa de procesos corporativos



Imagen 2. Mapa de procesos corporativo E.E.P. S.A. E.S.P. / *Fuente: Área de Calidad-EEP S.A. E.S.P. 2020

En cumplimiento de la Resolución **CREG 015 de 2018**-Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.

Se ha realizado el cierre de las ciento seis (106) NO Conformidades reportadas durante las auditorías internas mediante el formato: **Gestión de Mejora: GM-FO-03**, mediante el cual los líderes de los procesos estratégicos, misionales y de soporte, analizan las causas raíz, acción de cierre, responsables, recursos y fecha de ejecución, conforme a la metodología establecida y aprobada por Gerencia, **Procedimiento de mejora y acciones correctivas: GM-PR-04**, con una eficacia del 100% en la ejecución de los planes de acción, con los siguientes resultados:



Grafica 2. Cierre de No Conformidades en auditorías internas-2019
*Fuente: Área de Calidad-EEP S.A. E.S.P. 2020

7.4. Monitoreo del sistema integrado de gestión SIG

Se desarrolla el monitoreo del desempeño de los diecisiete (17) procesos del Sistema Integrado de Gestión SIG, mediante la **Matriz de Indicadores de Gestión: CI-FO-03**, donde se estructuran e implementan cuarenta y seis (46) indicadores, con la siguiente interpretación de los resultados del desempeño global del SIG, así:

INTERPRETACIÓN DEL DESEMPEÑO	CALIFICACIÓN CUANTITATIVA	ACCIONES REQUERIDAS
EXCELENTE	>= 90% a 100%	Continuar con el fortalecimiento y la mejora continua de la organización, mediante la gestión del cambio
BUENO	>= 75% a <90%	Requiere implementar acciones de mejora, para el fortalecimiento de los procesos con menor desempeño para alcanzar la excelencia
REGULAR	>= 60% a <75%	Requiere implementar acciones preventivas inmediatas, para el fortalecimiento de los procesos con menor desempeño para prevenir la materialización del riesgo
CRITICO	<60%	Requiere implementar acciones correctivas inmediatas, para el fortalecimiento de los procesos críticos en su desempeño para el cierre de los riesgos materializados.

Tabla 1. Interpretación del Desempeño Global del SIG
*Fuente: Área de Calidad-EEP S.A. E.S.P. 2019



Auditoría Icontec Internacional

7.5. Sistema de gestión de activos

Se proyecta para el año 2020 iniciar con la implementación del Sistema de Gestión de Activos: ISO 55001-2014, proceso liderado por el Área Técnica, en cumplimiento de la Resolución CREG 015 de 2018-Capítulo 6. Planes de Inversión. 6.3.3.4. Sistema de Gestión de Activos:

“El OR debe incluir en el plan de inversión los activos necesarios para la implementación y certificación de un sistema de gestión de activos acorde con la norma ISO 55001 en un plazo de cinco (5) años contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución”.

Definición del Sistema de Gestión de activos, son las actividades y prácticas sistemáticas y coordinadas a través de las cuales una organización administra de óptima y sostenible sus activos y sistemas de activos, su desempeño, riesgos y costos asociados durante sus ciclos de vida con el propósito de alcanzar su plan estratégico corporativo.

Los beneficios para la organización son:

- **Reducir el gasto operativo**
Enfoque a la salud de los activos productivos, monitoreando condición, proyectando y prediciendo comportamientos con el fin de tomar decisiones con el fin de anticiparse a las fallas.
- **Crecimiento de ingresos y satisfacción de los clientes**
Se optimiza la confiabilidad y continuidad de la prestación del servicio

- **Mejorar la rentabilidad**
Generando tarifas competitivas y sostenibles en el mercado, maximizando el rendimiento de los activos ROA.
- **Gestión de Riesgos**
Enfoque eficiente de los problemas, para su prevención en su materialización e impacto sobre la operación del SDL.
- **Cumplimiento regulatorio**
Requerimientos exigentes a nivel de calidad, eficiencia energética, remuneración y reposición de los activos, generar gastos eficientes en AOM.

4. CONTEXTO DE LA ORGANIZACIÓN
 4.1 Entiendo la Organización y su Contexto
 4.2 Entiendo las expectativas y necesidades de los interesados
 4.3 Determinando el Alcance del sistema
 4.4 Estableciendo el Sistema de gestión de activos

5. LIDERAZGO
 5.1 Liderazgo y compromiso
 5.2 Política
 5.3 Roles, responsabilidades y autoridades de la organización

6. PLANIFICACIÓN
 6.1 Acciones para abordar riesgos y oportunidades
 6.2 Objetivos de Gestión de activos
 6.2.1 Planeación para alcanzar los objetivos

7. SOPORTE
 7.1 Recursos
 7.2 Competencia
 7.3 Conciencia
 7.4 Comunicación
 7.5 Requerimientos de la información
 7.6 Información documentada
 7.6.1 Creación y actualización de información documentada
 7.6.2 Control de la información documentada

10. MEJORAMIENTO
 10.1 No conformidades y acciones correctivas
 10.2 Acciones preventivas
 10.3 Mejora continua

9. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO
 9.1 Monitoreo, medición, análisis y evaluación
 9.2 Auditoría interna
 9.3 Revisión por la dirección

8. OPERACIÓN
 8.1 Planeación y control operacional
 8.2 Gestión del Cambio
 8.3 Contratación externa



Registro Fotográfico #1 cumpliendo normas de seguridad con los procedimientos implementados:

La Seguridad y Salud en el Trabajo (SST) es la disciplina que se ocupa de la prevención de las lesiones y enfermedades causadas por las condiciones de trabajo y de la protección y promoción de la salud de los trabajadores, la cual tiene por objeto mejorar las condiciones, el medio ambiente y la salud en el trabajo, que conlleva la promoción y el mantenimiento del bienestar físico, mental y social de los funcionarios de la Empresa de Energía Del Putumayo S.A ESP.

Este sistema consiste en el desarrollo de un proceso lógico y por etapas, basado en la mejora continua y que incluye la política, la organización, la planificación, la aplicación, la evaluación, la auditoría y las acciones de mejora con el objetivo de anticipar, reconocer, evaluar y controlar los riesgos que puedan afectar la seguridad y la salud en el trabajo. Se ha implementado mediante la estructuración de un Plan Anual de Trabajo, cuyo objetivo es la promoción de la seguridad y la salud en el trabajo y la prevención de riesgos laborales, con su respectivo seguimiento y control, a partir de la implementación de herramientas que facilitan al responsable de su gestión, el cumplimiento de los requerimientos del Decreto 1072 de 2015 y la Resolución No. 1111 de 2017, y resolución 312 del 2019 expedida por el Ministerio del trabajo. En la vigencia 2019, se avanzó considerablemente en la implementación del SG-SST, toda vez que la auto-evaluación mostró un crecimiento de 10,08% con respecto a la del año 2017, lo cual se traduce en el cumplimiento de un mayor número de requisitos legales asociados al Sistema.

SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJADO

IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO.

La alta dirección de la Empresa Energía Del Putumayo S.A E.S.P, demuestra el interés por el cumplimiento con lo establecido en la Ley 1562 del 2012, el Decreto 1072 del 2015, la Resolución 1111 de 2017, y la resolución 312 de 2019, los cuales dictan disposiciones para la estructura e implementación del Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el trabajo (SG-SST), adopta las diferentes políticas, reglamentos y procesos que impactan en beneficio de todos sus colaboradores y establecen los requisitos mínimos de obligatorio cumplimiento. Así la Gerencia toma la decisión de participar en el proceso vinculando a sus colaboradores y partes interesadas, en la implementación del mismo, estableciendo las medidas de Seguridad y Salud en

el Trabajo (SST) dentro de la empresa a través del mejoramiento continuo de las condiciones de trabajo, el medio ambiente laboral y el control eficaz de los peligros y riesgos en los diferentes procesos.

se presenta información general de las actividades adelantadas, procedimientos e instructivos generados durante la vigencia 2019, que permitirán el desarrollo del Sistema de gestión involucrando a todos los niveles de la organización en su implementación, basados en el ciclo PHVA (PLANEAR, HACER, VERIFICAR, ACTUAR), permitiendo así mejorar los procesos con un alto desempeño en Seguridad y Salud en el Trabajo.



En cumplimiento de la aplicación del SG-SST durante la vigencia 2019, la auto evaluación implementada el sistema de gestión de seguridad y salud en trabajo es 74.5% se ejecutaron diferentes actividades que estaban proyectadas en el plan de trabajo, estas actividades se llevaron a cabo de manera adecuada y en las fechas que estaban programadas, de igual manera se ejecutaron otras actividades que se requerían debido los incidentes y accidentes presentados se realizaron planes de acciones con apoyo con Arl Sura, si bien es cierto, en el informe de seguimiento de vigilancia y control en el departamento del putumayo realizado por la secretaria de salud departamental se cumplió con ejecución al 100%.. A continuación, relacionamos las actividades que se han realizado de manera adecuada y oportuna:

- Estilos de vida
- Manejo defensivo
- Brigadas de emergencias
- Primeros auxilios
- Conato de incendio
- Rescate en alturas
- Riesgo psicosocial
- Funciones y responsabilidades de copasst
- Investigación de accidentes
- Seguridad vial motocicletas
- Ergonomía manejo de cargas
- Retie
- Plan de contingencia
- Identificación de riesgo
- Caídas sobre nivel
- Uso de elementos de protección personal
- Gestión de riesgo

Registro# 2 Fotográfico de capacitaciones a personal de la Empresa Energía Del Putumayo.



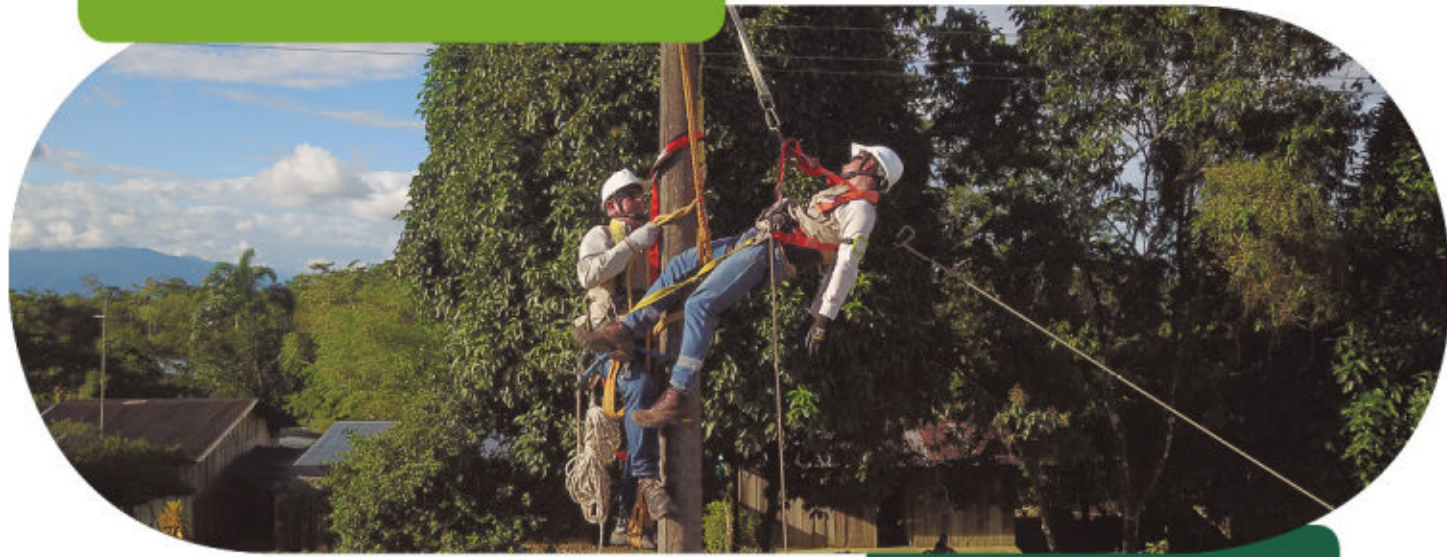
Programa de Medicina Preventiva:
Programa de Promocion y Prevencion

- Jornadas de Toma de Tensión
- Pausas activas
- Exámenes ocupacionales pre operacionales
- Toma de pruebas de alcoholemia.

Aunque a la fecha de corte para la evaluación de implementación del SG-SST, se hayan realizado algunas actividades aún, podemos decir que ha sido valioso el compromiso mostrado por los miembros de los diferentes comités (COPASST y Comité de Convivencia) que se han conformado con miras al cumplimiento de la implementación del sistema, al igual que el avance en la conformación de la Brigada de Emergencia, pues los funcionarios que conforman estos comités han demostrado el mayor interés en el tema, y en desarrollar las actividades propuestas.



Fotos # 3.Registro fotográfico programa de promoción y prevención



En conclusión, si bien es cierto, que de acuerdo con la calificación obtenida como resultado de 77.5% de la auditoría interna realizada en el mes de octubre de 2018, y en la auditoría en septiembre del 2019, se obtuvo un promedio de *FASE DE IMPLEMENTACION* es 74.5% actualmente el sistema se encuentra en el nivel Moderadamente Aceptable, y con base a ello se estableció un plan de trabajo que permita seguir

mejorando el sistema para alcanzar el nivel Aceptable en una posterior evaluación, se debe de seguir trabajando con la misma constancia, por lo cual es importante que las actividades que quedaron pendientes como son las baterías riesgo psicosocial, se lleven a cabo lo más pronto posible, con el fin de que no se comience a debilitar el sistema de gestión y se pierda el avance que se ha alcanzado.



Registro fotográfico # 3 fortaleciendo en capacitación las brigadas de emergencias de la Empresa Energía Del Putumayo S.A ESP.



Registro fotográfico # 4 Dotación de equipos de seguridad y los brigadistas

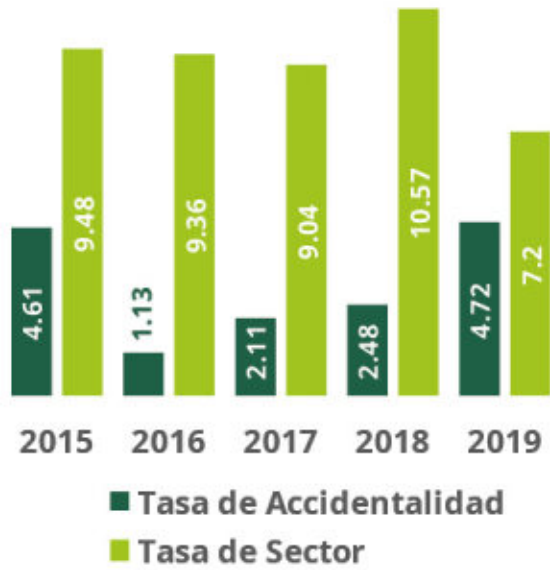


Registro fotográfico # 5 Dotación de equipos de seguridad industrial

Número de AT

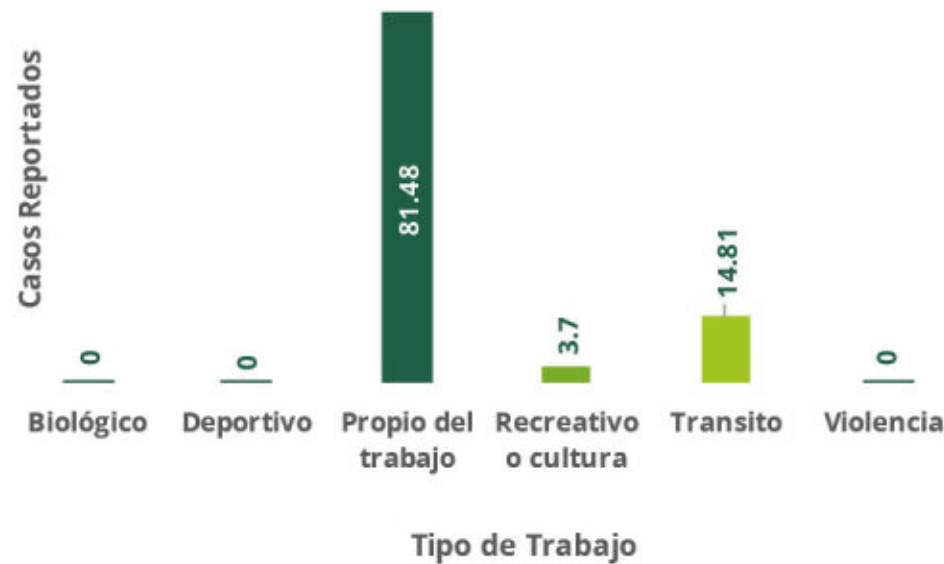
Este informe contiene los accidentes laborales ocurridos en el período de consulta. Excluye enfermedades laborales y accidentes en investigación.

Grafica #1. Frecuencia de los Accidentes de Trabajo relación año 2015-2019.
Fuente: Información de Arl sura extractos gerenciales año. 2019



(Número de accidentes de trabajo de un período determinado / Trabajadores expuestos en el mismo período) * 100. La tasa de sector calculada es para empresas del sector.

Grafica # 2. Tasa de Accidentalidad vs. Tasa del Sector.
Fuente: Información de Arl sura extractos gerenciales año. 2019



Distribución porcentual de accidentes de trabajo por Tipo clasificados como SI ATEP. Excluye enfermedades laborales y accidentes en investigación. Grafica# 3. Accidentes por Tipo de Trabajo

Este informe contiene los días de incapacidad pagados de los eventos ocurridos en el período de consulta y totaliza los días de incapacidad pagados hasta el momento de generación del reporte. Excluye enfermedades laborales y accidentes en investigación.

Grafica # 4. Ausentismo por incapacidad temporal.
Fuente: Información de Arl sura extractos gerenciales año. 2019



Días de incapacidad temporal

INFORME DE GESTIÓN ÁREA SISTEMAS DE INFORMACIÓN

El área de sistemas en cumplimiento de su objetivo corporativo trazado en el plan de acción estratégico; **“Fortalecer la estructura organizacional con base en la gestión integral de procesos, implementación intensiva de las TIC y la gestión del talento humano”**; con el apoyo decidido de la gerencia, ha realizado grandes inversiones tecnológicas, en aras de prestar un servicio de calidad a sus usuarios a través de las TICs (Tecnología de la información y las comunicaciones).

Es así como dando cumplimiento a la estrategia: **“Desarrollar los Sistemas de Información y Telecomunicaciones para el mejoramiento de procesos operativos y administrativos de la Empresa”**; con el proyecto: **“Fortalecer la infraestructura de telecomunicaciones para atender adecuadamente los procesos operativos y administrativos”**; se fortaleció la infraestructura de telecomunicaciones en cuanto a la prestación del servicio de internet con un canal principal dedicado de 30 MB y un canal secundario o de respaldo de 20 MB, con el fin de brindar a los trabajadores una comunicación oportuna, segura y constante con los diferentes entes externos y así darle cumplimiento a los requerimientos corporativos trazados en cada área.

En cuanto a la interconexión con las cuatro sedes de la jurisdicción, se implementó la tecnología MPLS (Conmutación de etiquetas multiprotocolo), que actúa como un canal de datos por medio del cual se conectan las sedes a los diferentes servicios que

brinda el centro de datos en la sede central; permitiendo centralizar la información procesada en las diferentes bases de datos, con el fin de obtener una información pertinente y consistente.

Integración de los sistemas de información Administrativo, comercial y operativo a través de la adquisición y desarrollo de herramientas tecnológicas. Todo esto se logra con una adecuada infraestructura de red estructurada y equipos de comunicación de frontera capa 2 y 3 instalados en la sede central y las diferentes sedes.

Respecto al proyecto: **“Integración de los sistemas de información Administrativo, comercial y operativo a través de la adquisición y desarrollo de herramientas tecnológicas”**; la organización documental en la empresa, se procesaba manualmente, presentando dificultades a la hora de consolidar información para los respectivos informes, esto se solucionó con la implementación del sistema de gestión documental ORFEO, que paralelamente con la puesta en marcha de la ventanilla única, estructuro la documentación generada en las diferentes áreas, permitiendo centralizarla digitalmente con el fin de agilizar los procesos documentales referentes a: correspondencia, PQRS, procesos jurídicos y procesos administrativos.

Ahora, en el proyecto: **“Fortalecer los recursos físicos y lógicos en cuanto a software, hardware y respaldo en todas las sedes de la Empresa”**; el área

de sistemas anualmente establece la reposición de equipos de cómputo, actualización de licencias de software y mantenimiento de equipos de potencia regulada; con el fin de garantizar la continuidad en el servicio en todas las áreas de trabajo.

1. Hardware

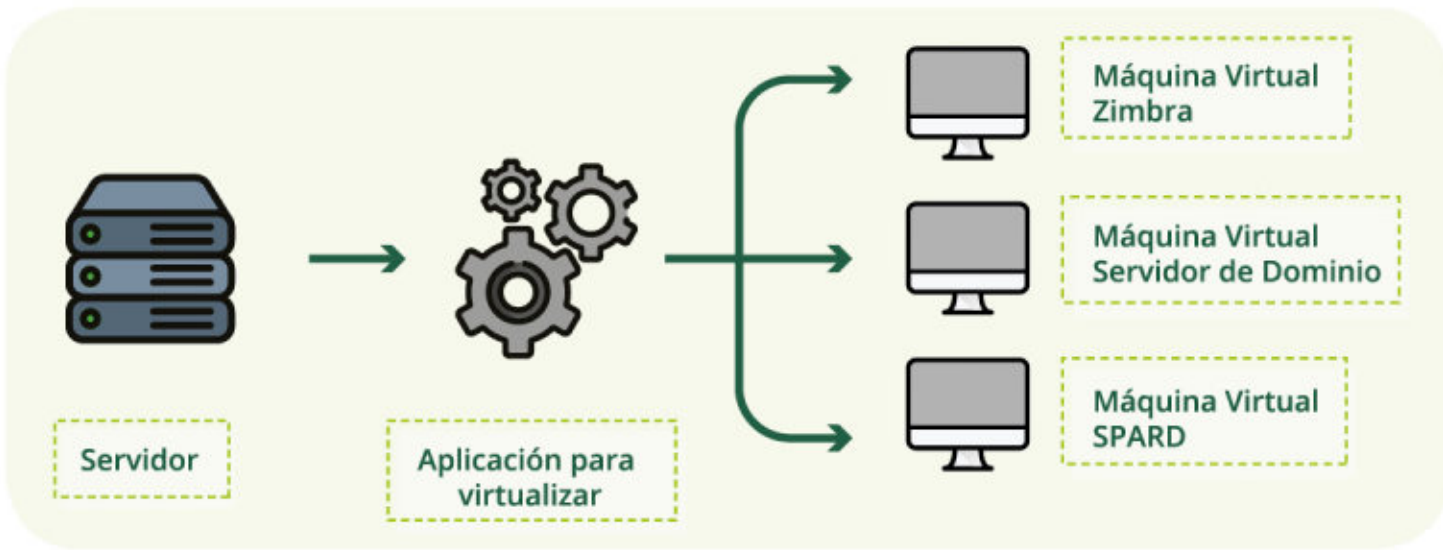
Adquisición de equipos de escritorio y portátil:

El centro de control es un área neurálgica para la empresa, luego dotar a los trabajadores de herramientas que agilicen los procesos es de suma importancia; es así como se adquirieron equipos de última generación con el fin de conseguir los objetivos propuestos en el plan estratégico.

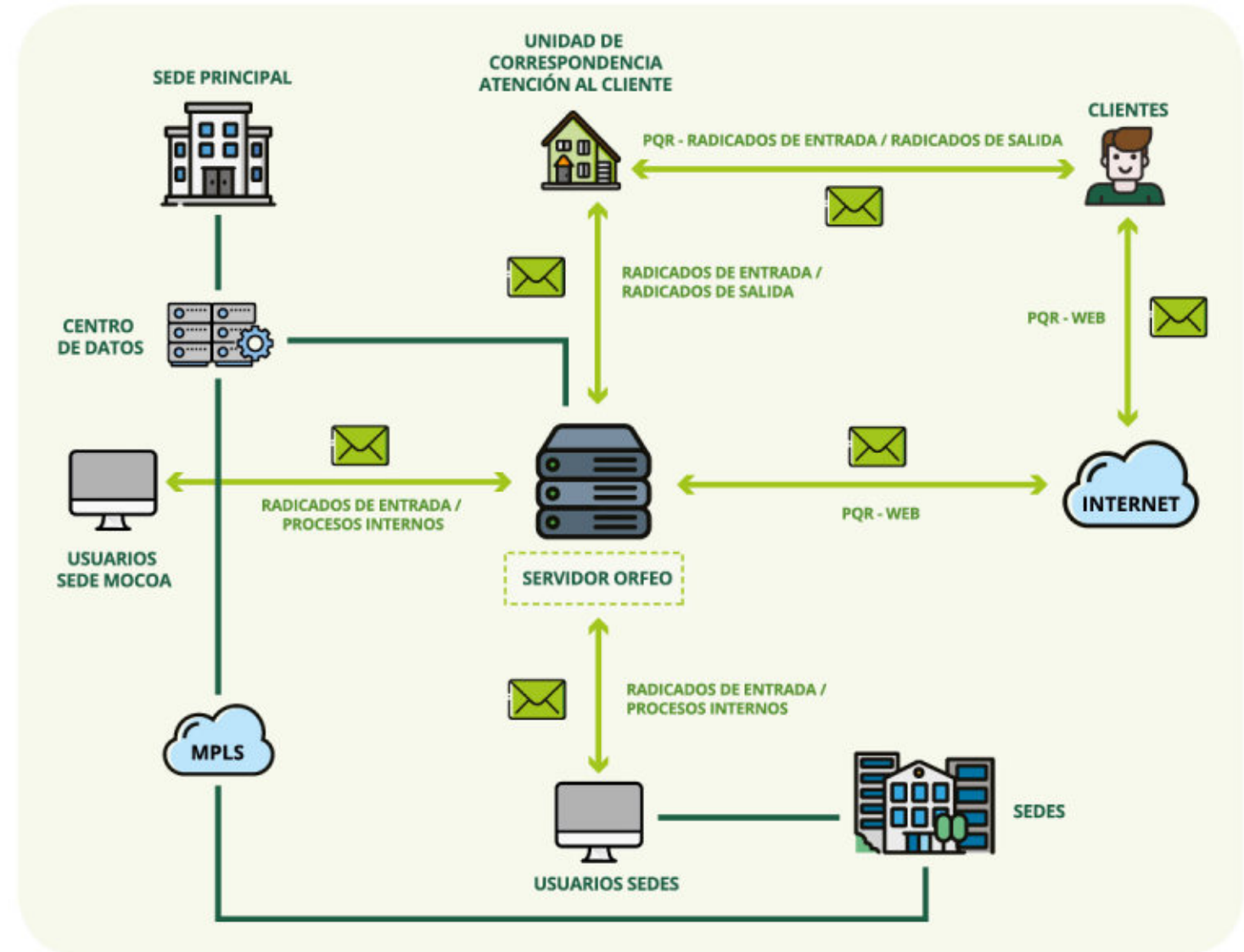
2. Software:

2.1. Virtualización: Con el fin de garantizar la continuidad del servicio en todos los servicios que presta la EEP, se implementó un sistema de virtualización que crea una réplica o imagen del servidor en máquinas virtuales, de tal forma que en caso de fallar cualquier aplicación automáticamente entra en funcionamiento la máquina virtual- replica.

Este sistema optimiza recursos en cuanto a costos de inversión en servidores físicos.



2.2. Gestión Documental: Con la implementación del sistema Orfeo ha optimizado la gestión documental en cuanto a: número de radiado único en la empresa, trazabilidad de los documentos, iniciar el trámite sin espera del documento físico, recuperación de los documentos en formato electrónico, agilidad en la creación de contenido, asignación de responsables en el trámite, incentiva a dar respuestas oportunas, generación de consultas y reportes.



2.3. Software de gestión de recursos humanos: Administración de nómina, parametrizable a las necesidades de la empresa con sus respectivas consultas e informes.

Con la implementación de esta aplicación nos permite el ingreso de información completa de los trabajadores y generar reportes por diferentes criterios. Contiene los módulos: Gestión humana, liquidación pagos, reportes y manejo de cartillas - parametrizaciones, programación de turnos.



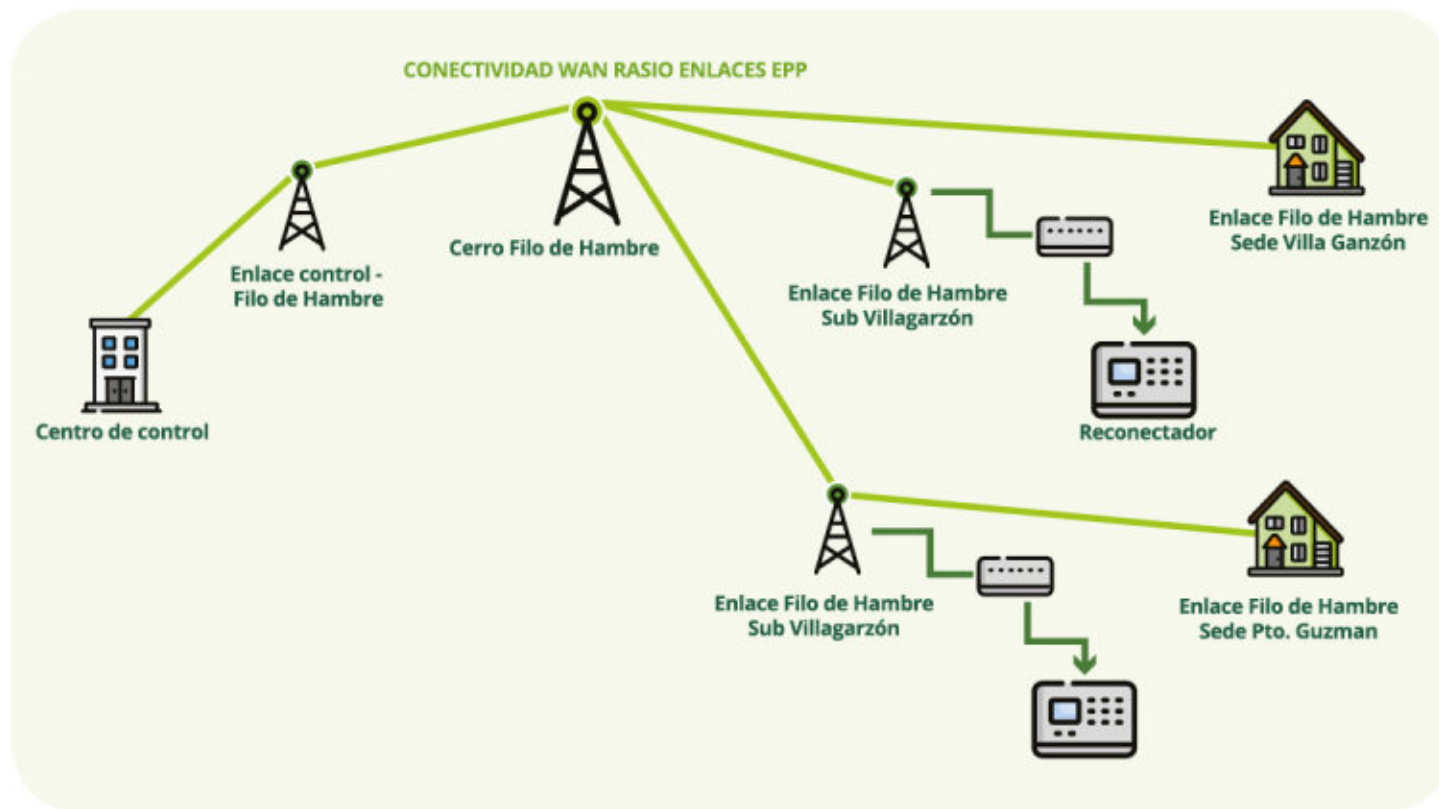
Jhon Gabriel Molina Acosta
Gerente Empresa de energía del Putumayo

3. Comunicaciones

3.1. Red WAN: Red de área amplia o extensa.

3.1.1. Interrogación de re conectadores a través de radioenlaces: Con la implementación de la conectividad WAN entre el centro de control y las diferentes subestaciones, se está monitoreando 24/7 los re conectadores instalados en cada subestación con el fin de administrar de manera efectiva el monitoreo de la red.

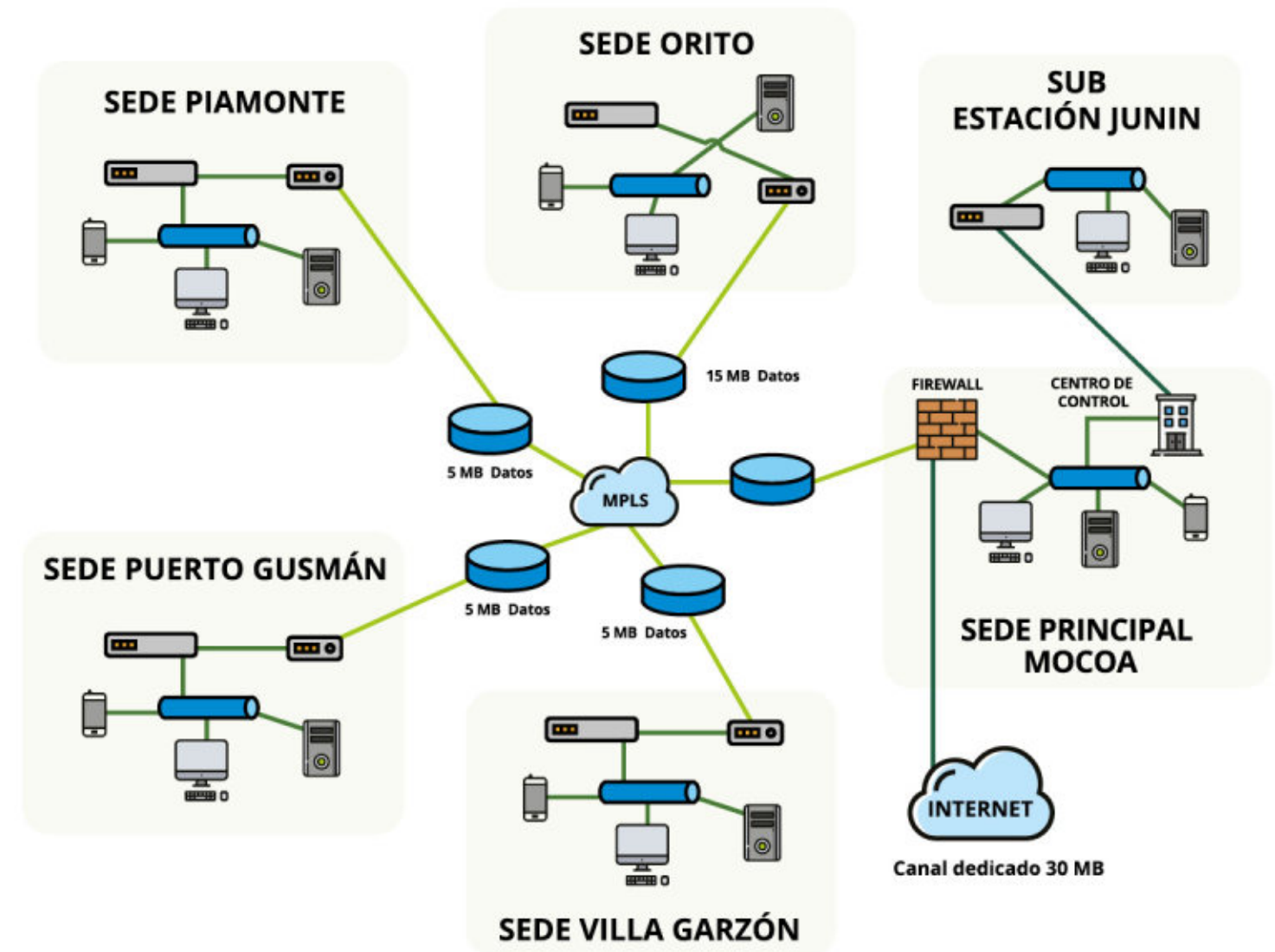
3.1.2. Respaldo de conectividad a través de radioenlaces: La continuidad del servicio se logra por medio de sistemas redundantes, en ese sentido la conectividad por medio de microondas entre la sede principal y las diferentes sedes es constante; permitiendo a los usuarios internos y externos acceder a la información pertinente.



3.1.3. MPLS - Conmutación de Etiquetas Multiprotocolo: (Conmutación de Etiquetas Multiprotocolo) Esta tecnología por medio de un canal dedicado de datos nos permite conectar las sedes a los servicios centralizados en la sede principal (Servidor de Dominio, Servidor de Archivo, Orfeo, Zimbra, aplicativos matriculas, Internet, Voz IP y aplicaciones de Recaudó).

La conectividad entre las sedes en tiempo real se ve reflejada en la centralización de la información en el centro de datos principal, permitiendo el procesamiento y la consulta oportuna de la información sin interrupciones.

Topología Física Red Wan Mpls Y Fibra Óptica - E.e.p.



EQUIPOS DE CÓMPUTO ADQUIRIDOS

Descripción	Cantidad	Área
DISCO DURO EXTERNO 4 TERAS TOSHIBA	1	Centro Control
LICENCIA WINDOWS 10 PRO	4	Centro Control
MICROSOFT® OFFICE O365 Bus Prem	6	Centro Control
TARJETA DE VIDEO 2 GIGAS.PNY.QUADRO.P400 DDR5.4xDP	2	Centro Control
MONITOR LG 29WK600-W 29"	2	Centro Control
AUTOCAD 2020 X 1 AÑO AUTOCAD INCLUDING SPECIALIZED	1	Centro Control
AUTOCAD INCLUDING SPECIALIZED	1	Centro Control
PORTÁTIL GAMER LEGION Y540	1	Centro Control
TORRE LENOVO 30C6S0JB00	2	Centro Control
SCANNER HP	1	Contratación

GESTIÓN OFICINA JURÍDICA

Hemos renacido desde esa época, ahorrándole a la Empresa de Energía, millonarios pagos sancionatorios.

CAPÍTULO
06

PROCESOS ADMINISTRATIVOS Y JUDICIALES 2019

A la oficina jurídica de la Empresa de Energía han sido encargadas, entre otras, las funciones de representación judicial y extrajudicial de la Compañía. A continuación se detalla la ejecución de estas actividades para el año 2019.

1) Procesos administrativos sancionatorios:

La empresa de Energía del Putumayo S.A.E.S.P., durante el año 2019 hizo parte de cinco (5) procesos administrativos sancionatorios.

I) Decisión a favor de la Empresa: La defensa jurídica de la empresa logró el fallo favorable en dos (2) de los cinco procesos existentes en su contra.

II) Decisión en contra de la Empresa: Durante el año 2019 no se reportaron sanciones en firme en contra de la empresa.

III) Activos: Al finalizar el año 2019 se encontraban activos dos (2) procesos en contra de la Empresa.

IV) Inactivo: Al finalizar el año 2019 existía un (1) proceso sancionatorio inactivo en contra de la Empresa. Consideramos que se encuentra inactivo porque desde la presentación del pliego de cargos en 2017 la entidad sancionadora no volvió a ejecutar ninguna acción dentro del proceso.

Conclusión: De los 5 procesos administrativos sancionatorios de los cuales hizo parte la Empresa de Energía del Putumayo S.A.E.S.P., dos (2) fueron resueltos a su favor, dos (2) se encuentran activos y uno (1) se encuentra inactivo. Esto le evitó a la empresa el pago de setecientos doce millones cuatrocientos treinta y siete mil novecientos dieciocho millones de pesos m/cte (\$ 712.437.918)

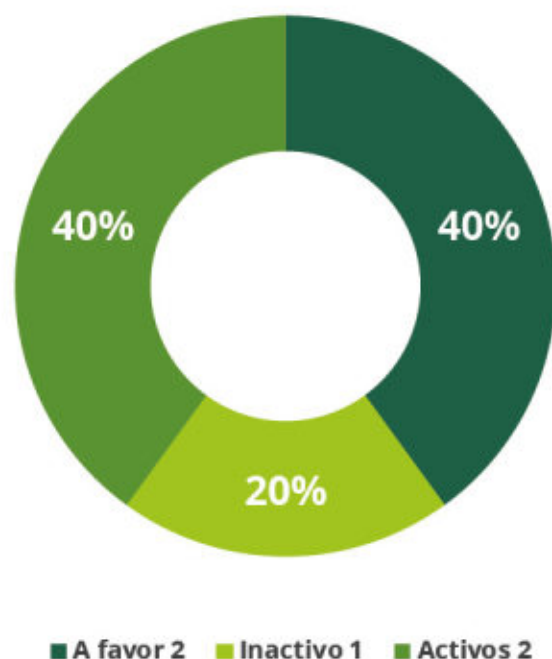


Gráfico 1: Procesos administrativos sancionatorios.

2) Procesos judiciales

La Empresa de Energía del Putumayo S.A.E.S.P., fue parte de veinticuatro (24) procesos judiciales durante el año 2019. De los cuales, en quince (15) actuó como parte demandada y en nueve (9) actuó como parte demandante.

La empresa actuó en calidad de demanda en cuatro (4) procesos dentro de la jurisdicción de lo contencioso administrativo, cuatro (4) procesos en la jurisdicción ordinaria y siete (7) procesos en la jurisdicción constitucional.

I) Jurisdicción de lo contencioso administrativo: La empresa fue parte demandada en cuatro (4) procesos en la jurisdicción de lo contencioso administrativo. Tal como se observa en el siguiente gráfico:

Actuamos en calidad de:



Gráfico 2: Calidad en la que intervino la empresa dentro del proceso judicial.

Demandad en la jurisdicción



Gráfico 3: Calidad en la que intervino la empresa dentro del proceso judicial.

a) Acciones populares: La comunidad interpuso tres (3) acciones populares en contra de la Empresa. Con las acciones populares la comunidad busca la protección de derechos fundamentales colectivos, en este caso "El acceso a los servicios públicos y a que su prestación sea eficiente y oportuna". Si la empresa hubiera sido condenada a dar cumplimiento a las peticiones de los accionantes habría tenido que realizar una inversión de ciento cincuenta y ocho millones cuatrocientos cincuenta y ocho mil doscientos dos pesos mda/cte (\$ 158.458.202).

Gracias a la defensa jurídica de la empresa, ésta fue absuelta en dos acciones populares, la tercera acción está siendo estudiada por el juez

de segunda instancia. Lo anterior, implica para la empresa un ahorro en la inversión de ciento veintiocho millones cuatrocientos cincuenta y ocho mil doscientos dos pesos mda/cte (\$ 128.458.202)

b) Acción de grupo: Fue instaurada una (1) acción de grupo en contra de la empresa. Gracias a la defensa jurídica de la compañía, la Empresa fue absuelta. Esto evita el pago de Diez Mil Millones De Pesos Mda/Cte (\$ 10.000.000.000)

En consecuencia, en la jurisdicción contencioso administrativa la empresa evitó la afectación de Diez Mil Ciento Veintiocho Millones Cuatrocientos Cincuenta Y Ocho Mil Doscientos Dos Pesos Mda/Cte (\$ 10.128.458.202)

Clases de Procesos

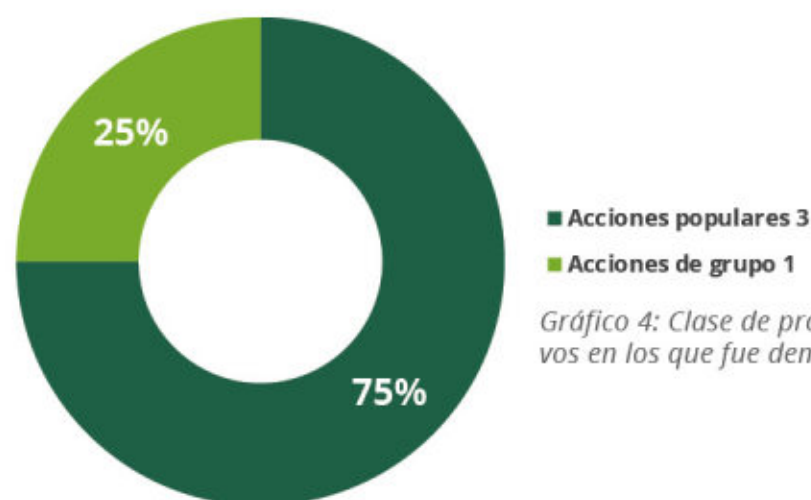


Gráfico 4: Clase de procesos contenciosos administrativos en los que fue demandada la empresa.

II) Jurisdicción ordinaria: La empresa fue parte demandada en cuatro (4) procesos en la jurisdicción ordinaria.

a) Procesos civiles declarativos: La empresa hizo parte de dos (2) procesos civiles declarativos. Uno (1) de estos procesos terminó a favor de la Empresa y el otro se encuentra en segunda instancia. Esto evita a la empresa el pago de setenta y tres millones quinientos doce mil seiscientos sesenta y siete pesos mda/cte (\$ 73.512.667)

b) Procesos ejecutivos: La empresa hizo parte de un (1) proceso ejecutivo, donde se solicitaba el pago de treinta y cinco millones seiscientos un mil seiscientos setenta y dos pesos mda/cte (\$35.601.672) No obstante, la empresa tuvo que pagar seis millones quinientos mil pesos mda/cte (\$ 6.500.000). Esto evita a la compañía el pago de veintinueve millones ciento un mil seiscientos setenta y dos pesos mda/cte (\$ 29.101.672).

c) Procesos laborales: La empresa actualmente hace parte de un (1) proceso laboral que se encuentra en segunda instancia.

En consecuencia, en la jurisdicción ordinaria se evitó la afectación de ciento dos millones seiscientos catorce mil trescientos treinta y nueve pesos mda/cte (\$ 102.614.339)

Clases de Procesos

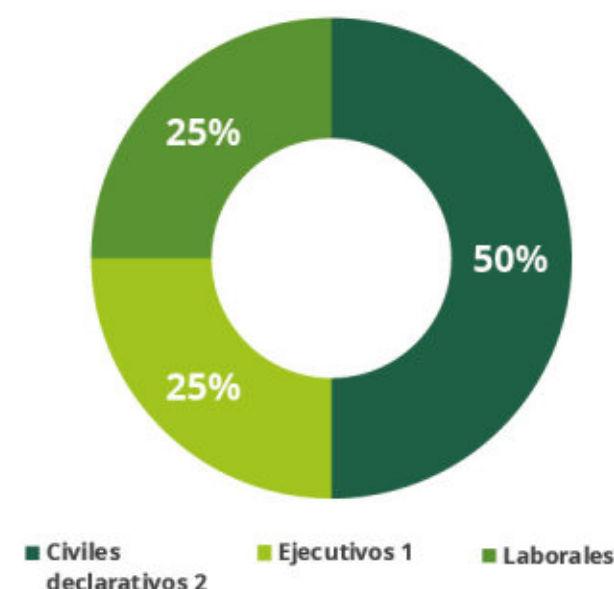


Gráfico 5: Clase de procesos ordinarios en los que fue demandada la empresa.

III) Jurisdicción constitucional: La comunidad ha instaurado siete (7) acciones de tutela en contra de la Empresa. Con una acción de tutela se busca la protección de derechos fundamentales individuales, en el caso de la Empresa de Energía la mayoría de estas acciones busca proteger el derecho fundamental al derecho de petición. En este momento se encuentran activas dos (2) acciones de tutela, una para fallo de primera instancia y otra para fallo de segunda instancia.

IV) Procesos iniciados por la empresa: La empresa ha iniciado nueve (9) procesos dentro de las diferentes jurisdicciones, tal como se expone a continuación.

La empresa actúa como demandante en



Gráfico 5: Jurisdicciones en las que la empresa actúa en calidad de demandante.

a) Jurisdicción de lo contencioso administrativo:

Dentro de la jurisdicción de lo contencioso administrativo la empresa adelanta dos (2) procesos, uno de controversias contractuales y otro de reparación directa. Ambos procesos están siendo estudiados por el juez de primera instancia.

b) Jurisdicción ordinaria: La empresa ha iniciado seis (6) procesos en la jurisdicción ordinaria, cinco (5) denuncias penales y un (1) proceso de protección al consumidor.

c) Jurisdicción constitucional: La empresa realizó una (1) acción de tutela con el fin de proteger el derecho fundamental de petición.

Como resultado de lo anterior, la defensa jurídica que realizó la Empresa de Energía del Putumayo S.A.E.S.P., evitó la afectación de DIEZ MIL DOSCIENTOS TREINTA Y UN MILLONES SETENTA Y DOS MIL QUINIENTOS CUARENTA Y UN PESOS MDA/CTE (**\$10.231.072.541**) por concepto de procesos judiciales.

Conclusión: La ejecución de las actividades encargadas a la oficina jurídica de la Empresa de Energía del Putumayo evitó el pago de diez mil novecientos cuarenta y tres millones quinientos diez mil cuatrocientos cincuenta y nueve pesos mda/cte (**\$ 10.943.510.459**).



Torres alta tensión

RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL

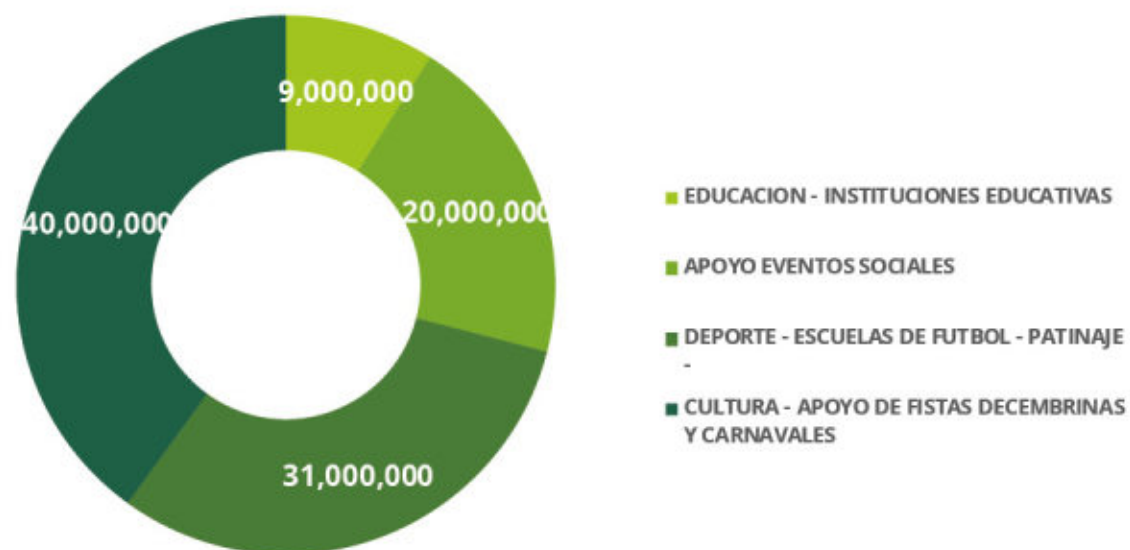
CAPÍTULO
07

El año 2013 nos marcó para encender el progreso fortaleciendo las relaciones con las comunidades.

RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL

La Empresa De Energía Del Putumayo S.A E.S.P. con su responsabilidad social comprende en la calidad en la presentación del servicio de energía eléctrica, orientada 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 de colaboración hacia distintos frente como cultura, deporte, salud, eventos deportivos y fiestas decembrinas en las cuales se a realizado apoyo pensando siempre en el bienestar social de las personas y desarrollo de la región y zonas de influencia.



RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL

EDUCACION - INSTITUCIONES EDUCATIVAS	9.000.000	9%
APOYO EVENTOS SOCIALES	20.000.000	20%
DEPORTE - ESCUELAS DE FUTBOL - PATINAJE -	31.000.000	31%
CULTURA - APOYO DE FISTAS DECEMBRINAS Y CARNAVALES	40.000.000	40%
TOTAL	100.000.000	1
TOTAL	941.066.702	86,06

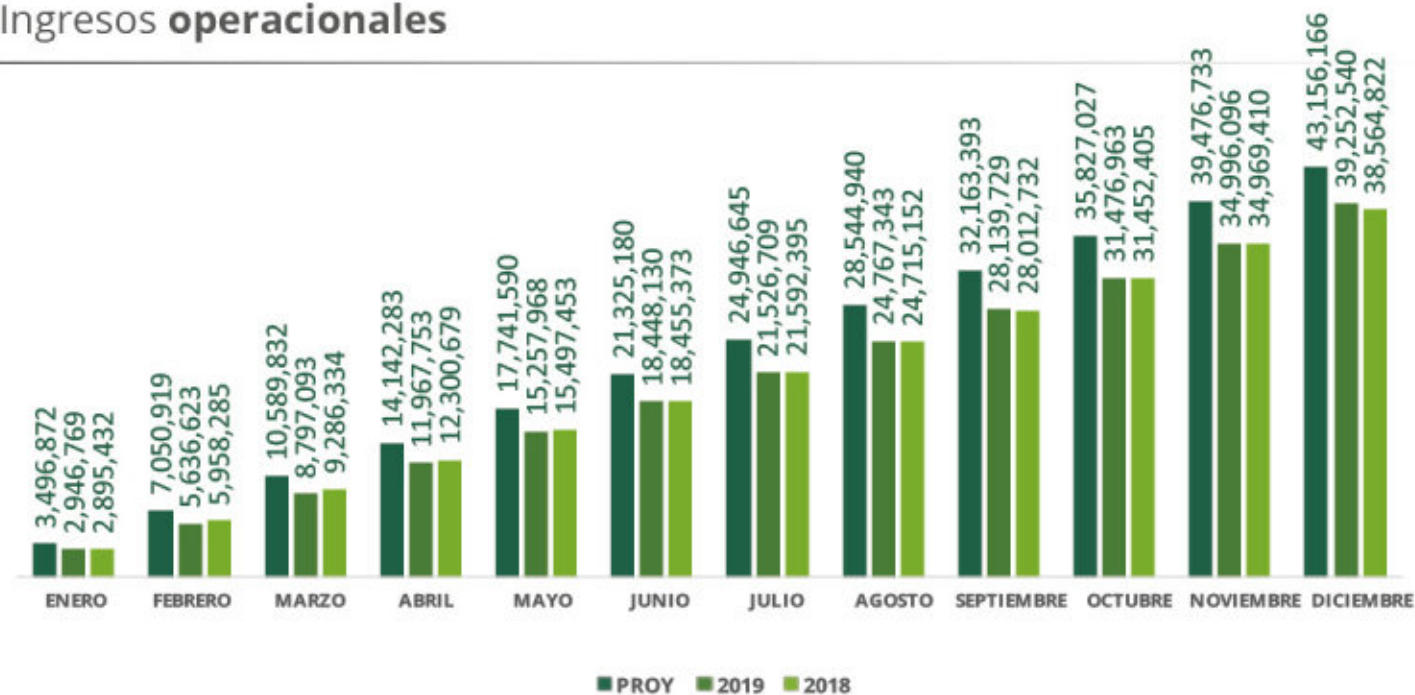
GESTIÓN ÁREA FINANCIERA

Renacimos para encender el progreso generando utilidades demostrables.

CAPÍTULO
08

COMPARATIVOS 2018 - 2019 VS LA PROYECCIÓN E INDICADORES FINANCIEROS

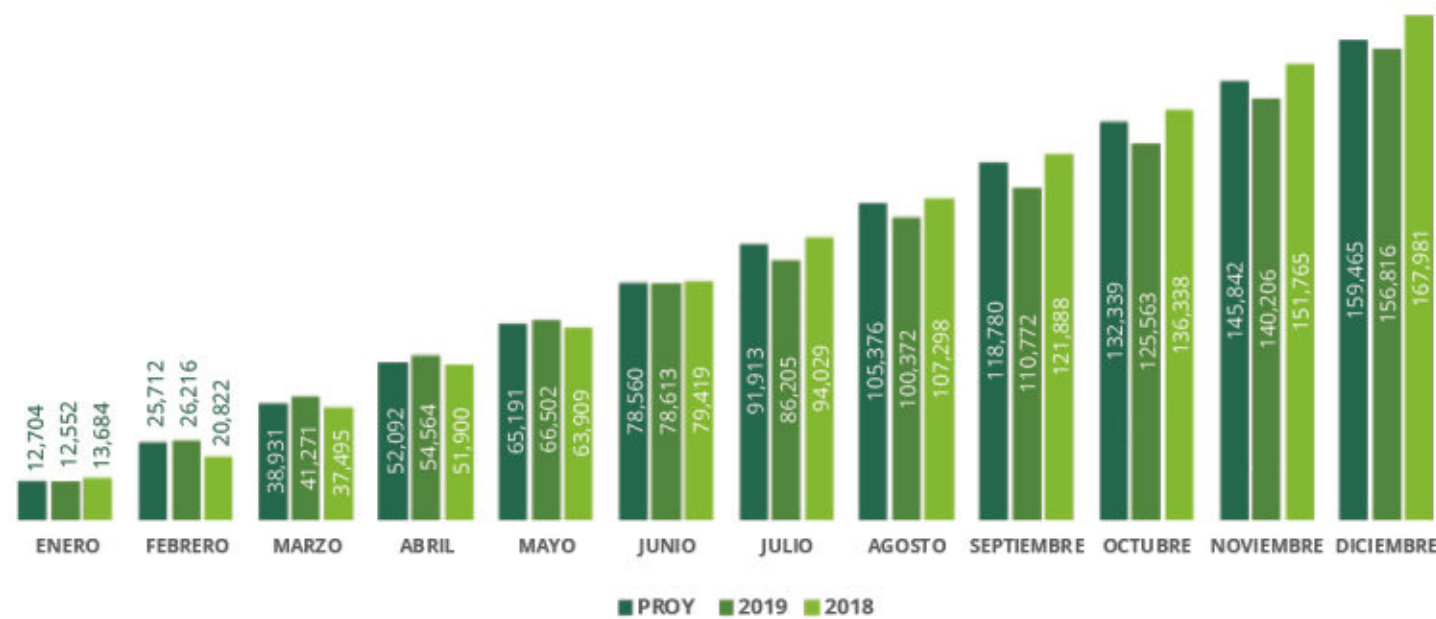
Ingresos operacionales



Costos



Ingresos no operacionales



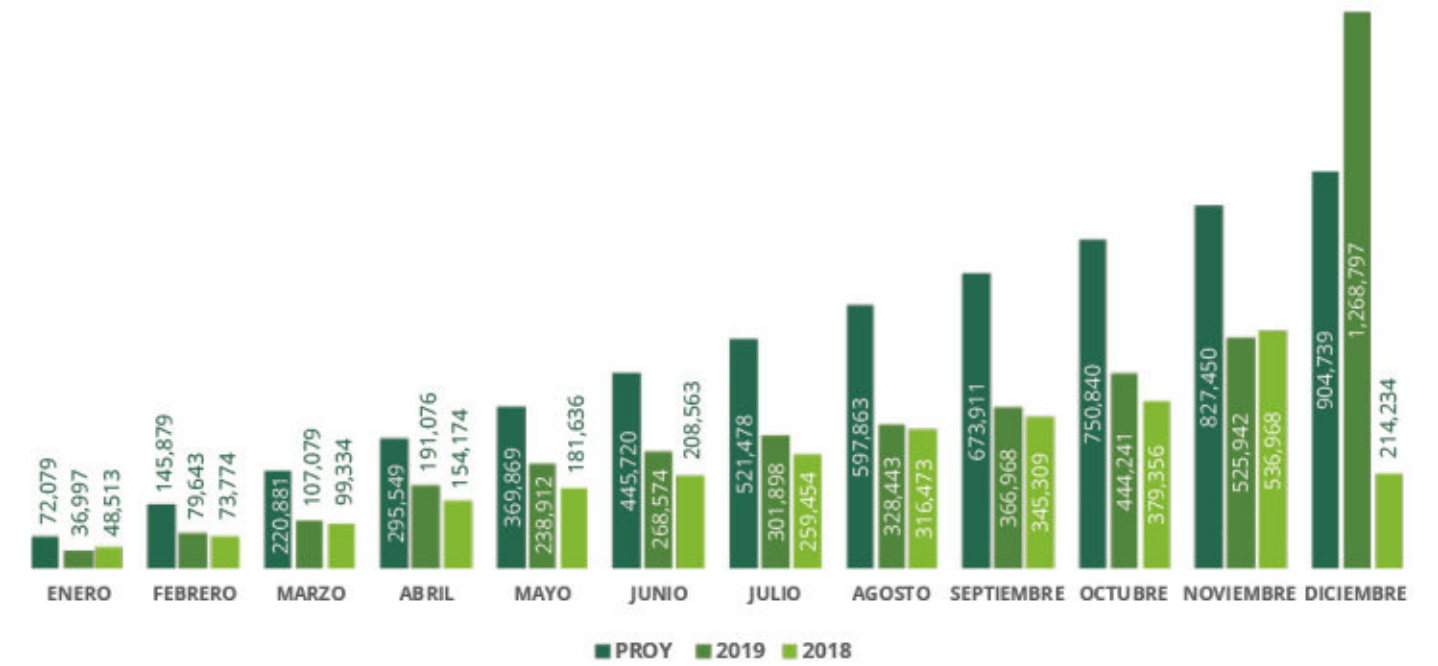
Gastos administrativos



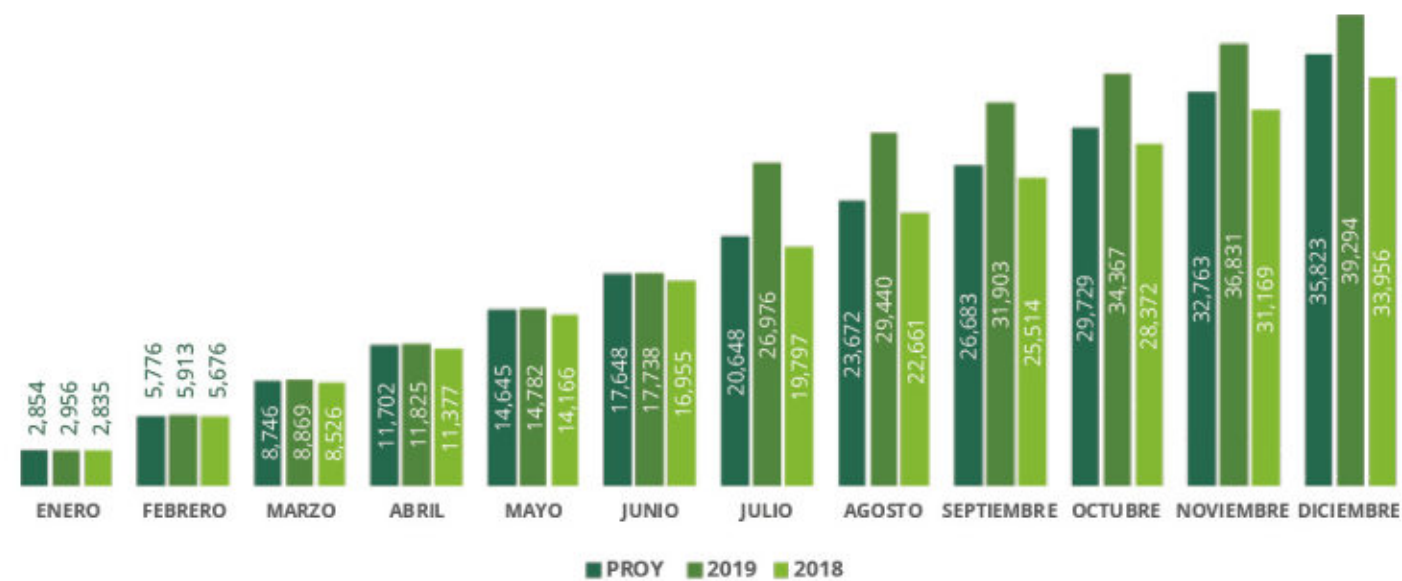
Deterioro provisiones y depreciaciones



Otros gastos



Gastos no operacionales



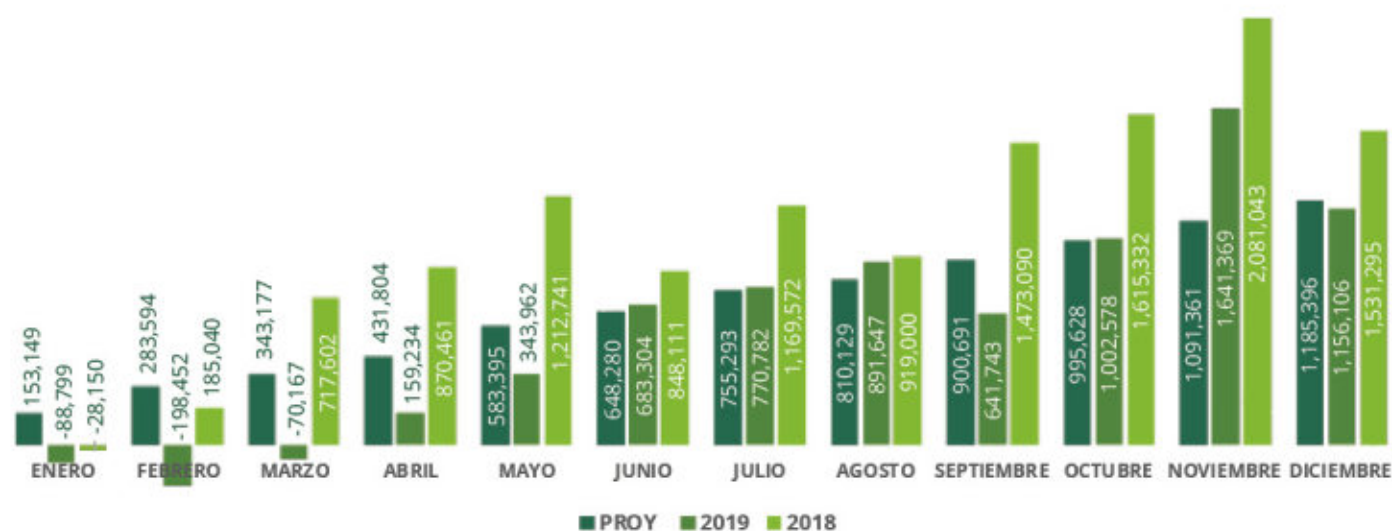
Utilidad bruta en ventas



Utilidad operacional



Utilidad neta



INDICADORES DE LA SITUACIÓN FINANCIERA NIIF 2019

Indicadores de Liquidez

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	
	2019	
Activo Corriente	11,460,176	= 1.12
Pasivo Corriente	10,228,014	
La empresa tiene una razón corriente de 1,12 lo que quiere decir que por cada peso que la empresa debe en el corto plazo cuenta con 1,12 pesos para responder, con respecto a el año 2019		La empresa tiene una razón corriente de 1,12 lo que quiere decir que por cada peso que la empresa debe en el corto plazo cuenta con 1,12 pesos para responder, con respecto a el año 2019

INDICADORES NIIF				INDICADORES COLGA						
2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
1.15	1.02	1.06	1.07	1.07	0.82	0.91	1.2	1.4	0.81	1.12

La empresa tiene una razón corriente de 1,12 lo que quiere decir que por cada peso que la empresa debe en el corto plazo cuenta con 1,12 pesos para responder, con respecto a el año 2019

SOLIDEZ	INDICADORES NIIF	
	2019	
Activo Total	41,655,939	= 2.18
Pasivo Total	19,111,618	
Muestra la disponibilidad del activo para cubrir cada peso de las obligaciones adquiridas		La empresa en este momento tiene a su disposición 2,18 pesos para respaldar cada (1) peso de sus obligaciones con el total del activo

INDICADORES NIIF				INDICADORES COLGA						
2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
2.38	2.24	2.57	2.86	1.81	1.75	1.84	1.61	1.6	2.0	2.21

La empresa en este momento tiene a su disposición 2,18 pesos para respaldar cada (1) peso de sus obligaciones con el total del activo

CAPITAL TRABAJO	INDICADORES NIIF	
	2019	
Activo Corriente (-) Pasivo Corriente	11,460,176 (-) 10,228,014	= 1,232,162
Pasivo Corriente	10,228,014	
<p>No es propiamente un indicador sino una forma de cuantificar en pesos los resultados de la razón corriente en forma de valor.</p> <p>La Empresa atendiendo sus obligaciones a corto plazo queda con \$1,232,162 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.</p>		

INDICADORES NIIF				INDICADORES COLGA	
2018	2017	2016	2015	2014	2013
1,598,783	144,384	486,872	362,099	541,009	1,789,904

Indicadores de Liquidez

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

ENDEUDAMIENTO TOTAL	INDICADORES NIIF	
	2019	
Activo Total	19,111,618	= 45.88%
Pasivo Total	41,655,939	
<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 2019 tienen una participación del 45,88% sobre el total de los activos, el cual no es un nivel muy riesgoso, o que por cada peso que la empresa ha invertido 45,88 centavos han sido financiados por los acreedores</p>		

INDICADORES NIIF				INDICADORES COLGA						
2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
41.93%	44.64%	38.84%	34.97%	55.2%	57.06%	54.49%	62.18%	62.52%	50.01%	45.16%

Significa que los acreedores de la empresa a diciembre del año 2019 tienen una participación del 45,88% sobre el total de los activos, el cual no es un nivel muy riesgoso, o que por cada peso que la empresa ha invertido 45,88 centavos han sido financiados por los acreedores

INDICADOR DE APALANCAMIENTO	INDICADORES NIIF	
	2019	
Activo Total	19,111,618	= 84,77%
Patrimonio	22,544,321	
<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 84,77% en comparación con el patrimonio para contribuir con los compromisos de la empresa. También es importante ver quien financia mas la empresa si los accionistas o los acreedores. En este caso son los Accionistas.</p>		

INDICADORES NIIF				INDICADORES COLGA						
2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
80.64%	63.5%	63.5%	53.78%	123.21%	132.87%	119.74%	164.44%	166.78%	100.04%	82.37%

Significa que el pasivo de la empresa se ha comprometido en un 84,77% en comparación con el patrimonio para contribuir con los compromisos de la empresa. También es importante ver quien financia mas la empresa si los accionistas o los acreedores. En este caso son los Accionistas.

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	
	2019	
Utilidad NETA	1,156,106	
(+) Interes Financieros	333,851	
(+) impuestos ica y cree y renta	1,931,520	= 5,113,201,95
(+) Gastos de depreciación	1,548,262	
(+) Gastos por amortizaciones	143,462	

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

La Utilidad neta reportada en el estado de resultados es de \$1,156,106 pero entre los gastos se presentan gastos como: \$333,851 de intereses, \$1,931,520 de impuestos, \$1,548,263 de depreciación, \$143,462 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.

INDICADORES NIIF				INDICADORES COLGA	
2018	2017	2016	2015	2014	2013
3,936,081	1,143,170	5,622,111.62	4,106,141.28631	4,516,884	4,756,976

La Utilidad neta reportada en el estado de resultados es de \$1,156,106 pero entre los gastos se presentan gastos como: \$333,851 de intereses, \$1,931,520 de impuestos, \$1,548,263 de depreciación, \$143,462 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.

MARGEN EBITDA	INDICADORES NIIF	
	2019	
Ebitda	5,113,202	= 13.03
Ingresos Netos	39,252,540	

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.

Por cada \$100 de ingreso, la operación deja utilidades en efectivo por \$13,03 para el mes de Diciembre 2019, para pagar impuestos, realizar inversiones, atender la deudas y pagar dividendos.

INDICADORES NIIF				INDICADORES COLGA	
2018	2017	2016	2015	2014	2013
10.21	3.58	16.95	16.11	17,73	21,93

Por cada \$100 de ingreso, la operación deja utilidades en efectivo por \$13,03 para el mes de Diciembre 2019, para pagar impuestos, realizar inversiones, atender la deudas y pagar dividendos.

CERTIFICACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

NOTAS DE CARÁCTER GENERAL

NOTAS DE CARÁCTER ESPECÍFICO

Hemos encendido el progreso con transparencia en las finanzas.

CAPÍTULO

09

CERTIFICACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Mocoa 18 de **Febrero de 2020.**

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 2019, 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 Empresa, 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 Empresa.
7. Los estados financieros al 31 de diciembre de 2019 y 2018, 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 veintisiete (27) de marzo de 2020.

REPRESENTANTE LEGAL

JHON GABRIEL MOLINA ACOSTA
Gerente

CONTADOR

JEANE ALEXANDRA GUERRERO
TP116529-T

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Al 31 de Diciembre de 2019 y 2018

(Cifras en miles de pesos colombianos - COP)

	Notas	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018
ACTIVOS			
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	864.311	626.073
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	6	9.273.188	9.218.508
Activos por impuestos	7	0	185.618
Inventarios	8	1.322.677	1.451.039
Inversiones	10	0	460.400
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		11.460.176	11.941.638
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Efectivo Restringido	5	2.195	0
Inversiones	10	460.400	0
Propiedades, planta y equipo	11	27.650.510	22.936.859
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12	330.482	473.944
Activos por impuestos diferidos	7	1.214.847	1.154.843
Otros activos no financieros	9	537.329	325.233
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		30.195.763	24.890.879
TOTAL ACTIVOS		41.655.939	36.832.517
PASIVOS			
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos financieros	13	1.260.910	647.518
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	14	7.336.868	8.686.783
Beneficios a empleados	15	641.900	569.717
Pasivos por impuestos	7	988.336	438.837
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		10.228.014	10.342.855
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivos financieros	13	2.625.866	971.278
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	14	4.045.351	2.219.070
Pasivos por impuestos diferidos	7	2,212,387	1,911,098

TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		8,883,604	5,101,446
TOTAL PASIVOS		19,111,618	15,444,301
PATRIMONIO NETO			
Capital emitido	16	10,920,760	9,546,030
Prima de emisión	16	28,105	28,105
Otras reservas	16	1,884,559	1,731,429
Ganancias acumuladas(EFECTO POR CONVERSION NIIF)	16	8,554,791	8,551,357
Utilidad del Ejercicio		1,156,106	1,531,295
PATRIMONIO NETO TOTAL		22,544,321	21,388,216
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO NETO		41,655,939	36,832,517
	Diferencia	0	0

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL

Al 31 de Diciembre de 2019 y 2018
(Cifras en miles de pesos colombianos - COP)

		30 de Diciembre de 2019	30 de Diciembre de 2018
Ingresos de actividades ordinarias	17	39,252,540	38,564,823
Costo de ventas y Operación	18	(31,481,115)	(31,428,006)
Ganancia bruta		7,771,425	7,136,817
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN	19	(3,679,586)	(4,805,630)
Otros ingresos	20	147.062	188.196
Otros Gastos	20	(1.268.797)	(612.712)
Otras Ganancias (Pérdidas)		2.970.104	1.906.671
INGRESOS FINANCIEROS	21	156.816	167.981
Gastos financieros	21	(39.294)	(33.956)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos		3.087.626	2.040.696
Ingreso (gastos) por impuestos	22	(1.931.520)	(509.401)
RESULTADOS NETO DEL PERIODO		1.156.106	1.531.295

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO

Al 31 de Diciembre de 2019 y 2018
(Cifras en miles de pesos colombianos - COP)

	Capital emitido	Prima de Emisión	Reservas			Ajuste adopción NCIF
SALDOS AL 01 DE ENERO DE 2018 NOTA 16	9.546.030	28.105	0	0	2.545.126	0
Capital	0					
Prima de Emisión		0				
Consitución de Reservas			0	0	(813.697)	
Distribución de Dividendos						
Resultados Acumulados	0		0	0	0	0
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018	9.546.030	28.105	0	0	1.731.429	0
Capital	1.374.730					
Prima de Emisión		0				
Consitución de Reservas			0	0	153.130	
Distribución de Dividendos						
Déficit de resultado generado en el periodo de transición a NCIF						
Resultados Acumulados	0		0	0	0	0
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019	10.920.760	28.105	0	0	1.884.559	0

	Ganancias Acumuladas				Total patrimonio
	Resultados del ejercicio	Ganancias Acumuladas	Efectos por conversión	Total	
SALDOS AL 01 DE ENERO DE 2018 NOTA 16	(813.697)	5.025	8.546.332	7.737.660	19.856.921
Capital				0	0
Prima de Emisión				0	0
Consitución de Reservas	0			0	(813.697)
Distribución de Dividendos	0			0	0
Resultados Acumulados	2.344.992	0	0	2.344.992	2.344.992
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018	1.531.295	5.025	8.546.332	10.082.652	21.388.216
Capital				0	1.374.730
Prima de Emisión				0	0
Consitución de Reservas	(153.130)			(153.130)	0
Distribución de Dividendos	(1.378.165)	0		(1.378.165)	(1.378.165)
Déficit de resultado generado en el periodo de transición a NCIF	0		0	0	0
Resultados Acumulados	1.156.106	3.434	0	1.159.540	1.159.540
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019	1.156.106	8.459	8.546.332	9.710.897	22.544.321

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO

Años terminados el 31 de diciembre de 2019 y 2018

(Cifras en miles de pesos colombianos - COP)

	31 de Diciembre de 2019	31 de Diciembre de 2018
FLUJO DE EFECTIVO POR ACTIVIDADES DE OPERACIÓN		
Resultados netos del periodo	1,156,106	1,531,295
AJUSTES PARA CONCILIAR LOS RESULTADOS NETOS DEL PERIODO CON EL EFECTIVO (USADO EN) PROVISTOS POR LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Depreciación y amortización	1,691,709	1,613,873
Impuesto de renta diferido, neto	1,931,520	498,270
CAMBIO EN ACTIVOS Y PASIVOS OPERACIONALES:		
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	(54,680)	(2,376,888)
Activos por impuestos corrientes	185,618	(185,618)
Otros Activos no financieros corrientes	59,930	61,786
Aumento (disminución) Otros Activos	(128,362)	488,989
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(1,349,915)	998,496
Pasivos por impuestos corrientes	549,499	(339,888)
pasivo financiero de corto plazo	613,392	191,671
Otros pasivos no financieros corrientes	72,183	184,695
Efectivo neto (usado en) provisto por actividades operacionales	4,727,000	2,66,681
FLUJO DE EFECTIVO POR LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Adiciones a propiedad, planta y equipo	(6,141,155)	(2,282,128)
Adiciones (disminuciones) activos intangibles distintos de la plusvalía	0	0
Efectivo neto (usado en) provisto por actividades de inversión	(6,141,155)	(2,282,128)
FLUJOS DE EFECTIVO POR LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Pasivo financiero Largo plazo	1,654,588	87,348
Efectivo neto (usado en) provisto por actividades de financiación	1,654,588	87,348
AUMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES		
Efectivo al inicio del período	626,073	154,172
Efectivo al Final del período	866,506	626,073

**JHON GABRIEL
MOLINA ACOSTA**
Gerente

**JEANE ALEXANDRA
GUERRERO**
Contadora TP116529-T

**DUCARDO JEMBER
URQUIJO CHAVEZ**
Revisor Fiscal TP 113563-T

NOTAS A DE CARÁCTER GENERAL

Del 31 de diciembre de 2019

(Comparación de cifras al 31 de diciembre 2018)

(Cifras en miles de pesos colombianos - COP)

Nota 1. Información general

Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P, 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 2019, es el siguiente:

AÑO	% ENTIDADES PUBLICAS	% SECTOR PRIVADO
2019	23.96%	76.04%
2018	23.75%	77.25%
2017	23.75%	77.25%
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%
TORRE LENOVO 30C6S0JB00	2	Centro Control
SCANNER HP	1	Contratación

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.

3) 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.

4) Celebrar y ejecutar los actos civiles y mercantiles convenientes o necesarios para el desarrollo de su objeto social.

5) Participar y apoyar los planes ambientales de las zonas de influencia de sus obras.

6) 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.

7) La compra, venta y distribución de toda clase de elementos, materiales y/o equipos, electrónicos, electromecánicos y otros en el cumplimiento del objeto social.

8) 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 EEP SA ESP.

9) En general, ejecutar cualquier acto o contrato que tienda en forma directa al cumplimiento del objeto social.

10) Actividades económicas que le genere valor agregado a la empresa.

11) 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 presentación de los estados financieros

2.1. Normas contables aplicadas

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, y demás decretos reglamentarios, prepara sus estados financieros de conformidad con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera Aceptadas en Colombia (en adelante NCIF).

2.2. Bases de Medición

Los estados financieros de la EEP SA ESP, 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 directamente observable o estimado usando otra técnica de valuación. Al estimar el valor razonable de un activo o un pasivo, la EEP SA ESP 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. Resumen de las principales políticas 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 EEP SA ESP, 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 EEP SA ESP, 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.

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 período 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 período 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 período 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 EEP SA ESP, 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 EEP SA ESP, 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 EEP SA ESP, 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 EEP SA ESP, 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 reconocimiento inicial.

3.4.4. Baja en cuentas de un pasivo financiero

La EEP SA ESP, 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

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. Impuesto de 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 EEP SA ESP, por concepto del impuesto corriente e impuesto de renta para la equidad (CREE) se calcula utilizando las tasas fiscales aprobadas al final del periodo sobre el cual se informa. La EEP SA ESP, 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 periodo 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 recono-

cido como un activo. Cuando una pérdida fiscal se utilice para recuperar el impuesto corriente pagado en periodos anteriores, la EEP SA ESP, 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.

3.5.2. Impuesto de 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 desmantelar 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 EEP SA ESP, 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.

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 EEP SA ESP, 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.

3.6.2. Deterioro del valor de las propiedades, planta y equipo

Al final de cada periodo sobre el cual se informa, la EEP SA ESP 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 intangibles se contabilizan al costo menos las amortizaciones y cualquier pérdida acumulada por deterioro del valor, en caso de existir.

La EEP 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.

La EEP 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 EEP, 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.

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 estimadas 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

La EEP 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 EEP, a partir de su actividad principal.

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 EEP, que aumentan el patrimonio.

3.10.1.2 Ingresos por prestación de servicios

Corresponde a los ingresos por prestación de servicios de acueducto y alcantarillado, red de gas, mantenimiento de equipos, a partir de su actividad principal.

3.10.1.3. Ingresos rendimientos financieros e intereses

Corresponden a los valores que recibe la EEP 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 EEP 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, inclu-

ye 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 EEP.

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 EEP. Las donaciones pueden ser en Efectivo, Inversiones, Derechos, Bienes Muebles e Inmuebles y Otros Activos.

3.10.3. Costos y Gastos

La EEP SA ESP, 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 EEP, la Administración debe hacer juicios, estimados 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 EEP SA ESP 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 serán pagados a cambio de esos servicios relacionados.

3.12. Provisiones y contingencias

Una provisión representa un pasivo de la EEP 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. Estas 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 EEP 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 EEP 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; solo 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 EEP 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 EEP 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 EEP reconoce una cuenta por cobrar de una demanda o proceso legal a favor, solo cuando:

A. Se haya recibido un fallo de la autoridad competente.

B. Sea probable que la EEP reciba recursos del demandante.

C. 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 EEP, no se registran en los Estados financieros, ni se revelan en las notas; solo 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 EEP SA ESP 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 período 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 EEP 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 período 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 2.3, la EEP SA ESP revisa la vida útil estimada de las propiedades, planta y equipo al final de cada periodo anual. La EEP 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. No obstante, 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 DEPRECIACION
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 EEP SA ESP 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 es calculado por la EEP. 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 información 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 causados sobre las bases de información disponible sobre 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 a partir de 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.

NOTAS A DE CARÁCTER ESPECIFICO

Nota 5. Efectivo y equivalentes

El saldo de efectivo y equivalentes de efectivo al 31 de diciembre de 2019 se componía por:

5.1) Efectivo y Equivalentes de Efectivo

	31-dic-19	31-dic-18
Caja	5.574.300	5.574.300
Cuentas bancarias corrientes y de ahorro:		
Bco. BBVA cta cte. No.59811787-7	-	175.612
Bco. BBVA cta cte. No.88200013-6	45.656	149.562
Bco. Popular cta cte. No.69011867-4	222.885.861	-
Bco. Popular cta cte. No.69072244-2 STR	76.800	76.798
Bco. Agrario de Colombia Orito cta cte. No.11329-4	2.693.495	10.705.914
Bco. Agrario de Colombia Mocoa cta cte. No.1235-9	533.745	264.951
Bco. Agrario de Colombia Villa cta cte. No.547-9	489.208	13.344.296
Bco. Agrario de Colombia Pto. Guzmán No.256-7	2.758.016	1.797.386
Bco. Popular cta ahorros No. 69072114-7	570.090.088	1.844.020
Bco. Popular cta ahorros No.69072097-4	42.412.551	3.040.812
Bco. Popular cta ahorros 69072240-0	2.523	2.523
Bco. BBVA cta ahorros No. 598208320	4.707.212	12.557
Bco. BBVA cta ahorros No. 598313948	263.482	147.723
Bco. BBVA cta ahorros No. 598313930	7.085.025	163.735
Bco. BBVA Subsidios 598313922	100.024	100.024
Bco. BBVA Fdo Inversión 45287	4.462.866	4.251.206
Bco. BBVA cta ahorros No. 598351781 convenio	3.043	3.043
Bco. BBVA cta ahorros No. 598364321	127.029	204.175
TOTAL	858.736.624	36.284.337
Fondos especiales		
Fiduciaria Corficolombiana	-	584.214.275
TOTAL	864.310.924	626.072.912

5.2. Efectivo restringido

En este rubro encontramos, los depósitos realizados a la FIDUCIARIA CORFICOLMBIANA, para ejecución de proyecto de recuperación de la subestación Junín.

	31-DIC-19	31-DIC-18
Fondos especiales		
Fiduciaria Corficolombiana	2.195.307	-
TOTAL	866.506.231	626.072.912

Nota 6. 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 2019 se componía por:

	31-DIC-19	31-DIC-18
Servicios Públicos	7.525.439.999	6.970.137.349
comercialización	3.360.487.703	3.225.034.069
Sistema de Transmisión Regional	7.156.531	33.823.270
Otros Servicios de Energía	95.375.938	332.488.169
Prestación de Servicios No Facturados	814.525.000	765.570.510
subsidio Servicio de Energía	3.285.862.110	2.651.188.614
Deterioro	(37.967.283)	(37.967.283)
Otros Deudores	1.747.748.397	2.248.371.026
TOTAL	9.273.188.396	9.218.508.375

En el rubro de Servicios Públicos encontramos, que está compuesto principalmente por la comercialización de energía eléctrica a los usuarios, en la prestación de este servicio público, en desarrollo del objeto social de la EEP SA ESP, y observamos también el saldo en la cuenta de subsidios que representa los valores otorgados a los usuarios por parte del Ministerio de Minas y Energía, el saldo en la cuenta otros activos corresponde a los valores adeudados a la empresa por motivo de arrendamientos de postes, prestación de servicios,

Nota 7. Activos y **pasivos por impuestos**

El saldo de activos y pasivos por impuestos al 31 de diciembre de 2019 se componía por,

7.1. Activos por Impuestos

1) A continuación, se detalla el análisis del impuesto corrientes compensados con las cuentas del pasivo por impuesto y contribuciones, presentados en el estado de situación financiera a 31 de diciembre de 2019:

IMPUESTOS CORRIENTES	31-DIC-19	31-DIC-18
Anticipo Impuesto sobre la Renta	-	3.909.000
saldo a favor Liquidaciones Privadas	-	181.709.000
Anticipo de Impuesto de Industria y Comercio	-	0
TOTAL	-	185.618.000

7.2. Pasivo por impuestos:

2) A continuación, se detalla el análisis de los activos y pasivos del impuesto diferidos presentados en el estado de situación financiera a 31 de diciembre de 2019:

	31-DIC-19	31-DIC-18
Pasivos del impuesto corriente	31-dic-19	31-dic-18
Anticipo de Impuesto sobre la Renta	-	0
Retención en la Fuente	121.968.750	61.530.001
Anticipo de impuesto de Industria y comercio	-	7.018.944
Impuesto de Renta y Complementarios	317.181.241	-
Impuesto de Industria y Comercio	405.646.221	357.398.333
Contribuciones	21.879.102	-
impuesto al valor agregado	23.196.991	12.889.530
otras obligaciones DIAN	98.463.001	-
TOTAL	988.335.306	438.836.808

7.3. Activos y pasivos por impuesto Diferido:

IMPUESTOS DIFERIDOS	31-DIC-19	31-DIC-18
Activos por Impuesto Diferido	1.214.846.556	1.154.846.180
Pasivo por Impuesto Diferido	2.212.387.488	1.911.097.905
	-997.540.932	-756.251.725
Impuesto diferido activo- pasivo relacionado con:	31-dic-19	31-dic-18
Cuentas por cobrar	-331.219.061	-179.538.000
Inventarios	-26.552.560	-26.553.000
Propiedad planta y equipo	-622.782.254	-532.864.000
Otros activos	-94.566.062	-28.612.000
Pasivos financieros	0	0
Cuentas por pagar	77.579.004	11.312.000
Otros pasivos		0
TOTAL	-997.540.933	-756.255.000

Nota 8. Inventarios.

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

El saldo a Inventarios del 31 de diciembre 2019 se componía por,

	31-DIC-19	31-DIC-18
Mercancías en Existencia	97.457.786	105.077.270
Materiales para la Prestación de Servicios	1.225.219.480	1.345.961.765
TOTAL	1.322.677.266	1.451.039.035

Nota 9. Otros activos no financieros.

En este rubro se encuentran registrados gastos pagados por anticipado como seguros, honorarios y otros gastos.

El saldo de otros activos no financieros al 31 de diciembre de 2019 se componía por,

	31-DIC-19	31-DIC-18
Mercancías en Existencia	97.457.786	105.077.270
Materiales para la Prestación de Servicios	1.225.219.480	1.345.961.765
TOTAL	1.322.677.266	1.451.039.035

Otros activo no financieros

	31-DIC-19	31-DIC-18
Gastos Pagados por anticipado	511.103.144	325.232.652
Cargos Diferidos	26.226.168	0
	537.329.312	325.232.652

Nota 10. Inversiones.

El saldo a Inversiones del 31 de diciembre 2019 se componía por,

	31-DIC-19	31-DIC-18
Acciones Ordinarias (Frigorífico del Putumayo SA)	70.300.000	70.300.000
Acciones Preferenciales (Frigorífico del Putumayo SA)	390.100.000	390.100.000
	460.400.000	460.400.000

	ACCIONES	VALOR	PARTICIPACIÓN
Acciones Ordinarias (Frigorífico del Putumayo SA)	703	70.300.000	9,45%
Acciones Preferenciales (Frigorífico del Putumayo SA)	3.901	390.100.000	52,44%

Nota 11. Propiedades, planta y equipo

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, el saldo neto al 31 de diciembre de 2019 se componía por,

En la cuenta de Plantas, ductos y túneles se incluyeron los valores correspondientes a los activos en comodato, por solicitud directa del Ministerio de Minas y Energía, a través de comunicación escrita, radicado 201607563108-11-2016, donde informa que el Ministerio retira de sus estados financieros el valor de los contratos de comodato de bienes muebles entregados a terceros y entregados en administración, amparada en el instructivo 002 del 8 de octubre de 2015, emitido por la Contaduría General de la Nación en su punto 1.1 el cual 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 EEP SA ESP, procedió al reconocimiento de este activo en esta cuenta por el valor de \$6.158.472.030.

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

	31-DIC-19	31-DIC-18
Terrenos	1.064.551.563	1.064.551.563
Construcciones en Curso (1)	3.025.220.999	0
Edificaciones	2.218.262.462	2.200.322.993
Plantas, ductos y túneles (2)	14.097.485.720	12.543.968.906
Redes, líneas y cables (2)	14.098.726.429	12.763.417.177
Maquinaria y equipo	1.840.192.089	1.555.755.777
Muebles Enseres y Equipo de Oficina	327.103.784	327.103.784
Equipos de comunicación y Computación	1.239.336.946	1.193.862.396
Equipo de Transporte Tracción y Elevación	193.873.179	193.873.179
Depreciación Acumulada	(10.454.243.542)	(8.905.996.908)
TOTAL	27.650.509.629	22.936.858.867

La propiedad con la respectiva Depreciación Acumulada está compuesta de la siguiente manera:

	31-DIC-19	31-DIC-18
propiedad planta y equipo	38.104.753.171	31.842.855.775
Terrenos	1.064.551.563	1.064.551.563
Construcciones en Curso	3.025.220.999	0
Edificaciones	2.218.262.462	2.200.322.993
Plantas, ductos y túneles	14.097.485.720	12.543.968.906
Redes, líneas y cables	14.098.726.429	12.763.417.177
Maquinaria y equipo	1.840.192.089	1.555.755.777
Muebles, enseres y equipo de oficina	327.103.784	327.103.784
Equipos de computación y comunicación	1.239.336.946	1.193.862.396
Flota y equipo de transporte	193.873.179	193.873.179
Depreciación acumulada	-10.454.243.542	-8.905.996.906
Edificaciones	-314.108.744	-269.669.012
Plantas, ductos y túneles	-3.854.985.519	-3.345.758.196
Redes, líneas y cables	-3.576.387.562	-3.130.849.021
Maquinaria y equipo	-1.225.003.851	-917.942.587
Muebles, enseres y equipo de oficina	-212.219.517	-181.808.392
Equipos de computación y comunicación	-1.126.280.794	-926.797.714
Flota y equipo de transporte	-145.257.555	-133.171.984
TOTAL PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO NETO	27.650.509.629	22.936.858.869

Nota 12. Activos intangibles

Esta cuenta representa los valores correspondientes por adquisición de software, por la EEP SA ESP, 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 2019 se componía por,

	31-DIC-19	31-DIC-18
Intangibles	945.624.559	945.624.559
Amortización Acumulada	(615.142.305)	(471.679.960)
	330.482.254	473.944.599

Nota 13. Pasivos financieros

En este rubro encontramos las obligaciones contraídas por la EEP SA ESP; con entidades bancarias en avales, cupos rotativos, préstamos y sobregiros,

Los préstamos financieros a 31 de diciembre de 2019 se componían por,

	31-DIC-19	31-DIC-18
Obligaciones Financieras Corrientes		
sobregiros Obtenidos (1)	87.839.855	123.813.980
Banca Comercial (2)	555.069.836	523.704.020
Otras Entidades (3)	618.000.000	0
	1.260.909.691	647.518.000
Obligaciones Financieras No Corrientes		
Banca Comercial (2)	812.043.097	971.278.000
Otras Entidades (3)	1.813.822.539	0
	2.625.865.636	971.278.000
Sobregiros Obtenidos (1)	87.839.855	123.813.980
Bancolombia Cta Cte. 0927477611-79	37.839.855	45.317.995
Bancolombia Popular Cta Cte. 110690118674	0	78.495.985
BBVA de Colombia SA.	50.000.000	0
Banca Comercial (2)	1.367.112.933	1.494.982.020
Banco BBVA 9600250645	511.001.156	405.506.909
Banco BBVA Bancóldex	175.000.000	250.000.000
Banco BBVA	0	0
Banco BBVA 96000266401	0	93.333.633
Banco BBVA 9600245477	210.863.597	170.000.000
Banco BBVA 9600266203	0	120.571.829
Banco BBVA Cesantías	40.833.333	36.666.718
Banco Popular	180.000.000	178.499.997
Bancolombia	249.414.847	240.402.934
Otras Entidades (3)	2.431.822.539	0
Inversiones comerciales San German	238.058.700	0
Eléctricas de Medellín Ltda.	2.193.763.839	0

En el rubro de la cuenta Otras Entidades está incluido el valor de la obligación financiera correspondiente a la Propiedad en construcción del contrato denominado modelo económico BOOT restablecimiento 230 subestación Junín.

Nota 14. Cuentas por pagar **comerciales y otras cuentas por pagar**

Las cuentas por pagar comerciales por pagar y otras cuentas por pagar a 31 de diciembre de 2019 se componían por:

Las cuentas; Adquisición de bienes y servicios (1) y Acreedores (2) son discriminadas por sus componentes debido al tamaño e importancia de la mismas donde se registran las obligaciones contraídas por la EEP SA ESP, en los mencionados rubros, en el desarrollo del objeto social.

CORRIENTE	31-DIC-19	31-DIC-18
Adquisición de bienes y servicios (1)	3.165.104.961	2.320.648.698
acreedores (2)	3.675.147.344	6.107.054.866
subsídios Asignados	496.615.219	259.079.450
TOTAL	7.336.867.524	8.686.783.014
No Corriente		
Adquisición de bienes y servicios (1)	179.078.382	0
acreedores (2)	1.067.912.316	0
subsídios Asignados	0	0
Avances y Anticipos	2.798.360.705	2.219.070.148
	4.045.351.403	2.219.070.148
TOTAL	11.382.218.927	10.905.853.162
Adquisición de bienes y servicios (1)	3.344.183.343	2.320.648.698
energía	3.137.260.631	2.099.828.551
str	4.532.772	213.015
otros bienes	202.389.940	220.607.132
Acreedores (2)	4.743.059.660	6.107.054.866
Comisiones Honorarios y servicios	1.077.475.745	1.318.641.347
Dividendos y participaciones	796.992.372	846.992.372
Servicios públicos	9.558.865	6.936.196
Arrendamientos	68.721.679	15.776.828
Viáticos y gastos de viaje	13.191.156	15.954.166
Seguros.	45.607.850	261.370.832
Aportes a fondos pensionales	47.314.000	43.430.655

	31-DIC-19	31-DIC-18
Aportes a seguridad social	12.873.700	11.448.300
Aportes ICBF SENA y cajas de	11.749.700	10.646.200
Sindicatos	4.553.399	4.064.721
Embargos Judiciales	220.241.821	384.133
Riesgos profesionales	12.694.400	11.610.300
Libranzas	50.037.489	44.104.148
Otros acreedores	2.372.047.483	3.515.694.668

Nota 15. **Beneficios a empleados**

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

Los beneficios a empleados al 31 de diciembre de 2019 se componían por,

	31-DIC-19	31-DIC-18
Salarios y prestaciones sociales		
Nomina por Pagar	1.567.695	482.874
Cesantías	290.753.513	247.751.498
Intereses Sobre Cesantías	35.344.837	28.789.957
Vacaciones	183.856.147	122.569.476
Prima de Servicios	89.270	0
Bonificaciones	130.288.638	170.123.630
Total	641.900.100	569.717.435

Nota 16. **Patrimonio**

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 2019 se encuentran suscritas y pagadas 1.092.076 acciones de valor nominal \$10.000, para un total del capital autorizado y pagado de \$ 10.920.760.000 de propiedad de 754 accionistas,

La composición del patrimonio, al 31 de diciembre de 2019 cerró de la siguiente manera,

	31-DIC-19	31-DIC-18
Capital suscrito y pagado (1)	10.920.760.000	9.546.030.000
prima en colocación de acciones	28.105.000	28.105.000
reservas	1.884.558.756	1.731.429.220
Utilidades o excedentes acumulados	8.460.562	5.024.738
Ganancias Retenidas (2)	8.546.332.349	8.546.332.349

resultados del ejercicio	1.156.105.830	1.531.295.360
TOTAL	22.544.322.497	21.388.216.667
	641.900.100	569.717.435
Capital suscrito y pagado (1)		
capital autorizado	15.527.940.000	9.700.000.000
capital por suscribir	-4.607.180.000	-153.970.000
Total	10.920.760.000	9.546.030.000
Ganancias Retenidas (2)		
Por conversión a NIIF Activo	6.301.238.595	6.301.238.595
Por conversión a NIIF Pasivo	2.471.775.967	2.471.775.967
Por conversión a NIIF	544.234.997	544.234.997
Ajuste por diferencia	-770.917.210	-770.917.210
Total	8.546.332.349	8.546.332.349

Nota 17. 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 2019 equivalen a:

	31-DIC-19	31-DIC-18
Venta de Bienes Comercializados	59.104.298	45.184.471
servicio de Energía (1)	39.537.977.752	38.409.907.240
Otros Servicios	575.874.068	551.557.095
Devoluciones Rebajas y Descuentos	-920.416.557	-441.826.128
	39.252.539.561	38.564.822.678
Servicio de Energía (1)		
Mocoa	16.185.142.984	16.085.408.665
Villagarzón	5.373.466.341	5.330.358.070
Pto Guzmán	1.485.380.990	1.480.434.821
Orito	7.553.860.058	7.169.224.792
Piamonte	889.913.294	865.971.887
Santa Rosa	8.159.960	8.979.892
Total Consumo de Energía	31.495.923.627	30.940.378.127
Alumbrado Publico		

Villagarzón	433.488.655	438.980.775
Puerto Guzmán	143.291.149	141.248.522
Orito	261.296.100	246.958.608
Piamonte	23.285.000	22.135.000
Total Alumbrado Público	861.360.904	849.322.905
Instalaciones	353.809.288	378.757.793
Cortes y Reconexiones	64.053.000	40.854.000
Consumo sin Medición	44.338.284	58.631.598
Sistema de Transmisión Regional	1.804.229.344	1.779.797.994
Sistema de Distribución Local	1.405.291.747	1.073.404.615
ADD	3.386.514.053	3.288.760.208
Energía Reactiva	122.457.505	0
Total Servicio de Energía	39.537.977.752	38.409.907.240

Nota 18. Costos de operación

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 2019 se componían por,

	31-DIC-19	31-DIC-18
Costos de Venta de bienes	53.731.180	64.435.402
Servicios personales	4.653.899.137	4.517.402.000
Generales	2.141.635.887	1.379.662.037
Depreciaciones	1.484.343.361	1.359.373.504
Arrendamiento	66.763.243	69.625.543
Amortizaciones	129.116.109	175.482.084
Costo de Bienes y Servicios	20.524.919.222	21.666.864.673
Órdenes y contratos de Mantenimiento	856.874.363	824.697.133
Honorarios	678.874.122	703.953.391
Servicios públicos	107.646.411	130.536.983
Materiales y otros costos	640.298.261	423.162.700
Seguros	143.013.658	112.809.930
	31.481.114.954	31.428.005.380

Nota 19. Gastos de **administración**

Los gastos de administración al 31 de diciembre de 2019 se componían por,

	31-DIC-19	31-DIC-18
Sueldos y salarios	1.964.917.847	2.103.052.944
Contribuciones Imputadas	0	258.181
Contribuciones efectivas	175.422.250	176.510.248
Generales	966.238.704	1.203.138.737
Impuestos contribuciones y Tasas	494.757.520	689.472.276
Deterioro de Valor para Para Cuentas Comerciales	0	473.717.359
Provisión Para Deterioro de Inventarios	0	80.462.302
Depreciación de Propiedades Planta y Equipo	63.903.273	59.519.800
Amortización de Intangibles	14.346.236	19.498.011
	3.679.585.830	4.805.629.858

Nota 20. Otros **ingresos y gastos**

Los otros ingresos y gastos al 31 de diciembre de 2019 se componían por,

20.1.) Otros Ingresos

	31-DIC-19	31-DIC-18
OTROS INGRESOS		
Extraordinarios	147.062.422	188.196.256

20.2) Otros Gastos

	31-DIC-19	31-DIC-18
OTROS GASTOS		
Intereses	294.556.383	247.555.354
Comisiones	167.620.036	150.922.548
Extraordinarios	806.620.174	214.234.440
	1.268.796.593	612.712.342

Nota 21. Otros ingresos y **gastos financieros**

Los otros ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2019 se componían por:

21.1) Ingresos Financieros

	31-DIC-19	31-DIC-18
Intereses Financiación Usuarios	13.380.482	18.054.998
Recargo por Mora	129.278.454	128.204.901
Otros ingresos Financieros	14.156.761	21.720.928
Otros ingresos Valoración Costo Amortizado	0	0
	156.815.697	167.980.827

21.2) Gastos Financieros

	31-DIC-19	31-DIC-18
Administración de Fiducia	39.294.376	33.468.408
Otros gastos Financieros	0	487.459
	39.294.376	33.955.867

Nota 22. 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 2019 es del 33%

21.1) Ingresos Financieros

	31-DIC-19	31-DIC-18
Impuesto Renta y Complementarios	1.230.996.915	0
Impuesto Diferido	459.236.972	51.072.137
Otras Provisiones Para Obligaciones Fiscales	241.286.207	458.328.815
	1.931.520.094	509.400.952

Notas 23. Otras revelaciones

GARANTIAS

Tienen como finalidad asegurar el cumplimiento de las obligaciones que surjan a cargo de los agentes del mercado de energía mayorista, correspondientes a transacciones de energía en la bolsa, reconciliaciones, servicios complementarios, cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional, servicios y, en general, por cualquier concepto facturado por XM en su calidad de ASIC y LAC. Adicionalmente, también se contemplan las garantías para cubrir los cargos por uso del STR y SDL.

La EEP SA ESP, en este momento cuenta con los siguientes avales bancarios para el cubrimiento de garantías que permiten resguardar la demanda frente a los contratos de suministro de energía y otros requeridos por la regulación de energía;

- Aval Bancario con el Banco BBVA por valor de 1.000 Millones para cubrir los pagos de XM COMPAÑÍA EXPERTOS EN MERCADOS Nit 900.042.857
- Aval Bancario con el Banco BBVA por valor de 1.000 Millones para cubrir los contratos de suministro de Energía.

Nota 24 - Hechos posteriores

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

Nota 25 - Aprobación de los estados financieros

REVISOR
FISCAL

CAPÍTULO

10

Llevamos 6 años encendiendo el progreso, para seguir mejorando la calidad de vida a través de un mejor servicio.

INFORME DE AUDITORÍA INDEPENDIENTE DEL REVISOR FISCAL

Señores

ACCIONISTAS EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO SA ESP

Asamblea General de Accionistas

Opinión

He auditado los estados financieros preparados conforme a la Norma colombiana de información financiera y de aseguramiento de la información, reglamentada por el país Colombia, y son congruentes, en todo aspecto materiales, por el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de año 2019 (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).

En mi opinión, los estados financieros (Estado de Situación Financiera, Estado de Resultado Integral, Estado de Cambios en el Patrimonio, Estado de Flujos de Efectivo), tomados fielmente del sistema contable, en todos los aspectos materiales, presenta la situación financiera de la EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO SA ESP por el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2019 y el 31 de diciembre del año 2019, de conformidad con las Normas Colombianas de Información Financiera. Excepto por los siguientes aspectos: el no cumplimiento de la resolución CREG 097 de 2008 reglamentada por la resolución CREG 015 del año 2018, en lo referente al Esquema de Incentivos y Compensaciones a la Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica, teniendo en cuenta las inversiones pendientes por la afectación de la avenida torrencial del 31 de marzo de 2017, es importante la auditoria de certificación obtenida en el año 2018, y plan de trabajo para el año 2020, se evidencia una sanción por más de 206 millones pesos por parte de Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible en el año 2019 en primera instancia se encuentra en apelación, sin pronunciamiento por parte de Superintendencia, Otro aspecto el no cumplimiento ley 1393 de 2010 para determinar el ingreso base de cotización en el pago de seguridad social. Otro aspecto son los

hallazgos determinados por revisoría fiscal del año 2019 el cual se encuentra en trámite de legalidad y aplicación de procedimientos internos de la administración y con perspectiva denuncia ante las entidades pertinentes por presunción de fraude al interior de la entidad, en los informes presentados por revisoría fiscal, y excepto por los posibles efectos de los argumentos descritos en Resultados y riesgos, y el informe de auditoría independiente del revisor fiscal- IAIRF.

Resultados y riesgos

La Empresa de Energía del Putumayo SA ESP presenta al 31 de diciembre de 2019 una utilidad de \$1.156 millones de pesos, es importante determinar los ingresos que presentan un incremento de \$687 millones de pesos comparado con el año 2018, La oficina de revisoría fiscal viene sugiriendo y reitera los argumentos en el momento de distribución de utilidades una distribución equitativa con una reserva ocasional, para ello se sugiere que para futuras distribución de utilidades se realice bajo aspectos de flujo de caja y de capitalización en acciones con motivo de ir incrementando sus activos y la disminución de sus pasivos, buscar 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 por un periodo de 5 años aproximadamente. En cuanto al riesgo externo por la naturaleza, es de conocimiento que persiste la incertidumbre de un Riesgo alto que pueden afectar los activos de la Empresa. Es importante efectuar la identificación, reconocimiento, valoración, de todos los activos eléctricos de la empresa a través de una auditoria con expertos y la organización en un sistema tecnológico que permita el control de

los activos y la interacción con el área contable. En cuanto al cumplimiento de las obligaciones con proveedores y acreedores es pertinente que la administración tome medidas de ejecución presupuestal, con un plan de trabajo en cumplimiento de cubrir las obligaciones en especial de suministro de Energía eléctrica y proveedores del sistema eléctrico, los impuestos nacionales, regionales, obligaciones laborales, seguridad social, pólizas de seguro, teniendo en cuenta un flujo de caja, priorizando la disminución del pasivo, y por ende minimizar riesgo de sanciones, multas, o incumplimiento, y disminuir las inversiones en ampliación de redes eléctricas en los municipios. Para ello Es importante determinar la compra de energía y los riesgos por las expectativas de fenómenos naturales que afecten la generación de energía en Colombia, lo cual impacta en el precio, modalidad de compra para los próximos años. La entidad presenta riesgos de cumplimiento en el pago de sus obligaciones en prestaciones sociales por el no pago oportuno, riesgos de custodia y respaldo de la información como riesgo tecnológico, presenta riesgos de custodio - funcionalidad - operación y control software de facturación integrado contabilidad, presenta riesgo alto de acuerdo a los reportes y exigencia de regulación del servicio de energía eléctrica en Colombia.

Responsabilidades de la Dirección y de los responsables del gobierno de la entidad en relación con los estados financieros.

La administración es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con normas colombianas de información financiera (Ley 1314 de 2009 y Decretos Únicos Reglamentarios). 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 estimaciones contables que sean razonables en las circunstancias. Los responsables del gobierno de la entidad son responsables de la supervisión del proceso de información financiera de la Empresa de Energía del Putumayo sa esp. En la preparación de los estados financieros la dirección es responsable de la valoración de la capacidad de la Sociedad de continuar como empresa en funcionamiento, revelando,

según corresponda, las cuestiones relacionadas con la Empresa en funcionamiento y utilizando el principio contable de empresa en funcionamiento excepto si la dirección tiene intención de liquidar la sociedad o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

Responsabilidad del Auditor

Mi objetivo 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 en todos los aspectos materiales. Los procedimientos analíticos de revisión dependen del juicio del auditor, incluida la valoración de los riesgos de importancia material 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. Soy independiente de la sociedad de conformidad con los requerimientos de ética aplicables a nuestra auditoria de los estados financieros, además considero que la evidencia de auditoria fue entregada de forma pausada, tardía por parte de la administración y que he aplicado proporciona una base adecuada para mi opinión.

Cumplimiento en la aplicación de las normas contables

Es pertinente mencionar que las normas y principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, para las empresas clasificadas en el Grupo 2 de acuerdo con la Ley 1314 de 2009, Decreto Único Reglamentario 2420 de 2015 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, y sus decreto reglamentario así como la aplicación de sus políticas contables determinadas por la administración.

Cumplimiento de normas sobre documentación y control interno

Declaro que, durante dicho periodo, los registros se llevaron de acuerdo con las políticas contables 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 Delegados. 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 SA ESP presenta medidas de control interno, conservación y custodia de los bienes propios y 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 efectivas de control interno 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 y procedimientos documentados, integrando controles con miras a mitigar los riesgos determinados.

Cumplimiento de otras normas diferentes a las contables

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 Factura-

ción del Servicio de Energía no reposa Licencia, posee soporte direccionado por el jefe de Facturación de la Empresa de Energía del Putumayo sa esp, y con falencias en el registro de reportes utilizados para el análisis financiero y no se obtuvo información oportuna para determinar la funcionalidad de los movimientos en el software de facturación y es un recurso propio de la Entidad ante ello la administración se encuentra con un plan de trabajo para mejorar el proceso y minimizar riesgos. El mayor rubro significativo de Intangibles está representado en los softwares 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), no se evidencia el pago oportuno de seguridad social durante el año 2019 y cumplimiento norma ley 1393 de 2010.

Informe de gestión y su coincidencia con los estados financieros

En el informe de gestión correspondiente al año 2019 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.

Firma Revisoría Fiscal Independiente:
Ducardo Jember Urquijo Chavez

Dirección del auditor: Brr Villa Natalia
Mocoa Putumayo

Fecha: 02 Marzo de 2020.

INFORME DE AUDITORÍA INDEPENDIENTE DEL REVISOR FISCAL

Los procesos de revelaciones de los diferentes componentes 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. Es importante reiterar los aspectos del informe de revisor fiscal para su seguimiento y control por parte de la administración, ante ello me permito exponer:

a. En la determinación de un indicador de rentabilidad podemos precisar el EBITDA y el Margen Ebitda, para lo cual se muestra en la siguiente gráfica.

DETALLE EBITDA	EBITDA		
	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019
EXCEDENTES	- 813.697	1.531.295	1.156.106
(+) Intereses Financiero	171.334	281.511	333.850
(+) Impuestos ica, renta otros	393.097	509.401	1.931.520
(+) Gastos depreciacion	1.203.681	1.418.893	1.548.247
(+) Gastos por Amortizacion Deterioro	188.753	194.980	143.462
TOTAL EBITDA	1.143.168	3.936.080	5.113.185

Se puede determinar que el indicador Ebitda es positivo en los años donde se puede demostrar que la entidad tiene la capacidad de generar excedentes para cubrir impuestos, gastos depreciación, y amortizaciones, cabe resaltar el MARGEN EBITDA donde podemos verificar de la totalidad de los ingresos se destina para determinar utilidades, intereses, impuestos, gasto depreciación y amortizaciones.

b. Es importante determinar el valor intrínseco de cada acción de los accionistas durante la vigencia de 6 años como se evidencia en el siguiente cuadro.

VALOR INTRINSECO DE UNA ACCION EEP SA ESP			
AÑO	Patrimonio Líquido	Acciones en Circulación	Valor Intrínseco
2.013	10.816.880.000	607.759	17.798
2.014	11.940.815.000	661.259	18.058
2.015	12.562.542.000	699.981	17.947
2.016	20.866.464.000	815.890	25.575
2.017	19.856.922.000	954.603	20.801
2.018	21.388.216.000	954.603	22.405
2.019	22.544.321.000	1.092.076	20.644

c. Se evidencia una provisión por efecto de pretensiones en efectivo por un proceso declarativo de responsabilidad civil extracontractual instaurado por la señora MARIA BLANCA CORDOBA por \$220 millones de pesos. Los demás casos según criterio de la oficina jurídica presentan calificación de no probabilidad de ocurrencia que afecte la situación financiera de la entidad. Es importante destacar un proceso administrativo sancionatorio por parte de la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible a los cuales se presentaron los descargos pertinentes por parte de la administración desde el año 2019 donde se encuentra una sanción por más de 200 millones de pesos, 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 sa esp, teniendo en cuenta que todo proceso jurídico es incierto y tiene un grado de riesgo. para ello durante el año 2019 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. Es importante reiterar el seguimiento, diligencia de la reclamación a la Previsora por la afectación a los activos por los hechos de la avenida torrencial, ya que son representativos dentro de la vía procesal y judicial a la cual la administración tiene dispuesto un equipo profesional para determinar el éxito de la reclamación.

d. 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 Planear, hacer, verificar y Actuar como un sistema, ante todo la planeación. En cuanto a la reconstrucción de la subestación Junín, y la construcción de la nueva subestación eléctrica, 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, determinar riesgos inherentes en la construcción y su operación.

e. Se recomienda la revalorización de los bienes muebles, equipos, bienes eléctricos propios de la actividad generadora de renta, y los equipos del comodato con el ministerio de minas, con la identificación de cada uno de ellos, como unidades constructivas, realizando una auditoria preparada para el impacto de los estados financieros con la depreciación y de baja de activos improductivos, determinar la revaluación de los activos, la evaluación del deterioro, con la aplicación de las nuevas disposiciones del Decreto 2496 de 2015, para las entidades del grupo 2. Es importante integrar la identificación, reconocimiento, valuación de todos los activos eléctricos de la entidad con herramientas tecnológicas para el año 2019 que le permita analizar, controlar y el seguimiento de todos los activos eléctricos y se ajusten a los procesos del área contable y el nuevo marco regulatorio de calidad del servicio, es importante determinar su valoración de activos identificados.

f. Se debe tener un sistema de contabilidad integral para la interpretación de la información de forma ágil, con los registros 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 y de facturación, se insta iniciar un proceso de planeación, estudio para la adquisición de un software contable, y de facturación, teniendo en cuenta las buenas prácticas y sugerencias de revisoría fiscal en la adquisición de herramientas tecnológicas.

g. 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 mantenimiento por parte del Jefe de Facturación. Por ende solicito 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. En cuanto al software contable se debe realizar las actualizaciones con base a los análisis de requerimientos por la oficina de contabilidad y revisoría fiscal.

h. En el cumplimiento de la resolución 097 CREG reglamentada por la Resolución CREG 015, 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, y la reposición de los activos afectados; 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 compensar al usuario. Se insta el cumplimiento de la resolución CREG 015 del año 2018 para el año 2019 de acuerdo al informe presentado ante la entidad competente.

i. 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 planeación para la implementación de los componentes de control interno y los procesos de auditoría del sistema de calidad, el cual presenta diligencia en la evaluación para la certificación en el año 2020, con los planes de mejoramiento que presenten.

j. Se reitera recomendar, 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 FRIGORIFICO 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 ya que no se evidencia margen de utilidades ni capitalización de sus acciones por más de 7 años.

k. En el reconocimiento de activos en construcción por valor de \$3.025 millones de pesos en reconstrucción subestación Junín 230 el cual no se tiene concepto de experto para su valoración, durante el año 2020 en el reconocimiento como activo y liquidado los aspectos de cumplimiento en el 100% se efectuarán todas las pesquisas para determinar dicho reconocimiento como un activo determinado en el año 2020.

l. Es importante anunciar en referente asistencia de miembros de junta directiva en reuniones de la misma, en su artículo 46. Reuniones de los estatutos , en su párrafo manifiesta lo siguiente: los integrantes de la Junta Directiva que no asistan sin excusa previa y / o que no sea asistido por su suplente a tres reuniones ordinarias consecutivas, perderá su derecho como directivo de la empresa y no podrá postularse para integrar nuevamente

la Junta directiva durante dos periodos siguientes. Para ello Gobernación del Putumayo miembro junta directiva no asistió a tres reuniones consecutivas en el año 2019.

m. Se reitera, 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.

Agradezco la oportunidad de dirigirme a ustedes y por su atención positiva al informe.

Firma Revisoría Fiscal Independiente:
Ducardo Jember Urquijo Chavez

Dirección del auditor:
Brr Villa Natalia Mocoa Putumayo

Fecha: 02 Marzo de 2020

Original Firmado



INFORME DE GESTIÓN
2019