

# Visión de FUTURO

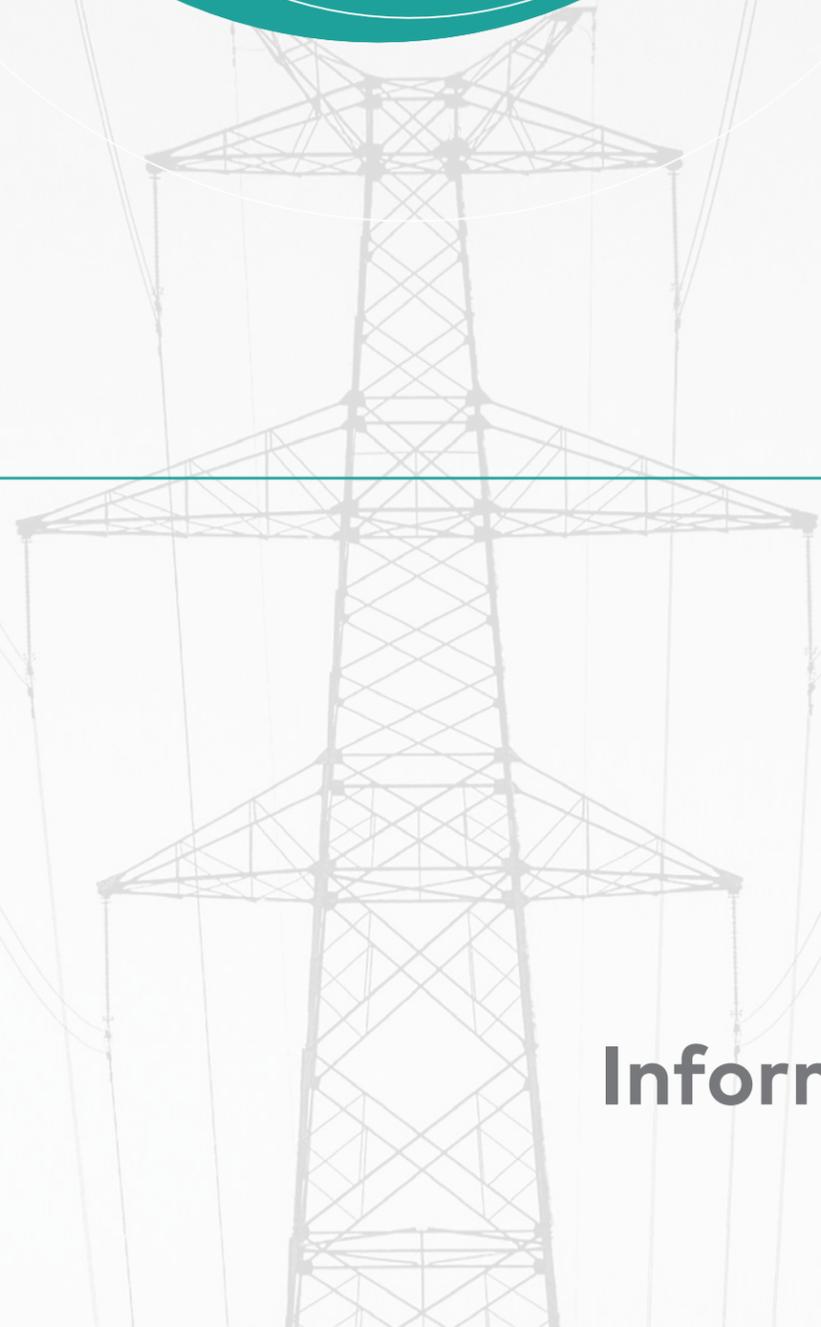
Para brindar bienestar en  
cualquier circunstancia.

2020

INFORME  
DE GESTIÓN



2020



Informe de

GESTIÓN

Cuando decimos visión de futuro, se trata de planear y de trabajar pensando precisamente en el bienestar de todos los putumayenses y la calidad de vida que nuestro servicio les podrá brindar durante muchos años. Trabajamos arduamente pensando, no solo en la energía que suministramos hoy, sino en el compromiso que tenemos de crecer y de proyectarnos mirando hacia el mañana para estar ahí siempre, al lado de nuestra comunidad y trabajando para ella sobre todo en las circunstancias que no se pueden predecir, pero que afectan indiscutiblemente la vida de todos nosotros.

## Señores ACCIONISTAS

El 2020 fue un año único e histórico, que nos puso a prueba como personas, empresas y como sociedad. La pandemia de la Covid-19, nos recordó lo vulnerables que somos y la importancia de afianzar nuestros lazos de solidaridad y empatía ante las distintas dificultades.

Por eso, en la Empresa de Energía del Putumayo pusimos a las personas en primer lugar. Priorizamos nuestra gestión en proteger la vida de nuestros colaboradores y sus familias, así como de las comunidades que habitan en los municipios donde hacemos presencia. Nuestra estrategia de atención del Covid-19, nos permitió actuar con oportunidad y garantizar la continuidad en la prestación del servicio de energía eléctrica a miles de hogares que gracias a dichos servicios, pudieron empezar a hacer la transición a esta "nueva normalidad", sin contratiempos en términos de estabilidad, garantizando la reapertura de los diferentes sectores.

Acompañamos a los 74 casos positivos reportados en nuestros equipos. Gracias a Dios, y al trabajo y esfuerzo de muchas personas, no tuvimos fallecimientos por la pandemia. Sin embargo, llevamos en nuestro corazón las pérdidas de familiares y amigos que tantos otros tuvieron que sufrir en la distancia. Así, seguiremos fortaleciendo nuestra cultura en seguridad y salud en el trabajo, apoyándonos en tiempos difíciles y manteniendo el logro de llevar cinco años consecutivos sin accidentes mortales en nuestra compañía, algo que nos llena de orgullo.

La energía, a través de la historia, ha sido el motor del desarrollo social, económico e industrial de la sociedad. Con un sistema de distribución que cuenta con más de 1.700 km de longitud, representados en 14 circuitos de distribución y 3 subestaciones, en los municipios de Mocoa, Villagarzón, Orito, Puerto Guzmán. Departamento del Putumayo, y Piamonte, Departamento del Cauca. Reafirmamos nuestro compromiso de aportar al mejoramiento de los indicadores de calidad y confiabilidad, con el fin de garantizar una mejor prestación del servicio, e innovar y construir soluciones para llevar dignidad y prosperidad a todos, mediante estrategias sociales y ambientales de innovación e inversión. Gracias a esta gestión, mejoramos vidas con energía sostenible y competitiva.

En un año atípico, alcanzamos hitos muy significativos. Los ingresos operativos consolidados llegaron a \$41,048 millones y las utilidades netas fueron de \$614,286 millones. En Mocoa, logramos la puesta en operación de la subestación Junín a 230 kV, permitiéndole a la Compañía mejorar el factor de pérdidas, representando un ahorro en la liquidación de energía de entrada, por un valor de \$296,44 millones. De manera simultánea, se logró la adjudicación de la construcción de la nueva subestación de distribución, la cual se tiene previsto entre en operación para el primer trimestre del año 2022.

También destinamos \$1.890,48 millones, para dar cumplimiento al plan de inversión suscrito ante la CREG, en cumplimiento de la resolución 015 de 2018; iniciamos

estrategias para avanzar en la implementación de tecnología AMI, instalando tecnología que permite a la fecha medir el 30% de la demanda en tiempo real. Adicionalmente, se cumplió con el 99% de la ejecución del esquema de calidad y la certificación de calidad en la ISO 9000, en los procesos de comercialización y distribución.

Estos, y otros alcances de nuestra gestión social, financiera y operacional, que presentamos en nuestro Informe de gestión 2020, son el resultado del esfuerzo de nuestros más de 200 colaboradores, en 4 municipios del departamento del Putumayo y uno en el departamento del Cauca. Gracias a su pasión por aportar al desarrollo de la sociedad, su integridad y transparencia, garantizamos la continuidad y excelencia de todas nuestras operaciones. Aun en los momentos más críticos, continuamos garantizando la distribución de energía eléctrica a miles de hogares. Seguiremos contribuyendo con nuestro trabajo, a la reactivación económica de la región afectada por la crisis.

Estos resultados, también fueron posibles por la confianza de ustedes, nuestros accionistas, que han respaldado nuestra estrategia para seguirnos consolidando como líderes en

la distribución y comercialización de energía en Putumayo y Cauca.

Sabemos que vienen tiempos desafiantes, no solo por los rezagos sociales y económicos que esta pandemia ha dejado, sino por las enormes transformaciones que vivirá el sector energético en los próximos años.

Nuestro Plan estratégico corporativo 2020-2025, será nuestra ruta de navegación. Dicho plan dará un impulso al mejoramiento de los indicadores de calidad, la continuidad y confiabilidad en el servicio de energía eléctrica; y permitirá generar valor para nuestros accionistas y mejorar la calidad de vida de miles de personas, a través de nuestra gestión de negocios e inversiones. Esto, teniendo como habilitadores, la innovación, la digitalización, la competitividad, la transparencia y la eficiencia, lo que nos permitirá mantener el liderazgo en el sector energético de la región.

Como Compañía, estamos preparados para seguir convirtiendo nuestros retos en oportunidades, con un equipo directivo y operativo comprometido, con el respaldo de todos nuestros aliados a nivel local, nacional, y de ustedes, nuestros accionistas.



### Jhon Gabriel Molina Acosta

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

# ÍNDICE

## CÁPITULO 1

### GESTION COMERCIAL 2020

- 1 • Fondo de energía social foes
- 2 • Fondo de solidaridad para subsidios y redistribucion de ingresos – fssr
- 4 • Recuperacion de energia dejada de facturar
- 5 • Atención al usuario – pqrs
- 6 • Negocio de comercialización
- 7 • Gestión de comercialización
- 8 • Usuarios y demanda por municipio
- 12 • Usuarios y demanda por servicio
- 15 • Consolidado demanda por servicio año 2019 -2020
- 18 • Porcentaje de usuarios
- 19 • Porcentaje de la demanda
- 20 • Facturación y recaudo corriente E.E.P S.A ESP
- 21 • Facturación y recaudo total E.E.P S.A ESP
- 23 • Frontera comerciales empresa de energía del putumayo.
- 25 • Reducción de ingresos por emergencia sanitaria covid 19
- 26 • Costo unitario prestación del servicio - C.U. por nivel de tensión
- 27 • Componentes c.u nivel de tensión 1 – propiedad e.e.p s.a esp - c.u. por componente
- 28 • Compra de energía en contrato bilaterales y bolsa E.E.P S.A ESP

## CÁPITULO 2

### OPERACIÓN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

- 29 • Recuperación subestación junín.
- 30 • Conexión altamira-renacer-junín
- 31 • Inversiones recuperación junín 230 kv
- 32 • Mantenimientos en subestaciones•
- 33 • Mantenimiento de transformadores
- 34 • Nueva subestación Mocoa
- 35 • Implementación de esquema de calidad
- 36 • Contact center
- 37 • Indicadores de calidad
- 38 • Compensaciones 2020
- 39 • Inversiones en mantenimiento y construcción
- 40 • Ampliación de cobertura del sistema de distribución eléctrica
- 41 • Operación y manteniemento en redes de distribucion
- 42 • Resolución creg 015 de 2018
- 43 • Aprobación de cargos
- 44 • Indicadores de calidad plan de mantenimien to y manejo ambiental del arbolado en redes del SDL
- 45 • Actividades forestales de mantenimiento preventivo mediante despeje de las redes eléctrica.
- 46 • Plan de manejo y mantenimiento forestal.
- 47 • Implementación de la tecnología AMI (infraestructura de medición avanzada) en la EEP SA ESP

## CÁPITULO 3

### SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN

- 29 • Primera auditoria de seguimiento del sistema
- 30 de gestión de la calidad iso 9001-2015
- 31 • Desarrollo de auditorías internas
- 32 • Monitoreo del sistema integrado de gestión SIG
- 33
- 34 • Seguridad y salud en el trabajo
- 35 • Gestión de promoción y prevención covid-19 de la empresa de energía del putumayo s.a. e.s.p
- 36
- 37
- 38 • Medidas de prevención y contención de contagio con el coronavirus (covid-19)
- 39
- 40 • Programa de vigilancia epidemiológica
- 41 • Accidentes e incidentes de trabajo
- 42 • Frecuencia de los accidentes de trabajo
- 43 • Programa de capacitación en SST
- 44 • Auditoría de cumplimiento del sistema de gestion de seguridad y salud en trabajo

## CÁPITULO 4

### GESTIÓN OFICINA JURÍDICA

- 43 • Actividad jurídica de la empresa durante los últimos siete (7) años

## CÁPITULO 5

### RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL

## CÁPITULO 6

### GESTION ÁREA FINANCIERA

- 29 • Ingresos operacionales
- 30 • Ingresos no operacionales
- 31 • Costos
- 32 • Gastos administrativos
- 33 • Deterioro, provisiones y depreciaciones
- 34 • Gastos no operacionales
- 35 • Otros gastos
- 36 • Utilidad bruta en ventas
- 37 • Utilidad operacional
- 38 • Utilidad neta
- 39 • Indicadores de la situacion financiera niif 2020
- 40

## CÁPITULO 7

### CERTIFICADOS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

- 44 • Certificados de los estados financieros
- Notas de carácter general
- Notas de carácter específico

## CÁPITULO 8

### REVISOR FISCAL

# 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.

# VISIÓN

La visión de la E.E.P. es posicionarse para el 2019, como una empresa líder en la presentación 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.



## Gobierno CORPORATIVO

### JUNTA DIRECTIVA

#### Presidente

PILAR ANDREA MARÍN ARTEAGA

#### Principales

CARLOS EDUARDO HOLGUIN MARTINEZ

JHON JAIRO CAÑAS MARIN

JESUS ALBERTO ROJAS CARDONA

### GOBERNACIÓN DEL PUTUMAYO

## Equipo DIRECTIVO

JHON GABRIEL MOLINA ACOSTA  
**GERENTE**

WISTON ANDRES ÑUSTES  
**SUBGERENTE COMERCIAL**

ANDRY JEFERSON BASTIDAS  
**SUBGERENTE FINANCIERO**

JHON ALEXANDER QUINTERO GOMEZ  
**SUBGERENTE TÉCNICO**

DAVID GAMBA GOMEZ  
**JEFE DE CONTROL INTERNO**

SARA LUCIA GUERRERO GUERREO  
**JEFE DE OFICINA JURÍDICA**

CAPÍTULO

01

01



# Gestión de negocio DE COMERCIALIZACIÓN

2020

INFORME  
DE GESTIÓN 2020

2020

# GESTIÓN COMERCIAL 2020

En el año 2020, a pesar de las dificultades ocasionadas por la emergencia mundial del COVID 19, la Empresa de Energía del Putumayo S.A. ESP (en adelante la Empresa, la Compañía o EEP), logró consolidar el negocio de comercialización, como pilar importante dentro del mercado regulado en el departamento del Putumayo. Se alcanzó un crecimiento vegetativo del 4.42%, con una cifra que superó los 38.000 usuarios al cierre del año 2020. La demanda anual de energía creció en 0,076% respecto al año 2019, pese a que el efecto de la pandemia redujo en 12% la energía para el mes de abril de 2020.

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 Fondo de energía social (FOES) y Fondo de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos (FSSRI). Luego se traza el comportamiento de las pérdidas totales durante los últimos 5 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.

A continuación se describe el balance de cartera, componente costo unitario (CU) y energía liquidada en contratos bilaterales y mercado de bolsa.



Foto 2. Panorámica nocturna – Sur de Mocoa

## Fondo de energía social - FOES

Creado mediante el artículo 118, de la ley 812 del 2003, y modificado por el artículo 103, de la ley 150 del 2011, lo definió como fondo especial del orden nacional, financiado con los recursos provenientes del 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 (NBI), 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.

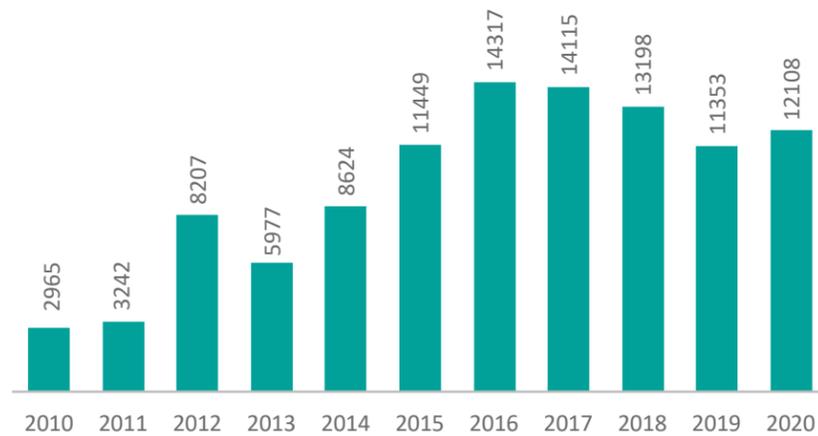
MUNICIPIO	NÚMERO DE USUARIOS BENEFICIARIOS SUBSIDIO FOES											VARIACIÓN 2019-2020
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Mocoa	810	822	2553	1011	3406	3931	7612	7691	5830	5203	5501	5,7%
Orito	923	939	2488	2842	2538	3468	3340	3049	3764	3217	3532	9,8%
Villagarzón	544	794	1777	850	916	2230	1414	1955	1307	885	957	8,1%
Puerto Guzmán	688	687	1389	1274	1764	1820	1951	1420	2297	2048	2117	3,4%
Piamonte											1	
<b>TOTAL</b>	<b>2965</b>	<b>3242</b>	<b>8207</b>	<b>5977</b>	<b>8624</b>	<b>11449</b>	<b>14317</b>	<b>14115</b>	<b>13198</b>	<b>11353</b>	<b>12108</b>	<b>6,7%</b>

Tabla 1: Número usuarios – Subsidio FOES

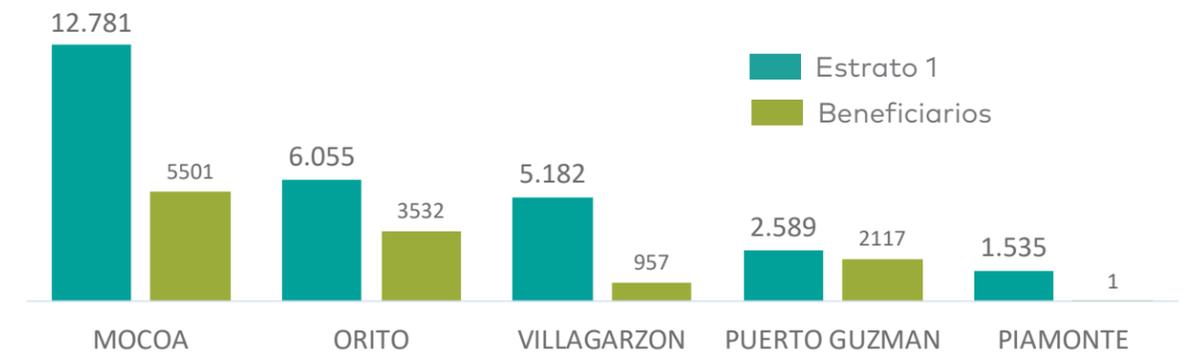
Desde el año 2014 al 2016, el número de beneficiarios FOES, se incrementó a una tasa promedio de 35%. A partir del año 2017, se ha visto reducido el reporte de veredas y barrios emitido por las alcaldías municipales, pasando de 324 zonas especiales, en el año 2017, a 300 en el 2019. En el año 2020, se incrementó el cubrimiento de usuarios FOES en un 6,7%, respecto al 2019, lo que representa 755 nuevos beneficiarios.



**BENEFICIARIOS  
EN EL 2020**



**Grafica 1:** Relación usuarios FOES



**Grafica 2:** Relación usuarios FOES 2020

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 (ARMD).

Los usuarios residentes en estos sectores, una vez son certificados por los alcaldes municipales del área 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 del Fondo de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos – FSSRI. Su efecto se ve reflejado en un menor valor de la factura.

USUARIOS BENEFICIARIOS FOES AÑO 2020			
MUNICIPIO	USUARIOS ESTRATO 1	BENEFICIARIOS	FOES
Mocoa	12.781	5501	43%
Orito	6.055	3532	58%
Villagarzón	5.182	957	18%
Puerto Guzmán	2.589	2117	82%
Piamonte	1.535	1	0%
Santa Rosa	21	0	0%
<b>TOTAL</b>	<b>28.163</b>	<b>12.108</b>	<b>43%</b>

**Tabla 2:** Numero usuarios FOES año 2020

TIPO DE ZONA ESPECIAL	DEMANDA ATENDIDA BENEFICIARIOS FOES - 2020		Vr RECONOCIDO BENEFICIO FOES - 2020	
	KWH	\$	\$	%
Barrios subnormales	11.805.924	3.418.976.201	543.880.803	16%
Áreas rurales de menor desarrollo	2.312.241	663.501.678	99.681.711	15%
<b>TOTAL</b>	<b>14.118.165</b>	<b>4.082.477.879</b>	<b>643.562.514</b>	<b>16%</b>

**Tabla 3.** FSSRI 2020

## 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.

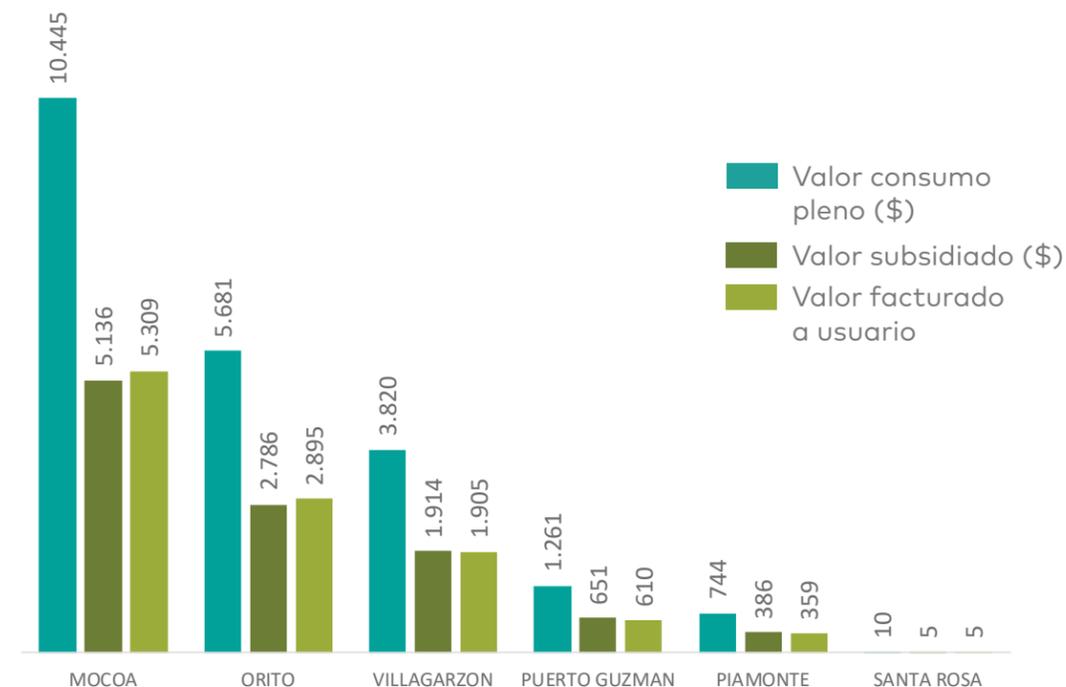
El subsidio es la diferencia entre lo que se paga por un servicio y el costo de este o, en otros términos, es el exceso del costo del servicio sobre el precio pagado por el usuario de menores ingresos. El subsidio se distribuye como un descuento en la factura del servicio.

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 muestran en los siguientes cuadros:

FONDO SOLIDARIDAD PARA SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS - AÑO 2020							
MUNICIPIO	SERVICIO	USUARIOS	DEMANDA (KWH-MES)	Vr. CONSUMO (\$)	Vr. SUBSIDIO (\$)	Vr. FACTURADO A USUARIO	
						(\$)	% SUBSIDIO
Mocóa	Estrato 1	12.781	1.084.781	7.867.835.112	4.069.883.229	3.797.951.883	51,73%
	Estrato 2	2.389	253.860	1.917.378.100	860.741.710	1.056.636.390	44,89%
	Estrato 3	840	87.356	659.704.316	205.145.167	454.559.149	31,10%
	Total	16.010	1.425.997	10.444.917.528	5.135.770.106	5.309.147.422	49,17%
Orito	Estrato 1	6.055	485.335	3.692.315.176	1.927.584.274	1.764.730.902	52,21%
	Estrato 2	2.000	239.870	1.799.214.839	799.445.229	999.769.610	44,43%
	Estrato 3	205	27.326	189.052.234	59.001.318	130.050.916	31,21%
	Total	8.260	752.531	5.680.582.249	2.786.030.821	2.894.551.428	49,04%
Villagarzón	Estrato 1	5.182	369.582	2.661.595.713	1.385.459.206	1.276.136.507	52,05%
	Estrato 2	1.545	159.148	1.155.653.148	528.056.688	627.596.460	45,69%
	Estrato 3	4	565	2.479.985	873.244	1.606.741	35,21%
	Total	6.731	529.295	3.819.728.847	1.914.389.139	1.905.339.708	50,12%
Puerto Guzmán	Estrato 1	2.589	174.439	1.260.879.610	651.072.724	609.806.886	51,64%
Piamonte	Estrato 1	1.535	105.850	744.247.558	385.585.623	358.661.935	51,81%
Santa Rosa	Estrato 1	21	1.357	9.585.266	5.061.664	4.523.602	52,81%
<b>TOTALES</b>		<b>35.146</b>	<b>2.989.469</b>	<b>20.189.129.906</b>	<b>9.641.283.688</b>	<b>10.547.846.218</b>	<b>47,75%</b>

Tabla 4. FSSRI 2020



Gráfica 3. Vr. Consumo - Vr. Subsidio = Valor Facturado al Usuario Año 2020

## Recuperación de energía DEJADA DE FACTURAR

En el año 2020, las actividades que venía realizando la Empresa, enfocadas en la recuperación de energía, se vieron afectadas por el problema de salud pública que originó el Covid19. Sin embargo, se logró alcanzar el 78% de la meta proyectada de recuperación de energía.

AÑO	PROYECCIÓN		META ALCANZADA	
	kWh	Valor	kWh	Valor
2018	300	\$180,000,000	606,363	\$363,817,800
2019	360	\$216,000,000	440,729	\$264,437,400
2020	420	\$252,000,000	327,482	\$196,489,200

Tabla 5: Recuperación de energía

Los usuarios intervenidos, se clasificaron teniendo en cuenta el tipo de medida, ya sea directa, semidirecta o indirecta, de la siguiente manera:

USUARIOS INTERVENIDOS	TIPO DE MEDIDA	RECUPERACIÓN kWh	\$ RECUPERACIÓN
402	Directa	91,867	\$55,120,200
2	Semidirecta	102,01	\$61,206,000
19	Indirecta	133,605	\$80,163,000
<b>TOTAL</b>		<b>327,482</b>	<b>\$196,489,200</b>

Tabla 6. Tipo de medida

## Pérdidas totales DE ENERGÍA

Las pérdidas de energía en el país aumentaron aproximadamente un 2% en promedio como consecuencia de la pandemia. Las pérdidas comerciales de energía de la empresa en el año 2020 tuvieron un incremento de 1,4% con respecto al año 2019, este valor se encuentra por debajo del promedio nacional.

AÑO	DEMANDA REAL kWh	VENTAS ENERGÍA kWh	PERDIDAS TOTALES	%PERDIDAS
2010	49.725.036	35.383.948	14.341.088	28,8%
2011	50.523.723	38.777.350	11.746.373	23,2%
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	48.335.448	12.870.253	21,0%
2015	61.567.213	48.922.921	12.644.292	20,5%
2016	62.638.764	49.902.399	12.736.365	20,3%
2017	61.858.016	49.334.821	12.523.195	20,2%
2018	66.107.755	53.022.761	13.084.994	19,8%
2019	65.248.622	53.468.659	11.779.963	18,1%
2020	66.493.855	53.509.039	12.984.816	19,5%

Tabla 7: Pérdida total de energía

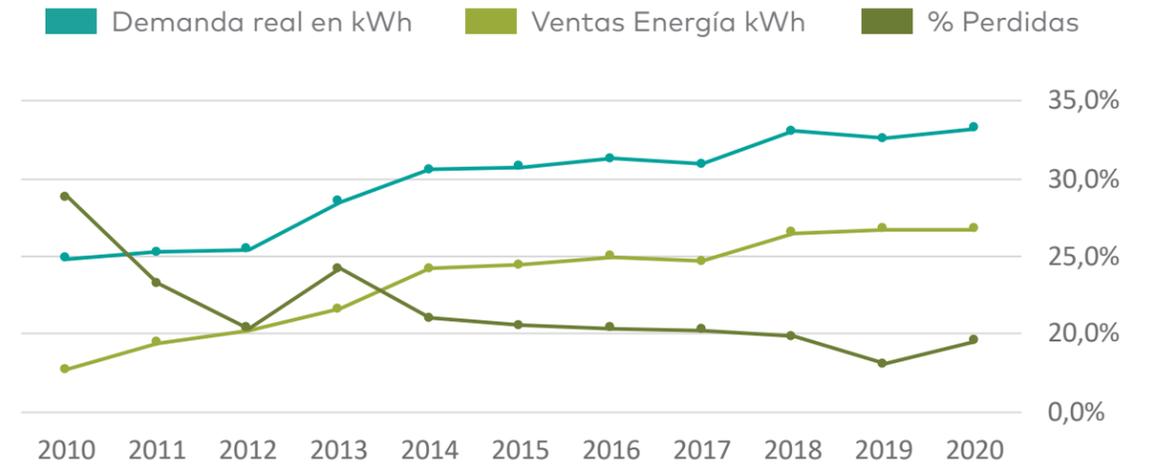


Gráfico 4. % Pérdida de energía

## ATENCIÓN AL USUARIO – PQR'S



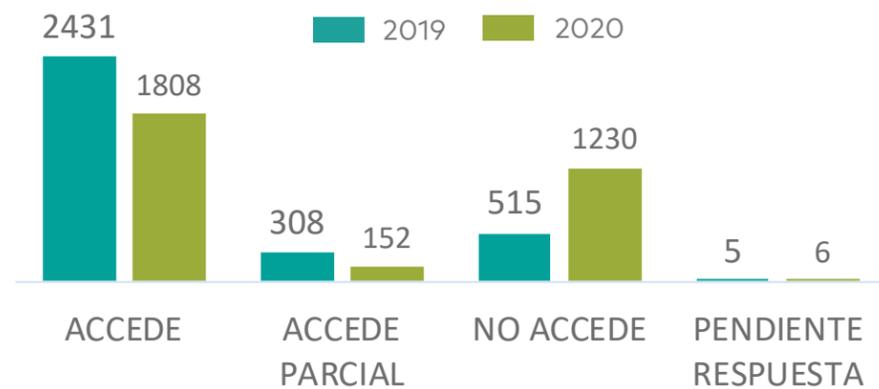
Foto 3: Oficina de atención al usuario

AÑO	ACCEDE	ACCEDE PARCIAL	NO ACCEDE	PENDIENTE RESPUESTA	TOTAL PQR'S
2019	2431	308	515	5	3259
2020	1808	152	1230	6	3196

Tabla 8: Atención al usuario



PQR'S EN EL 2020



Gráfica 5. PQR 2019-2020

Para el año 2020, se presentaron un total de 3.196 PQRs, de las cuales 1.808 fueron accedidas, 152 accedidas parcialmente, 1.236 no accedidas y solo seis (6) solicitudes quedaron pendientes de respuesta. El balance muestra una reducción del 1.9%, en el total de solicitudes y disminución del 25.62%, en las que accedieron.

### Negocio de COMERCIALIZACIÓN

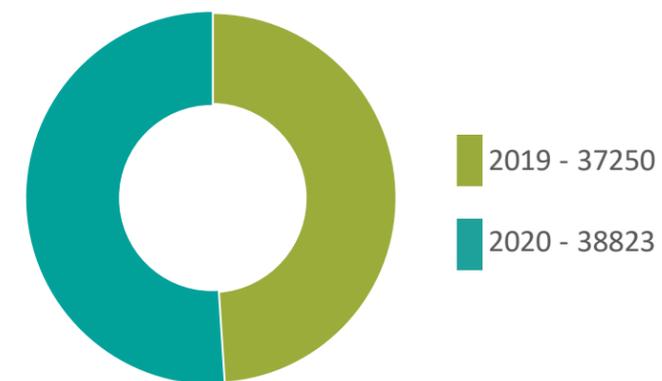
El negocio de comercialización de la Empresa de Energía del Putumayo (EEP), se evalúa considerando el número de usuarios, compra de energía, facturación, tarifas, recaudos y cartera.

### Gestión de COMERCIALIZACIÓN

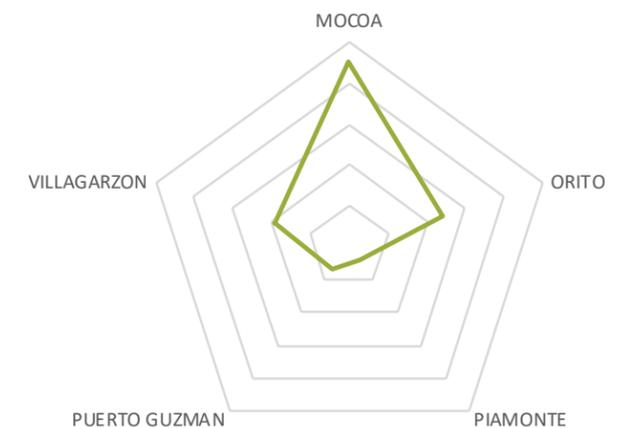
El número de usuarios atendidos por la EEP, al terminar el año 2020, fue de 38.823 usuarios, resultado que ha permitido a la Empresa crecer en un 4.22%, respecto del año 2019, el cual corresponde al crecimiento vegetativo de la demanda.

MES	USUARIOS 2020	USUARIOS 2019	%CRECIMIENTO
Enero	37369	35849	4,24%
Febrero	37500	36021	4,11%
Marzo	37627	36057	4,35%
Abril	37657	36167	4,12%
Mayo	37742	36301	3,97%
Junio	37897	36420	4,06%
Julio	38042	36568	4,03%
Agosto	38141	36691	3,95%
Septiembre	38344	36889	3,94%
Octubre	38500	37048	3,92%
Noviembre	38656	37135	4,10%
Diciembre	38823	37250	4,22%

Tabla 9. Crecimiento 2019-2020



Gráfica 6: Crecimiento usuarios



Gráfica 7: Usuarios atendidos por municipio

Para el año 2020, todos los municipios continuaron con la misma participación porcentual de los usuarios del mercado regulado, de la Empresa de Energía del Putumayo, así: Mocoa con 17.674 usuarios, cuenta con la mayor participación del 46%, seguido de los municipios de Orito, con el 24%, Villagarzón, con 19% y Puerto Guzmán – Piamonte, con un 11% del total de usuarios.

## Usuarios y demanda POR MUNICIPIO

En el año 2020, la Empresa logró atender en el mercado regulado, a 38.823 usuarios y en el mercado NO regulado, a Gran Tierra Energy, en los meses de febrero y marzo.

### Usuarios mercado REGULADO

MUNICIPIO	Mocoa	Orito	Piamonte	Puerto Guzmán	Santarosa	Villagarzón	TOTAL
Enero	17007	8932	1520	2688	21	7201	<b>37369</b>
Febrero	17081	8967	1522	2691	21	7218	<b>37500</b>
Marzo	17129	8993	1525	2694	21	7265	<b>37627</b>
Abril	17136	8993	1526	2696	21	7285	<b>37657</b>
Mayo	17174	9019	1527	2696	21	7305	<b>37742</b>
Junio	17234	9055	1536	2701	21	7350	<b>37897</b>
Julio	17308	9086	1540	2704	21	7383	<b>38042</b>
Agosto	17382	9085	1552	2708	21	7393	<b>38141</b>
Septiembre	17472	9151	1557	2710	21	7433	<b>38344</b>
Octubre	17544	9183	1567	2715	21	7470	<b>38500</b>
Noviembre	17615	9211	1584	2722	21	7503	<b>38656</b>
Diciembre	17674	9258	1600	2723	21	7547	<b>38823</b>

Tabla 10. Usuarios mercado regulado

### Usuario no REGULADO

MUNICIPIO	MOCOA	ORITO	PIAMONTE	PUERTO GUZMÁN	SANTA-ROSA	VILLA-GARZÓN	TOTAL
Febrero	1	-	-	-	-	-	<b>1</b>
Marzo	1	-	-	-	-	-	<b>1</b>

Tabla 11. Usuarios mercado NO regulado

La energía total vendida en el mercado regulado, del año 2020, fue de 53.509.039 kWh. La emergencia sanitaria generó una disminución de ventas de 2.098.368 kWh, lo que equivale al crecimiento vegetativo de la demanda. No obstante, la EEP atendió, durante los meses de febrero y marzo de 2020, como usuario NO regulado, a Gran Tierra Energy, con una energía de 2.619.895 kWh. Con esto se logró que la demanda creciera un 4.97%, respecto del año 2019, que fue de 53.468.661 kWh-año.

MERCADO REGULADO EEP kWh							
Mes	Mocoa	Orito	Piamonte	Puerto Guzmán	Santarosa	Villagarzón	TOTAL Kwh
Ene-20	2.236.994	1.175.568	130.809	235.882	1.305	1.007.025	<b>4.787.583</b>
Feb-20	2.242.485	1.174.664	147.230	237.454	1.287	993.047	<b>4.796.167</b>
Mar-20	2.243.028	1.161.763	126.649	222.181	1.175	936.921	<b>4.691.717</b>
Abr-20	1.864.184	963.847	117.944	207.443	1.155	766.327	<b>3.920.900</b>
May-20	1.982.197	1.005.084	99.641	199.057	1.207	794.258	<b>4.081.444</b>
Jun-20	2.036.912	1.017.996	111.706	207.686	1.150	856.509	<b>4.231.959</b>
Jul-20	2.086.289	1.055.934	119.529	211.520	1.302	840.284	<b>4.314.858</b>
Ago-20	2.127.002	1.030.912	124.607	213.134	1.314	867.780	<b>4.364.749</b>
Sep-20	2.071.920	1.055.603	121.703	221.718	1.338	860.592	<b>4.332.874</b>
Oct-20	2.150.514	1.133.891	124.524	226.760	1.297	959.750	<b>4.596.736</b>
Nov-20	2.250.371	1.105.727	130.295	225.815	1.386	965.245	<b>4.678.839</b>
Dic-20	2.261.277	1.111.717	130.049	229.463	1.357	977.350	<b>4.711.213</b>
<b>TOTAL</b>	<b>25.553.173</b>	<b>12.992.706</b>	<b>1.484.686</b>	<b>2.638.113</b>	<b>15.273</b>	<b>10.825.088</b>	<b>53.509.039</b>

MERCADO NO REGULADO EEP kWh							
MES	Mocoa	Orito	Piamonte	Puerto Guzmán	Santarosa	Villagarzón	TOTAL kWh
Feb-20	1.552.009						<b>1.552.009</b>
Mar-20	1.067.886						<b>1.067.886</b>
<b>TOTAL</b>	<b>2.619.895</b>						<b>2.619.895</b>

Tabla 12. Mercado NO regulado

## Usuarios y DEMANDA POR SERVICIO

Para el año 2020, la Compañía logró atender, en el mercado regulado, a 38.823 usuarios, de los cuales el 72,54% fueron estrato 1; 15,28% estrato 2; 7,91% comerciales; 2,73% estrato 3 y AP (alumbrado público); e industriales, oficiales y provisionales el 1,54%.

MES	SECTOR								TOTAL
	ALUM- BRADO PÚBLICO	COMER- CIALES	INDUSTRI- ALES	OFICIALES	PROVI- SIONALES	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	
Ene-20	1	2898	150	378	51	26970	5853	1068	37369
Feb-20	1	2925	149	367	50	27071	5867	1070	37500
Mar-20	1	2930	148	367	49	27182	5880	1070	37627
Abr-20	1	2926	148	369	49	27213	5883	1068	37657
May-20	1	2926	148	370	48	27287	5895	1067	37742
Jun-20	1	2927	147	375	49	27417	5915	1066	37897
Jul-20	1	2.934	146	376	49	27.536	5.934	1.066	38.042
Ago-20	1	2.984	145	392	49	27.592	5.915	1.063	38.141
Sept-20	1	2.997	148	394	54	27.757	5.930	1.063	38.344
Oct-20	1	3.032	145	395	53	27.889	5.924	1.061	38.500
Nov-20	1	3.065	144	396	59	28.022	5.921	1.048	38.656
Dic-20	1	3.074	146	396	60	28.163	5.934	1.049	38.823
%	0,00%	7,91%	0,37%	1,02%	0,15%	72,54%	15,28%	2,73%	100%
<b>TOTAL</b>		<b>3.5618</b>	<b>1.764</b>	<b>4.575</b>	<b>620</b>	<b>330.099</b>	<b>70.851</b>	<b>12.759</b>	<b>456.298</b>

Tabla 13: Usuarios y demanda

En términos de energía, el sector que mayor demanda en el año 2020, fue el Residencial estrato 1, con 26.832.459 kWh-año, lo que representó el 50,14% de la energía vendida, seguido del sector comercial, con 10.097.113 kWh-año (18,87%); luego estrato 2, con el 15,15%, Oficiales con el 8,61% y los sectores AP, industriales, provisionales y estrato 3, con el 7,23%.

MERCADO REGULADO EEP kWh									
MES	SECTOR								TOTAL
	ALUM- BRADO PÚBLICO	COMER- CIALES	INDUSTRI- ALES	OFICIALES	PROVI- SIONALES	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	
Ene-20	85.619	1.042.280	160.257	419.070	9.124	2.235.665	710.856	124.712	4.787.583
Feb-20	80.096	1.034.910	154.677	484.580	8.844	2.203.982	704.603	124.475	4.796.167
Mar-20	85.619	972.221	119.815	424.464	16.536	2.245.523	703.617	123.922	4.691.717
Abr-20	82.858	595.713	64.141	337.990	11.918	2.098.308	625.411	104.561	3.920.900
May-20	85.619	629.412	64.297	357.152	9.278	2.165.373	660.006	110.307	4.081.444
Jun-20	95.866	689.348	109.779	364.988	9.772	2.196.893	653.688	111.625	4.231.959
Jul-20	85.946	734.115	75.020	363.743	10.604	2.257.994	673.592	113.844	4.314.858
Ago-20	85.619	728.989	96.894	348.139	10.602	2.299.855	679.516	115.135	4.364.749
Sept-20	82.858	802.240	117.625	334.014	10.396	2.225.761	654.107	105.873	4.332.874
Oct-20	86.461	927.098	131.031	372.368	10.793	2.282.484	677.562	108.939	4.596.736
Nov-20	87.061	944.169	111.734	407.068	10.850	2.320.852	683.970	113.135	4.678.839
Dic-20	87.301	996.618	125.584	391.026	13.397	2.299.769	681.179	116.339	4.711.213
%	1,93%	18,87%	2,49%	8,61%	0,25%	50,15%	15,15%	2,57%	100,00%
<b>TOTAL</b>	<b>1.030.923</b>	<b>10.097.113</b>	<b>1.330.854</b>	<b>4.604.602</b>	<b>132.114</b>	<b>26.832.459</b>	<b>8.108.107</b>	<b>1.372.867</b>	<b>53.509.039</b>

MERCADO NO REGULADO EEP kWh									
MES	SECTOR								TOTAL
	ALUM- BRADO PÚBLICO	COMER- CIALES	INDUSTRI- ALES	OFICIALES	PROVI- SIONALES	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	
Feb-20			1.552.009						1.552.009
Mar-20			1.067.886						1.067.886
<b>TOTAL</b>			<b>2.619.895</b>						<b>2.619.895</b>

Tabla 14. Mercado regulado

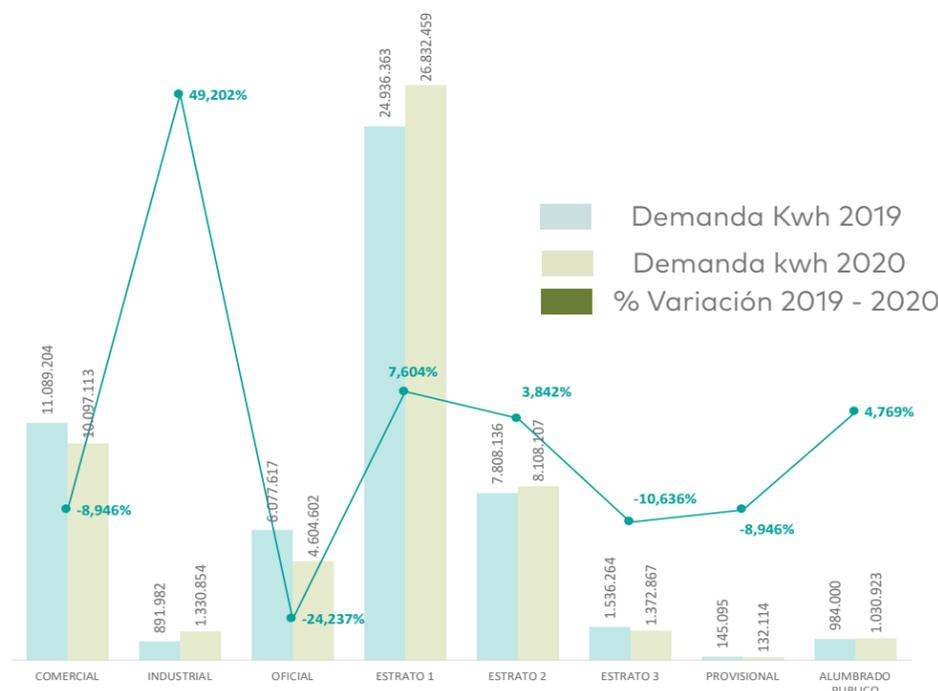
La energía suministrada a Gran Tierra Energy, como usuario NO regulado, fue de 2.619.895 kWh, lo que representó el 4,90% de la demanda regulada del año 2020, para la Empresa de Energía del Putumayo.

# CONSOLIDADO DEMANDA POR SERVICIO AÑO 2019 -2020

CONSOLIDADO				
SECTOR SERVICIO	USUARIOS	DEMANDA KWH 2019	DEMANDA KWH 2020	% Variación 2019-2020
COMERCIAL	3.074	11.089.204	10.097.113	-8,946%
INDUSTRIAL	146	891.982	1.330.854	49,202%
OFICIAL	396	6.077.617	4.604.602	-24,237%
ESTRATO 1	28.163	24.936.363	26.832.459	7,604%
ESTRATO 2	5.934	7.808.136	8.108.107	3,842%
ESTRATO 3	1.049	1.536.264	1.372.867	-10,636%
PROVISIONAL	60	145.095	132.114	-8,946%
ALUMBRADO PÚBLICO	1	984.000	1.030.923	4,769%
<b>TOTAL</b>	<b>38.823</b>	<b>53.468.661</b>	<b>53.509.039</b>	<b>0,076%</b>

Tabla 15. Consolidada demanda por servicio

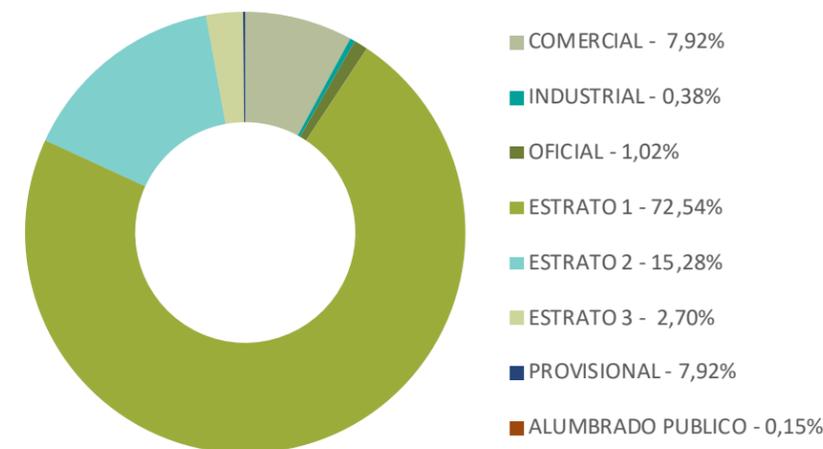
Realizando el comparativo entre los años 2019 y 2020, se evidencia que el crecimiento total de la demanda fue del 0.076%, con una energía de 40.378 kWh para el mercado regulado, y de 2.619.895 kWh para el mercado NO regulado. El sector que mayor aumento tuvo fue el Industrial, a una tasa del 49,202%. El efecto de la emergencia provocó disminución en los sectores comercial, oficial y estrato 3, con una variación de -8,946%, -24,237% y -10,636%, respectivamente.



Gráfica 8. Demanda 2019-2020

## Porcentaje de USUARIOS

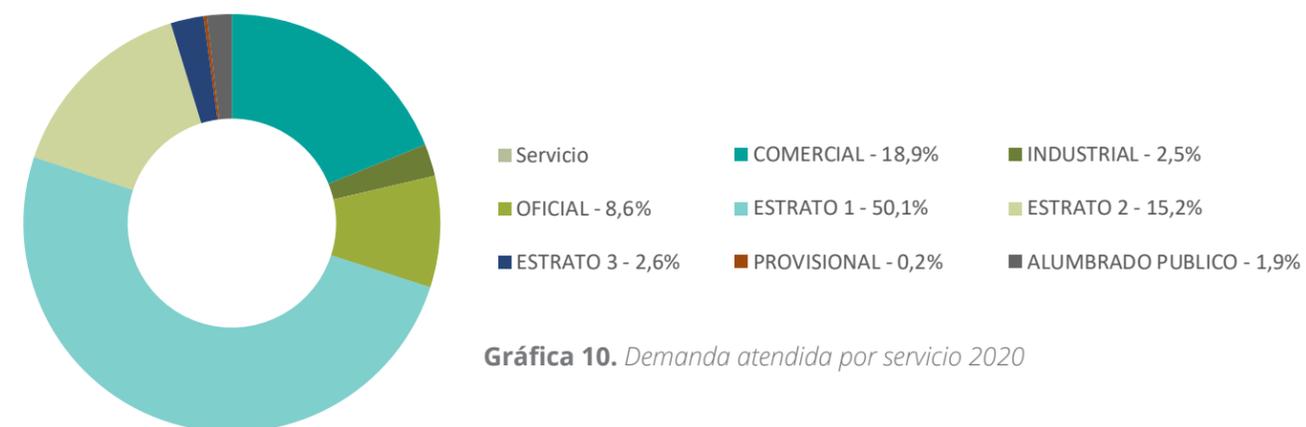
La gestión comercial de la Empresa, está direccionada a la atención de cinco municipios: cuatro en el departamento del Putumayo y uno en el del Cauca. El crecimiento ha sido progresivo, siendo el sector residencial el más representativo, con un 90,52%, el sector comercial 7,92% y el oficial 1,02%, tal como se puede observar en la gráfica "Usuarios atendidos por mercado".



Gráfica 9. Usuarios atendidos por mercado 2020

## Porcentaje de LA DEMANDA

En cuanto a los consumos o la demanda, el sector comercial representa el 19%, el residencial el 68%, el oficial el 9%, como se puede observar en la gráfica "Demanda atendida por servicio".



Gráfica 10. Demanda atendida por servicio 2020

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 de la Empresa.

## Facturación y recaudo CORRIENTE E.E.P S.A ESP

A continuación, se presenta la facturación y recaudo corriente para el año 2020, junto con el comportamiento del porcentaje de recaudo.

MES	CONCEPTO	COMERCIAL	ESTRATO 1	ESTRATO 2	OFICIAL	INDUSTRIAL
Ene-20	Facturación	773.861.867	633.092.517	262.536.754	252.839.960	93.821.101
	Recaudo	687.485.374	530.687.975	225.568.571	169.870.891	41.517.432
Feb-20	Facturación	749.659.292	621.334.606	258.648.810	286.489.224	89.664.892
	Recaudo	602.856.666	473.389.728	207.392.958	161.889.956	80.468.239
Mar-20	Facturación	703.191.643	634.670.131	256.983.729	251.630.543	71.210.552
	Recaudo	427.414.672	431.718.713	177.448.322	122.877.762	24.924.800
Abr-20	Facturación	436.817.102	578.523.263	221.292.126	206.210.845	39.227.694
	Recaudo	328.287.351	255.667.016	116.421.167	143.545.026	26.283.557
May-20	Facturación	453.787.905	603.920.517	238.550.318	210.356.065	39.372.789
	Recaudo	325.704.183	344.970.463	134.821.527	122.849.039	25.996.463
Jun-20	Facturación	498.060.851	608.166.608	232.423.100	215.352.087	63.757.823
	Recaudo	356.781.793	398.080.391	152.191.890	126.884.403	31.452.549
Jul-20	Facturación	530.702.379	635.056.953	241.826.917	214.608.198	46.241.558
	Recaudo	404.171.909	414.028.816	161.301.503	132.997.569	40.210.521
Ago-20	Facturación	526.254.048	644.121.667	244.017.226	204.945.298	57.480.222
	Recaudo	426.441.912	388.032.670	159.076.057	134.039.688	41.339.594
Sept-20	Facturación	580.995.304	616.904.371	232.377.495	198.259.397	69.270.300
	Recaudo	486.866.670	441.585.315	170.884.733	156.824.775	49.336.284
Oct-20	Facturación	671.960.339	636.870.711	243.929.029	218.868.802	80.157.677
	Recaudo	570.643.074	470.358.250	181.170.203	93.349.909	41.536.294
Nov-20	Facturación	684.306.877	650.571.540	245.758.755	242.536.890	70.614.852
	Recaudo	573.811.596	472.215.875	182.152.668	198.631.124	40.398.805
Dic-20	Facturación	723.786.245	645.874.697	245.193.762	231.874.891	77.871.304
	Recaudo	643.754.664	476.628.106	191.003.950	172.053.996	39.496.451
<b>TOTAL</b>	<b>Facturación</b>	<b>7.333.383.852</b>	<b>7.509.107.581</b>	<b>2.923.538.021</b>	<b>2.733.972.200</b>	<b>798.690.764</b>
	<b>Recaudo</b>	<b>5.834.219.864</b>	<b>5.097.363.319</b>	<b>2.059.433.548</b>	<b>1.735.814.138</b>	<b>482.960.989</b>

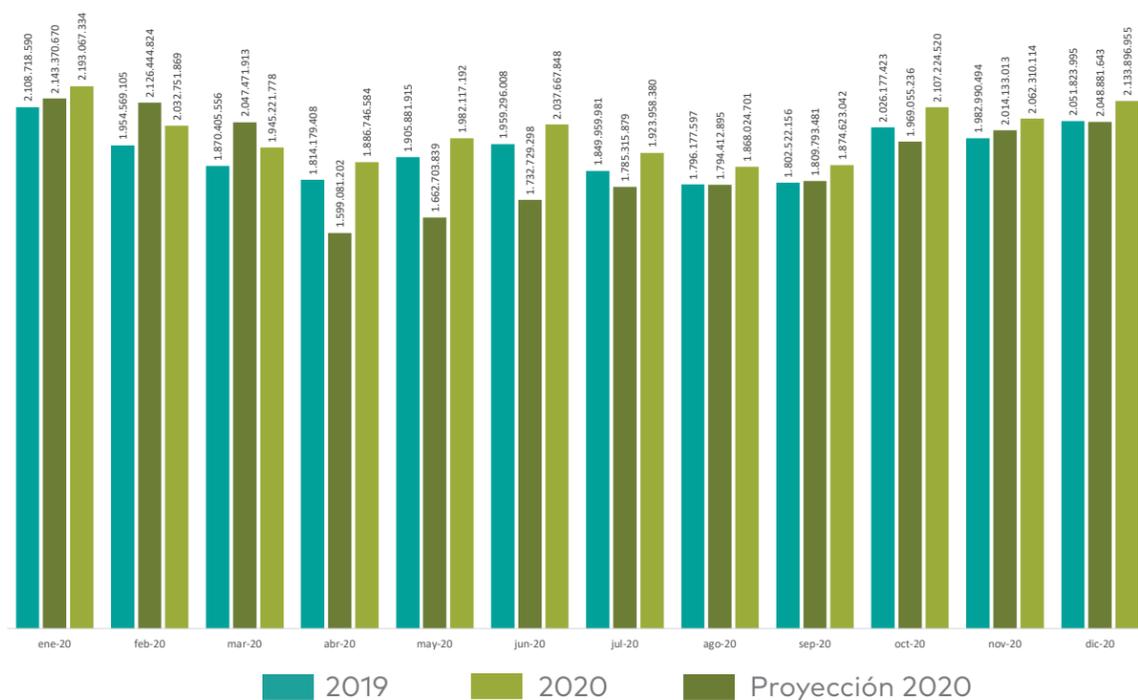
MES	CONCEPTO	ALUMBRADO PÚBLICO	ESTRATO 3	PROVISIONAL	RECAUDO REGULADO	% RECAUDO REGULADO
Ene-20	Facturación	51.397.942	69.247.578	6.572.951	2.143.370.670	82,84%
	Recaudo	51.397.942	63.752.672	5.231.533	1.775.512.390	
Feb-20	Facturación	46.874.582	67.535.064	6.238.354	2.126.444.824	76,94%
	Recaudo	46.874.582	57.822.114	5.341.107	1.636.035.350	
Mar-20	Facturación	50.403.049	67.438.864	11.943.402	2.047.471.913	62,90%
	Recaudo	50.403.049	48.479.278	4.589.560	1.287.856.156	
Abr-20	Facturación	51.933.240	56.456.974	8.619.958	1.599.081.202	60,65%
	Recaudo	51.933.240	43.383.572	4.373.764	969.894.693	
May-20	Facturación	50.360.240	59.612.638	6.743.367	1.662.703.839	63,51%
	Recaudo	50.360.240	45.165.698	6.093.399	1.055.961.012	
Jun-20	Facturación	47.519.300	60.356.808	7.092.721	1.732.729.298	67,29%
	Recaudo	47.519.300	46.830.550	6.263.303	1.166.004.180	
Jul-20	Facturación	47.519.300	61.637.060	7.723.514	1.785.315.879	70,28%
	Recaudo	47.519.300	47.615.531	6.950.703	1.254.795.852	
Ago-20	Facturación	47.519.300	62.351.215	7.723.919	1.794.412.895	69,63%
	Recaudo	47.519.300	46.132.341	6.840.450	1.249.422.012	
Sept-20	Facturación	47.519.300	56.913.004	7.554.310	1.809.793.481	77,62%
	Recaudo	47.519.300	45.094.546	6.708.041	1.404.819.664	
Oct-20	Facturación	50.777.889	58.676.024	7.814.765	1.969.055.236	74,26%
	Recaudo	50.777.889	46.898.086	7.480.395	1.462.214.100	
Nov-20	Facturación	51.130.421	61.341.501	7.872.177	2.014.133.013	78,17%
	Recaudo	51.130.421	48.950.639	7.159.660	1.574.450.787	
Dic-20	Facturación	51.271.371	63.228.339	9.781.034	2.048.881.643	79,66%
	Recaudo	51.271.371	49.735.006	8.231.882	1.632.175.426	
<b>TOTAL</b>	<b>Facturación</b>	<b>594.225.934</b>	<b>744.795.069</b>	<b>95.680.472</b>	<b>22.733.393.893</b>	<b>72,44%</b>
	<b>Recaudo</b>	<b>594.225.934</b>	<b>589.860.033</b>	<b>75.263.797</b>	<b>16.469.141.622</b>	

Tabla 16: Facturación y recaudo corriente

Se puede observar que el efecto de la emergencia sanitaria del Covid19, generó una reducción en la facturación corriente del -1,68%, respecto del año 2019, y un cumplimiento del 93,63%, de acuerdo con lo proyectado en el año 2020. Los meses de abril, mayo y junio fueron los meses más afectados, con índices por debajo del 89%, con relación al año 2019. A partir de julio, la Empresa tuvo una recuperación progresiva que, a diciembre del año 2020, cerró con el 99,86% de lo proyectado.

MES	2019	2020	PROYECCIÓN 2020	%CRECIMIENTO 2019-2020
Ene-20	2.108.718.590	2.143.370.670	2.193.067.334	101,64%
Feb-20	1.954.569.105	2.126.444.824	2.032.751.869	108,79%
Mar-20	1.870.405.556	2.047.471.913	1.945.221.778	109,47%
Abr-20	1.814.179.408	1.599.081.202	1.886.746.584	88,14%
May-20	1.905.881.915	1.662.703.839	1.982.117.192	87,24%
Jun-20	1.959.296.008	1.732.729.298	2.037.667.848	88,44%
Jul-20	1.849.959.981	1.785.315.879	1.923.958.380	96,51%
Ago-20	1.796.177.597	1.794.412.895	1.868.024.701	99,90%
Sept-20	1.802.522.156	1.809.793.481	1.874.623.042	100,40%
Oct-20	2.026.177.423	1.969.055.236	2.107.224.520	97,18%
Nov-20	1.982.990.494	2.014.133.013	2.062.310.114	101,57%
Dic-20	2.051.823.995	2.048.881.643	2.133.896.955	99,86%
<b>TOTAL</b>	<b>23.122.702.228</b>	<b>22.733.393.893</b>	<b>24.047.610.317</b>	<b>-1,68%</b>

Tabla 17. Crecimiento 2020



Gráfica 11. Facturación corriente 2019 - 2020

## Facturación y RECAUDO TOTAL

A renglón seguido, se presenta la facturación y recaudo total para el año 2020, junto con el comportamiento del porcentaje de recaudo.

MES	USUARIOS	COMERCIAL	ESTRATO 1	ESTRATO 2	OFICIAL
Ene-20	Indicador Recaudo (%)	79,17%	71,56%	76,43%	51,33%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	1.081.841.100	1.026.423.200	397.585.100	398.428.250
	Recaudo (Mill COP)	856.532.803	734.461.514	303.859.905	204.502.715
Feb-20	Indicador Recaudo (%)	79,12%	76,34%	80,68%	45,74%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	1.043.043.500	881.747.650	381.923.750	494.857.150
	Recaudo (Mill COP)	825.211.433	673.117.100	308.123.962	226.349.627
Mar-20	Indicador Recaudo (%)	71,04%	70,25%	73,00%	46,59%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	1.020.416.100	931.578.000	380.063.350	531.442.750
	Recaudo (Mill COP)	724.862.064	654.442.804	277.447.250	247.576.771
Abr-20	Indicador Recaudo (%)	54,37%	36,86%	45,46%	60,52%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	919.140.600	1.039.448.250	404.684.150	548.508.050
	Recaudo (Mill COP)	499.771.790	383.143.627	183.976.722	331.968.294
May-20	Indicador Recaudo (%)	47,17%	47,26%	48,04%	32,10%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	898.383.400	1.238.966.650	484.978.300	484.716.900
	Recaudo (Mill COP)	423.726.418	585.495.663	232.979.058	155.588.595
Jun-20	Indicador Recaudo (%)	46,91%	50,93%	50,88%	51,80%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	962.936.200	1.274.326.600	490.969.900	499.881.850
	Recaudo (Mill COP)	451.738.414	649.045.384	249.812.366	258.919.705
Jul-20	Indicador Recaudo (%)	49,50%	48,14%	48,82%	36,11%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	1.043.057.000	1.267.178.500	505.855.600	488.264.850
	Recaudo (Mill COP)	516.288.038	610.014.123	246.972.211	176.324.329
Ago-20	Indicador Recaudo (%)	58,01%	44,44%	47,21%	41,92%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	1.058.016.750	1.353.846.050	530.071.700	464.648.650
	Recaudo (Mill COP)	613.797.816	601.640.842	250.256.428	194.767.988
Sept-20	Indicador Recaudo (%)	60,32%	61,53%	60,13%	54,68%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	1.057.731.650	1.071.489.100	426.670.650	490.137.450
	Recaudo (Mill COP)	638.054.671	659.307.977	256.538.818	268.019.658
Oct-20	Indicador Recaudo (%)	64,87%	58,94%	57,27%	33,14%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	1.122.995.400	1.105.809.750	453.362.050	445.722.100
	Recaudo (Mill COP)	728.492.453	651.783.383	259.619.003	147.730.293
Nov-20	Indicador Recaudo (%)	64,61%	57,12%	56,09%	63,32%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	1.076.525.100	1.150.328.950	462.455.450	499.340.130
	Recaudo (Mill COP)	695.515.029	657.042.706	259.373.583	316.172.777
Dic-20	Indicador Recaudo (%)	72,57%	59,94%	58,95%	33,80%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	1.100.022.350	1.257.624.050	487.059.900	426.204.950
	Recaudo (Mill COP)	798.276.561	753.757.441	287.139.348	144.072.558
<b>TOTAL</b>	<b>Indicador Recaudo (%)</b>	<b>62,76%</b>	<b>55,98%</b>	<b>57,64%</b>	<b>46,29%</b>
	<b>Puesto al Cobro (Mill COP)</b>	<b>12.384.109.150</b>	<b>13.598.766.750</b>	<b>5.405.679.900</b>	<b>5.772.153.080</b>
	<b>Recaudo (Mill COP)</b>	<b>7.772.267.490</b>	<b>7.613.252.564</b>	<b>3.116.098.654</b>	<b>2.671.993.310</b>

MES	USUARIOS	INDUSTRIAL	ALUMBRADO PÚBLICO	ESTRATO 3	PROVISIONAL	TOTAL
Ene-20	Indicador Recaudo (%)	76,13%	100,00%	80,04%	35,58%	72,84%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	102.259.350	51.397.942	91.219.350	20.944.100	3.170.098.392
	Recaudo (Mill COP)	77.846.429	51.397.942	73.014.809	7.451.334	2.309.067.452
Feb-20	Indicador Recaudo (%)	41,25%	100,00%	87,47%	31,58%	71,95%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	119.645.450	46.874.582	90.485.950	18.847.200	3.077.425.232
	Recaudo (Mill COP)	49.350.550	46.874.582	79.150.550	5.952.700	2.214.130.504
Mar-20	Indicador Recaudo (%)	83,06%	100,00%	81,74%	4,80%	65,41%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	160.250.150	50.403.049	86.650.900	150.452.364	3.311.256.663
	Recaudo (Mill COP)	133.100.401	50.403.049	70.829.100	7.221.750	2.165.883.189
Abr-20	Indicador Recaudo (%)	23,65%	100,00%	65,01%	27,72%	47,13%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	278.315.250	51.933.240	89.424.550	24.082.900	3.355.536.990
	Recaudo (Mill COP)	65.834.830	51.933.240	58.135.123	6.675.450	1.581.439.076
May-20	Indicador Recaudo (%)	38,46%	100,00%	57,82%	43,13%	45,78%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	185.582.050	50.360.240	96.510.350	23.026.250	3.462.524.140
	Recaudo (Mill COP)	71.374.484	50.360.240	55.798.732	9.931.000	1.585.254.190
Jun-20	Indicador Recaudo (%)	39,22%	100,00%	60,64%	35,28%	50,49%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	94.769.750	47.519.300	105.611.850	20.460.050	3.496.475.500
	Recaudo (Mill COP)	37.169.800	47.519.300	64.045.710	7.217.600	1.765.468.279
Jul-20	Indicador Recaudo (%)	72,78%	100,00%	59,80%	35,09%	48,49%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	77.613.200	47.519.300	108.925.100	21.189.300	3.559.602.850
	Recaudo (Mill COP)	56.489.768	47.519.300	65.137.400	7.435.250	1.726.180.419
Ago-20	Indicador Recaudo (%)	53,89%	100,00%	55,57%	37,32%	49,67%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	87.986.350	47.519.300	110.879.800	21.819.250	3.674.787.850
	Recaudo (Mill COP)	47.415.900	47.519.300	61.614.050	8.142.250	1.825.154.574
Sept-20	Indicador Recaudo (%)	37,94%	100,00%	63,26%	38,90%	59,62%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	112.537.350	47.519.300	106.810.050	21.643.200	3.334.538.750
	Recaudo (Mill COP)	42.698.922	47.519.300	67.564.340	8.419.600	1.988.123.286
Oct-20	Indicador Recaudo (%)	40,52%	100,00%	62,69%	40,67%	57,13%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	149.315.550	50.777.889	103.689.600	21.552.500	3.453.224.839
	Recaudo (Mill COP)	60.508.134	50.777.889	65.000.000	8.764.700	1.972.675.855
Nov-20	Indicador Recaudo (%)	66,68%	100,00%	63,75%	35,40%	61,27%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	157.513.750	51.130.421	103.859.600	21.113.900	3.522.267.301
	Recaudo (Mill COP)	105.032.781	51.130.421	66.205.800	7.473.750	2.157.946.847
Dic-20	Indicador Recaudo (%)	49,87%	100,00%	63,15%	37,67%	60,72%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	131.696.450	51.271.371	107.437.350	24.176.750	3.585.493.171
	Recaudo (Mill COP)	65.675.667	51.271.371	67.850.250	9.106.650	2.177.149.846
TOTAL	Indicador Recaudo (%)	49,02%	100,00%	66,11%	24,09%	57,24%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	1.657.484.650	594.225.934	1.201.504.450	389.307.764	41.003.231.678
	Recaudo (Mill COP)	812.497.666	594.225.934	794.345.864	93.792.034	23.468.473.517

Tabla 18: Facturación-Recaudo total 2020

El incremento de la facturación total se debió principalmente a la acumulación de la cartera de energía, producto de la emergencia sanitaria Covid 19. En la siguiente gráfica se muestra el comportamiento del recaudo total a lo largo del año 2020, teniendo en cuenta que la meta trazada fue del 70%.

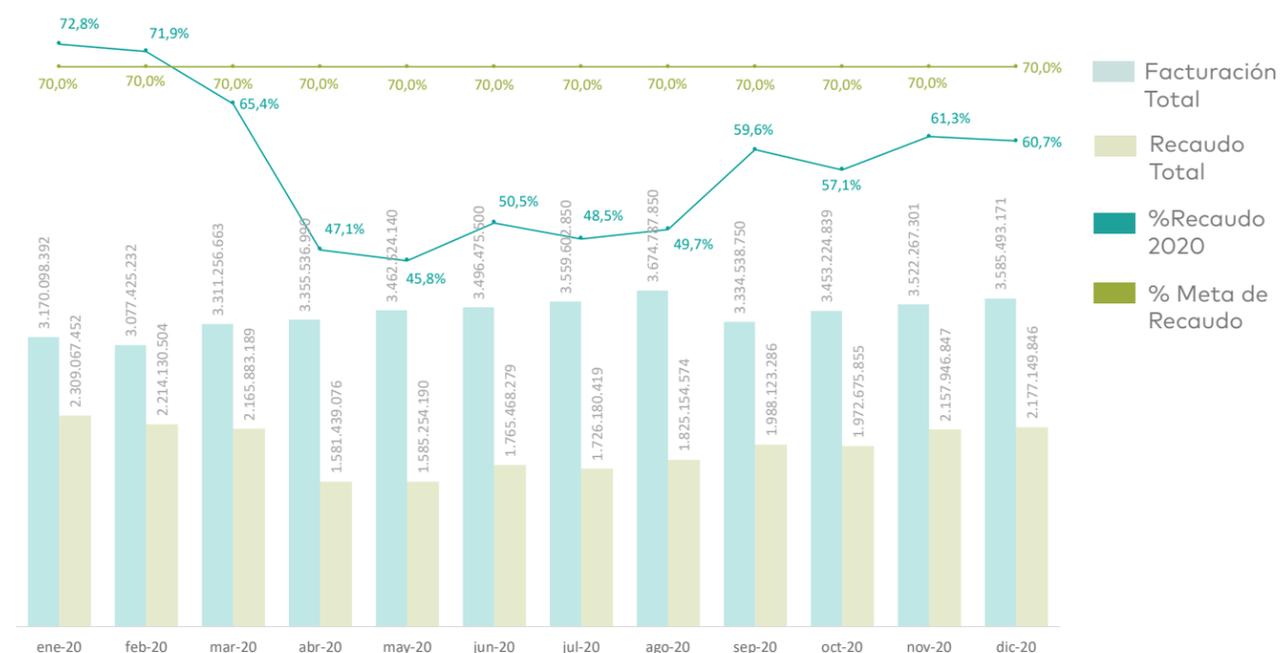


Gráfico 12: Facturación-Recaudo

Realizando el comparativo respecto al año 2019, la facturación total-recaudo total y % recaudo del año 2020, tuvo una disminución de 14,13%.

MES	FACTURACIÓN TOTAL	RECAUDO TOTAL	%RECAUDO 2020	FACTURACIÓN 2019	RECAUDO TOTAL 2019	%RECAUDO 2019
Ene-20	3.170.098.392	2.309.067.452	72,8%	3.211.436.796	2.186.731.379	68,1%
Feb-20	3.077.425.232	2.214.130.504	71,9%	3.138.682.221	1.961.001.044	62,5%
Mar-20	3.311.256.663	2.165.883.189	65,4%	2.990.666.038	2.136.154.488	71,4%
Abr-20	3.355.536.990	1.581.439.076	47,1%	2.887.739.954	2.160.576.754	74,8%
May-20	3.462.524.140	1.585.254.190	45,8%	2.792.637.060	2.145.592.315	76,8%
Jun-20	3.496.475.500	1.765.468.279	50,5%	2.992.894.150	2.002.153.934	66,9%
Jul-20	3.559.602.850	1.726.180.419	48,5%	2.460.761.058	2.279.939.361	92,7%
Ago-20	3.674.787.850	1.825.154.574	49,7%	2.587.460.129	1.773.257.699	68,5%
Sept-20	3.334.538.750	1.988.123.286	59,6%	2.694.159.241	1.914.080.534	71,0%
Oct-20	3.453.224.839	1.972.675.855	57,1%	2.935.638.613	2.007.147.065	68,4%
Nov-20	3.522.267.301	2.157.946.847	61,3%	3.022.535.528	2.182.373.615	72,2%
Dic-20	3.585.493.171	2.177.149.846	60,7%	3.175.711.978	2.150.321.809	67,7%
TOTAL	41.003.231.678	23.468.473.517	57,24%	34.890.322.767	24.899.329.997	71,36%

Tabla 19: Facturación total-Recaudo total

Los meses de enero y febrero de 2020, la Compañía supera la meta de recaudo del 70%. En el mes de marzo, con el inicio de la cuarentena, el porcentaje de recaudo se redujo al 65,4%, llegando al 45,8% en el mes de mayo. Al cierre de diciembre de 2020, el recaudo fue de 60,7%, con un valor de \$2.177.149.846, lo que indica que, en términos de recaudo, la Empresa logró normalidad para cubrir las obligaciones operacionales corrientes.

## FRONTERAS COMERCIALES EPP

Las fronteras comerciales tienen como fin determinar la energía que se le liquida a cada uno de los agentes del Mercado eléctrico mayorista, por parte del administrador XM. La Empresa cuenta con 17 fronteras comerciales en el mercado de Putumayo, de las cuales tres fronteras importan energía y son propiedad de la Empresa de Energía del Putumayo, y 14 fronteras exporta a otros Operadores de Red y Comercializadores como: Empresa de Energía del Bajo Putumayo (1), CEO (1), VATIA (9) y EMGESA (3).

Desde la emergencia del 31 de marzo de 2017, la frontera principal 230 kV en S/E Junín fue deshabilitada, obligando a que se realice la conexión provisional de S/E Móvil 115/34.5 kV, hasta el mes de diciembre de 2018 cuando se habilitó S/E Junín a 115 kV. En este periodo, se estableció un porcentaje de pérdidas mayor al establecido en la Circular CREG 015 de 2010, por los permisos de conexión con el Sistema de transmisión regional - STR de ElectroHuila.

En el mes de agosto de 2020, la S/E Junín restableció la conexión al STN, mediante la línea 230 kV Altamira – Mocoa, permitiendo que se normalice la liquidación de energía mediante fronteras, generando un ahorro importante para la Empresa de Energía del Putumayo.

Seguidamente, se indica la energía asumida de más y lo que representó a lo largo de estos años, junto con el ahorro mensual, a partir del mes de agosto de 2020.

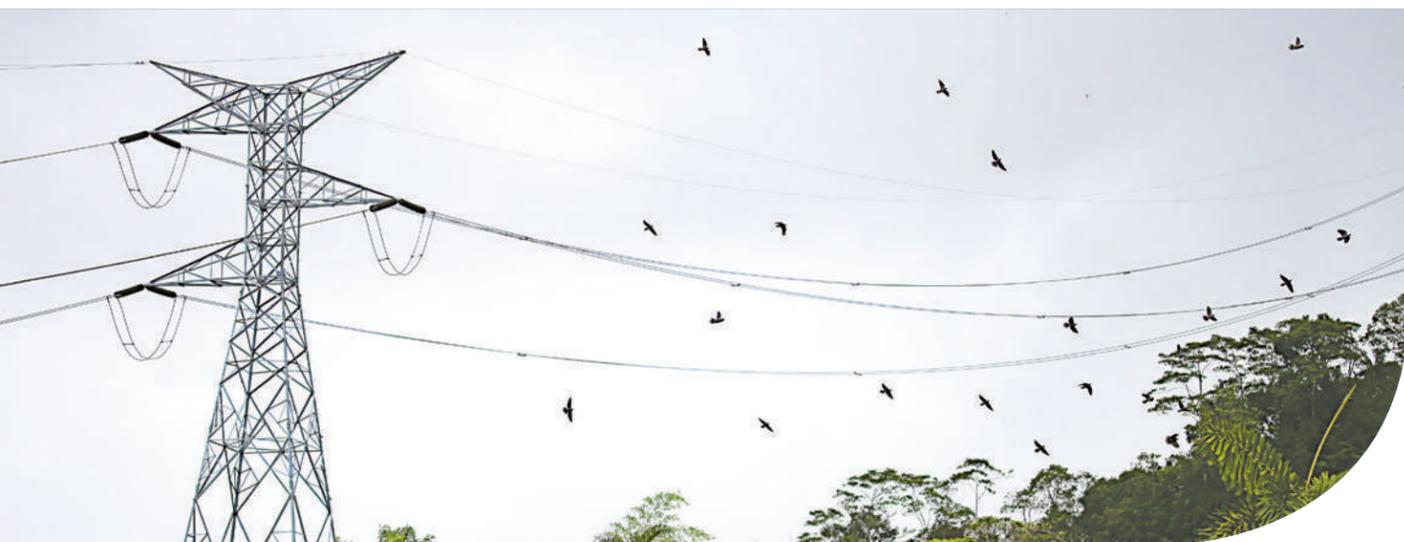


Foto 4. Línea de alta tensión 230 kV Altamira – Mocoa

MES	ENERGÍA COMPRADA DE MAS kWh	G \$/kWh	MAYOR VALOR COMPRA ENERGÍA \$
Ago-17	127.488	180,42	\$23.001.210
Sept-17	239.786	180,64	\$43.313.974
Oct-17	185.118	180,46	\$33.405.825
Nov-17	184.604	180,82	\$33.380.035
Dic-17	194.057	182,49	\$35.412.933
<b>2017</b>	<b>931.053</b>	<b>180,99</b>	<b>\$168.513.977</b>
Ene-18	181.729	182,77	\$33.214.095
Feb-18	237.722	227,45	\$54.069.361
Mar-18	184.430	228,45	\$42.132.620
Abr-18	184.060	231,11	\$42.538.006
May-18	187.078	225,39	\$42.165.197
Jun-18	162.846	220,35	\$35.883.319
Jul-18	150.572	225,37	\$33.933.749
Ago-18	159.418	236,26	\$37.664.278
Sept-18	182.993	229,74	\$42.040.558
Oct-18	187.263	233,24	\$43.676.564
Nov-18	183.222	236,1	\$43.258.455
Dic-18	183.077	234,72	\$42.971.548
<b>2018</b>	<b>2.184.411</b>	<b>225,94</b>	<b>\$493.547.751</b>
Ene-19	38.474	246,9	\$9.499.181
Feb-19	39.071	252,34	\$9.858.886
Mar-19	38.566	261,64	\$10.090.222
Abr-19	37.377	246,41	\$9.210.039
May-19	37.382	223,94	\$8.371.411
Jun-19	37.215	217,46	\$8.092.830
Jul-19	36.989	200,47	\$7.414.968
Ago-19	59.907	204,59	\$12.256.418
Sept-19	36.274	224,61	\$8.147.486
Oct-19	34.394	231,3	\$7.955.540
Nov-19	34.828	231,2	\$8.052.371
Dic-19	34.885	239,14	\$8.342.453
<b>2019</b>	<b>465.362</b>	<b>230,56</b>	<b>\$107.291.804</b>
Ene-20	34.797	261,16	\$9.087.462
Feb-20	46.233	250,09	\$11.562.534
Mar-20	32.509	263,88	\$8.578.698
Abr-20	23.115	250,92	\$5.800.040
May-20	37.433	235,39	\$8.811.412
Jun-20	35.222	235,1	\$8.280.901
Jul-20	34.268	238,92	\$8.187.074
Ago-20	-224.131	233,53	-\$52.340.993
Sept-20	-248.471	236,51	-\$58.766.998
Oct-20	-261.123	234,29	-\$61.177.727
Nov-20	-257.173	238,48	-\$61.329.791
Dic-20	-265.551	236,6	-\$62.829.018
<b>2020</b>	<b>-1.012.873</b>	<b>233,14</b>	<b>-\$236.136.406</b>

Tabla 20: Energía asumida

En el año 2017 y 2018, la EEP asumió más energía por un valor de \$168.513.977 y \$493.547.751, respectivamente. Después de la conexión en S/E Junín 115 kV, esta cifra se redujo a \$107.291.804, en el año 2019. Con la nueva conexión y rehabilitación de S/E Junín 230 kV, desde el mes de agosto 2020, se ha presentado un ahorro a favor de la Empresa, por \$236.136.406, para el año 2020.

## REDUCCIÓN DE INGRESOS POR EMERGENCIA SANITARIA COVID 19

En el mes de marzo de 2020, una vez declarada la emergencia mundial por la Covid 19, la Empresa, se encaminó a darle cumplimiento a los decretos nacionales, resoluciones y circulares emitidas por los diferentes entes, con el fin de dar alivios generales a los usuarios del mercado regulado. A continuación, se relaciona las consecuencias de la emergencia por los diferentes factores, tanto internos como externos, y la repercusión en los ingresos de la Compañía.

### Demanda de ENERGÍA:

Como consecuencia de dicha emergencia, la Compañía percibió reducción de ingresos por la disminución de la demanda. Algo esperable, ya que los usuarios cambiaron modalidades de consumo, al generarse el cierre total del comercio en el departamento del Putumayo.

MES	DEMANDA PROY kWh	VR DEMANDA PROY \$	DEMANDA kWh	VR DEMANDA \$	REDUCCIÓN VENTA ENERGÍA \$
Ene-20	4.746.404	2.974.661.207	4.787.583	2.935.833.961	
Feb-20	4.581.830	2.871.519.717	4.796.167	2.871.856.279	
Mar-20	4.450.358	2.789.123.326	4.691.717	2.823.540.904	
Abr-20	4.360.531	2.732.827.120	3.920.900	2.375.681.347	-357.145.773
May-20	4.607.639	2.887.694.480	4.081.444	2.454.010.735	-433.683.745
Jun-20	4.519.280	2.832.318.599	4.231.959	2.541.573.766	-290.744.833
Jul-20	4.527.108	2.837.223.953	4.314.858	2.597.024.003	-240.199.950
Ago-20	4.595.466	2.880.065.305	4.364.749	2.624.606.625	-255.458.681
Sept-20	4.824.452	3.023.575.265	4.332.874	2.605.142.259	-418.433.006
Oct-20	4.779.040	2.995.114.956	4.596.736	2.763.018.070	-232.096.886
Nov-20	4.758.487	2.982.233.676	4.678.839	2.818.428.759	-163.804.917
Dic-20	4.856.814	3.043.856.942	4.711.213	2.836.277.793	-207.579.149
<b>TOTAL</b>	<b>55.607.407</b>	<b>34.850.214.546</b>	<b>53.509.039</b>	<b>32.246.994.501</b>	<b>-2.599.146.940</b>

Tabla 21. Demanda de energía

La proyección para el año 2020, era vender 55.607.407 kWh-año, con lo que se facturaría aproximadamente \$34.850 millones (kWh x CU). De acuerdo con lo facturado a lo largo del año, se percibió una reducción de ingresos por \$2.599 millones.

### Descuento PRONTO PAGO:

De acuerdo con el decreto nacional 517 de 2020, se estableció que las empresas comercializadoras debían generar un descuento del 10% de la factura de energía, a los usuarios de estratos 1 y 2, que hicieran su pago total antes de la fecha límite. Este concepto, obligó a la Compañía descontar, para los meses de mayo, junio y julio, la suma de \$124.737.325.

MES	DTO 10% PRONTO PAGO
Jun-20	-\$33.105.706
Jul-20	-\$45.829.254
Ago-20	-\$45.802.365
<b>TOTAL</b>	<b>-\$124.737.325</b>

Tabla 22: Descuento pronto pago



Foto 5: Vatio el positivo (personaje de la EEP) explica en medios digitales los alivios y descuentos durante emergencia por Covid 19

## Alivios decreto 517 ESTRATO 1 Y 2:

Conforme el decreto 517 de 2020, los usuarios de estratos 1 y 2, que no tuvieran la oportunidad de pagar la factura de energía correspondiente a los meses de abril, mayo, junio y julio, podrían diferir su factura a 36 cuotas, a partir del cuarto mes del consumo.

El balance de la cartera por los diferidos, a corte de agosto 2020, fue de:

MES	ALIVIO DECRETO 517 ESTRATO 1 Y 2
Abr-20	111.931.465
May-20	122.844.545
Jun-20	150.003.240
Jul-20	238.925.230
<b>TOTAL</b>	<b>623.704.480</b>

Tabla 23. Alivios decreto 517

Para el cierre del año 2020, esta cartera alcanzó la suma de: \$554.403.982.

SECTOR	CARTERA ALIVIOS
Estrato 1	406.670.786
Estrato 2	147.733.196
<b>TOTAL</b>	<b>554.403.982</b>

Tabla 24: Cartera alivios

## Opción tarifaria resolución CREG 012 DE 2020:

Teniendo en cuenta el artículo 12 de la resolución CREG 058 de 2020, se estableció que los comercializadores deben aplicar la opción tarifaria definida en la resolución CREG 012 de 2020, cuando se presente un incremento superior al 3%, en el costo unitario de prestación del servicio o en cualquiera de sus componentes. Esto obligó a que, a partir del mes de abril de 2020, la Empresa genere una cartera por este concepto.

El acumulado mensual, hasta diciembre de 2020, fue el siguiente:

MES	SALDO ACUMULADO N1 EMPRESA	SALDO ACUMULADO N1 USUARIO	SALDO ACUMULADO N2	SALDO ACUMULADO TOTAL
Abr.-20	8.897.733	1.332.363	267.377	10.497.473
May.-20	24.611.878	3.773.844	510.744	28.896.466
Jun.-20	30.006.637	4.620.906	1.068.641	35.696.184
Jul.-20	3.240.934	574.193	1.119.008	4.934.134
Ago.-20	35.165.583	6.113.311	2.213.800	43.492.694
Sep.-20	98.421.551	16.549.641	4.191.984	119.163.176
Oct.-20	191.765.230	31.638.118	7.203.880	230.607.228
Nov.-20	267.446.019	43.970.541	10.823.224	322.239.784
Dic.-20	282.565.104	46.375.114	11.976.515	340.916.733

Tabla 25. Acumulado mensual 2020

El año 2020, se cerró con una cartera por opción tarifaria de \$ 340.916.733, de los cuales se tiene un saldo de \$ 282.565.104, por usuarios con tarifa Nivel de tensión 1 propiedad Empresa, \$ 46.375.114 por Nivel 1, propiedad usuario, y \$ 11.976.515 por Nivel de tensión 2.

## Disminución de recaudo - AUMENTO CARTERA

Otra consecuencia de la emergencia citada, fue el incremento de la cartera por la disminución del recaudo de los usuarios. En tiempos normales, la cartera es un valor dinámico, oscilante entre 700 y 800 millones de pesos mensuales, teniendo en cuenta todos los conceptos facturados. Los usuarios que dejan de pagar en la facturación corriente, son compensados por los usuarios que pagan la cartera vencida, y se genera una rotación de cartera constante.

La emergencia ocasionó la siguiente acumulación de cartera:

MES	CARTERA ACUMULADA
Ene-20	\$814.077.899
Feb-20	\$760.450.745
Mar-20	\$879.910.241
Abr-20	\$1.520.549.248
May-20	\$1.671.266.972
Jun-20	\$1.791.620.159
Jul-20	\$1.685.507.220
Ago-20	\$1.752.671.025
Sept-20	\$1.394.751.500
Oct-20	\$1.402.060.518
Nov-20	\$1.401.623.203
Dic-20	\$1.421.288.719

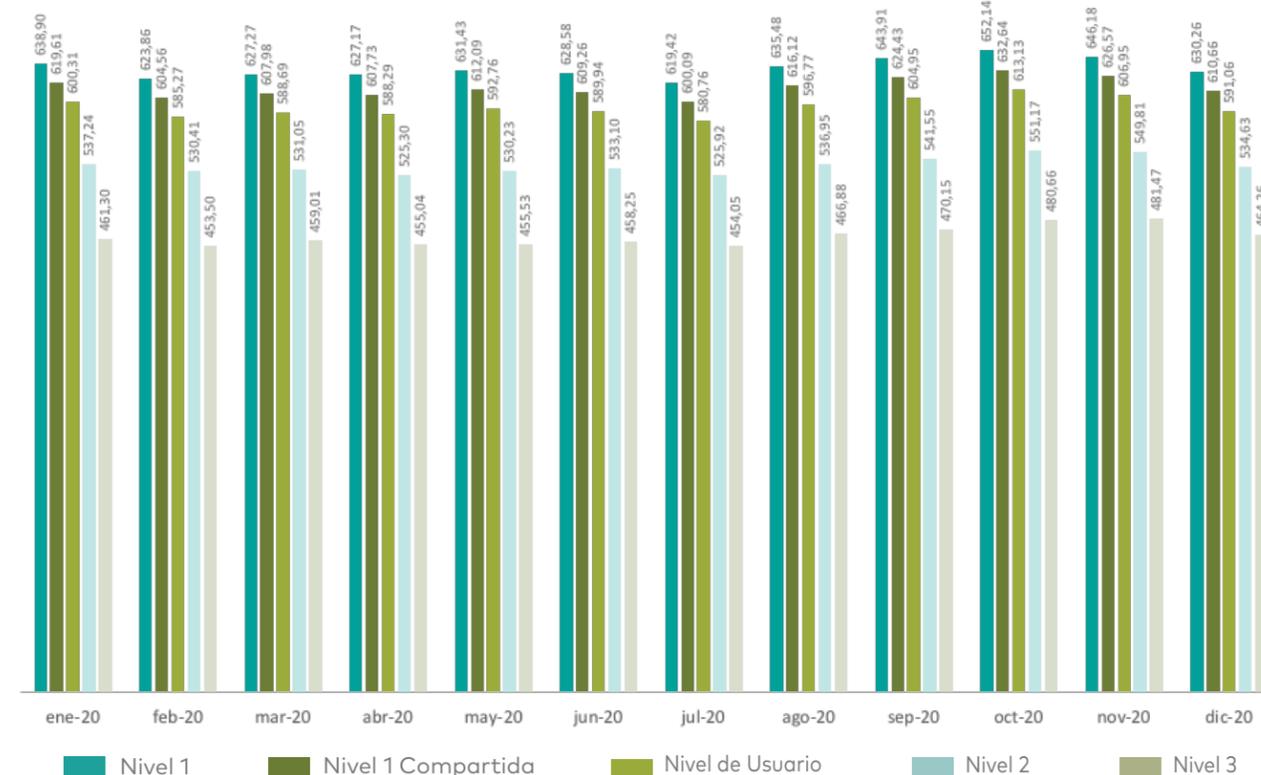
Tabla 26: Acumulación de cartera

Para el mes de diciembre de 2020, la cartera acumulada alcanzó los 1.400 millones, la cual es considerada cartera gestionable, dado que es puesta al cobro de manera mensual, de los cuales, por concepto de energía, el valor es de \$999.909.249.

Lo anterior se traduce en un ingreso dejado de percibir al flujo de caja, de aproximadamente \$634.803.945.

MES	RECAUDO MES	RECAUDO PROMEDIO SIN COVID	REDUCCIÓN INGRESOS	REDUCCIÓN RECAUDO
mar-20	1.715.849.959	2.093.562.959	-80.304.216	-297.408.783
abr-20	1.579.908.886	2.054.133.455	-528.163.773	53.939.204
may-20	1.586.827.190	2.162.601.568	-449.834.385	-125.939.994
jun-20	1.767.557.329	2.123.816.653	-362.271.354	6.012.030
jul-20	1.726.647.919	2.127.252.332	-306.821.117	-93.783.296
ago-20	1.827.408.274	2.157.258.143	-279.238.495	-50.611.373
sept-20	1.922.922.336	2.257.771.605	-298.702.861	-36.146.408
oct-20	1.972.675.855	2.237.838.186	-140.827.050	-124.335.281
nov-20	2.154.887.276	2.228.816.220	-85.416.361	11.487.418
dic-20	2.226.391.975	2.271.976.763	-67.567.327	21.982.539
<b>TOTAL</b>	<b>22.885.917.461</b>	<b>26.089.813.261</b>	<b>-2.599.146.940</b>	<b>-634.803.945</b>

Tabla 27: Recaudo 2020



Gráfica 13: Costo prestación del servicio 2020

### Costo unitario prestación del servicio (CU) POR NIVEL DE TENSIÓN

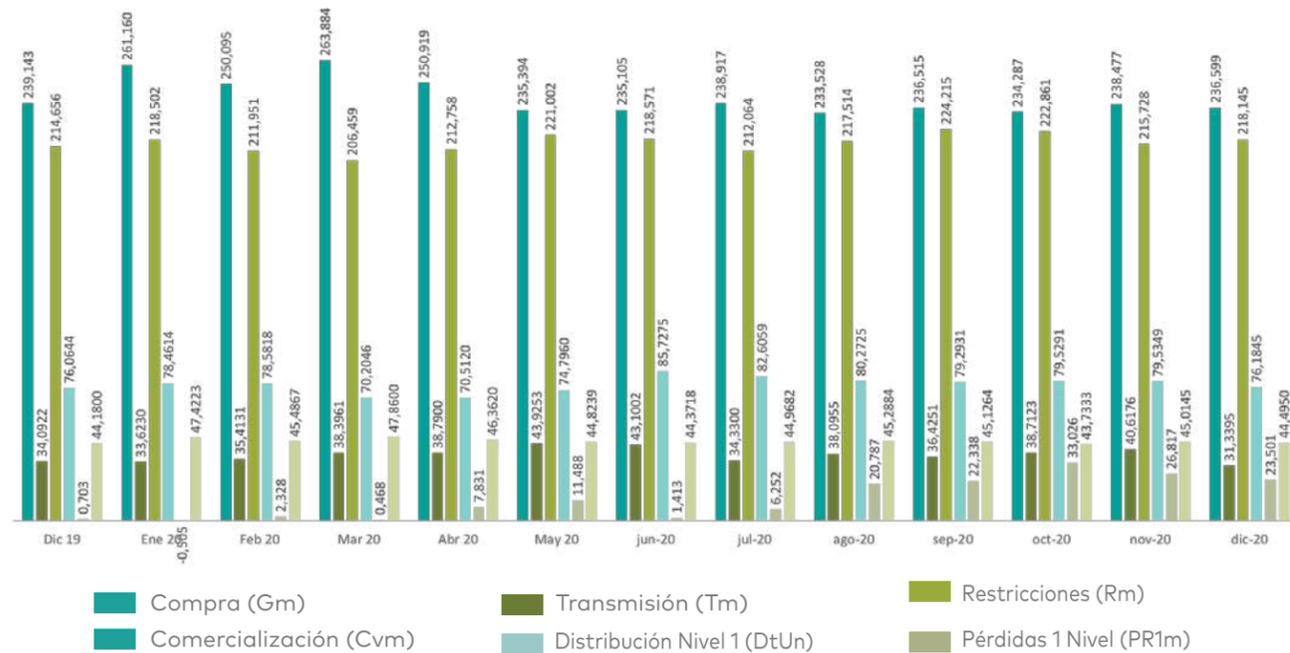
MES	NIVEL 1						NIVEL 2		NIVEL 3	
	PROPIEDAD EEP	EMPRESA OPCIÓN TARIFARIA	PROPIEDAD COMPARTIDA	COMPARTIDA OPCIÓN TARIFARIA	PROPIEDAD USUARIO	USUARIO OPCIÓN TARIFARIA	NIVEL 2	OPCIÓN TARIFARIA	NIVEL 3	OPCIÓN TARIFARIA
Ene-20	638,9		619,61		600,31		537,24		461,3	
Feb-20	623,86		604,56		585,27		530,41		453,5	
Mar-20	627,27		607,98		588,69		531,05		459,01	
Abr-20	627,17	626,77	607,73	607,48	588,29	588,19	525,3	525,3	455,04	455,04
May-20	631,43	626,77	612,09	598,44	592,76	588,19	530,23	525,3	455,53	455,53
Jun-20	628,58	626,77	609,26	598,44	589,94	588,19	533,1	525,3	458,25	458,25
Jul-20	619,42	626,77	600,09	598,44	580,76	587,83	525,92	525,3	454,05	454,05
Ago-21	635,48	626,77	616,12	598,44	596,77	587,3	536,95	525,3	466,88	447,37
Sept-21	643,91	626,77	624,43	624,43	604,95	587,29	541,55	525,3	470,15	453,76
Oct-21	652,14	626,77	632,64	632,64	613,13	587,29	551,17	525,3	480,66	480,66
Nov-21	646,18	626,77	626,57	626,57	606,95	587,29	549,81	525,3	481,47	481,47
Dic-21	630,26	626,77	610,66	610,66	591,06	587,29	534,63	525,3	464,26	464,26

Tabla 28: Costo prestación del servicio

### Componentes (CU) Nivel de tensión 1 – Propiedad EEP CU POR COMPONENTE

MES	COMPRA (GM)	TRANSMISIÓN (TM)	DISTRIBUCIÓN NIVEL 1 (DTUN)	COMERCIALIZACIÓN (CVM)	RESTRICCIONES (RM)	PÉRDIDAS NIVEL 1 (PR1M)	CU	CU - OPCIÓN TARIFARIA
Ene-20	261,16	33,623	218,502	78,4614	-0,505	47,4223	638,9	
Feb-20	250,095	35,4131	211,951	78,5818	2,328	45,4867	623,856	
Mar-20	263,884	38,3961	206,459	70,2046	0,468	47,86	627,272	
Abr-20	250,919	38,79	212,758	70,512	7,831	46,362	627,174	626,774
May-20	235,394	43,9253	221,002	74,796	11,488	44,8239	631,43	626,774
Jun-20	235,105	43,1002	218,571	85,7275	1,413	44,3718	628,288	626,774
Jul-20	238,917	34,33	212,064	82,6059	6,252	44,9682	619,136	626,774
Ago-20	233,528	38,0955	217,514	80,2725	20,787	45,2884	635,486	626,774
Sept-20	236,515	36,4251	224,215	79,2931	22,338	45,1264	643,912	626,774
Oct-20	234,287	38,7123	222,861	79,5291	33,026	43,7333	652,149	626,774
Nov-20	238,477	40,6176	215,728	79,5349	26,817	45,0145	646,189	626,774
Dic-20	236,599	31,3395	218,145	76,1845	23,501	44,495	630,264	626,774

Tabla 29: Componente costo unitario 2020



Grafica 14: Costo prestación del servicio

### Compra de energía en CONTRATO BILATERALES Y BOLSA

A renglón seguido, se presenta el balance de compra y venta de energía en contratos bilaterales y spot de bolsa, para el año 2020.

MES	COMPRA POR CONTRATOS		COMPRA EN BOLSA		VENTAS EN BOLSA		COMPRAS TOTALES	
	PESOS	KWH	PESOS	KWH	PESOS	KWH	PESOS	KWH
Ene-20	1.249.317.770	5.220.001	370.548.358	1.014.287	87.469.900	324.988	1.532.396.228	5.909.300
Feb-20	1.190.720.152	4.979.998	1.080.201.882	2.405.703	23.299.310	58.048	1.543.864.243	5.775.644
Mar-20	1.258.814.790	5.220.001	698.361.171	1.878.780	45.043.690	173.422	1.307.153.494	5.857.472
Abr-20	1.222.511.614	5.099.998	156.239.744	555.176	116.360.316	525.613	1.262.391.042	5.129.561
May-20	1.250.951.666	5.220.001	247.459.054	608.855	214.531.176	686.761	1.283.879.544	5.142.095
Jun-20	1.222.511.614	5.099.998	224.795.862	664.415	126.900.023	470.717	1.320.407.453	5.293.696
Jul-20	1.253.606.747	5.220.001	121.481.781	681.113	66.286.653	505.820	1.308.801.875	5.395.294
Ago-20	1.261.571.990	5.220.001	101.931.583	588.375	80.342.982	558.962	1.283.160.591	5.249.413
Sept-20	1.233.580.934	5.099.998	126.837.558	760.166	73.926.365	547.374	1.286.492.127	5.312.790
Oct-20	1.270.558.418	5.220.001	216.325.847	914.150	81.782.841	506.445	1.405.101.424	5.627.706
Nov-20	1.239.664.074	5.099.998	217.522.741	979.057	51.191.470	381.700	1.405.995.345	5.697.355
Dic-20	1.270.149.944	5.220.001	181.224.376	1.003.094	46.942.648	346.248	1.404.431.672	5.876.847
Año 2020	14.923.959.713	61.919.995	3.742.929.957	12.053.171	1.014.077.374	5.086.099	16.344.075.038	68.887.067

Tabla 30. Compra de energía



## Operación de DISTRIBUCION

2020

2020

# OPERACIÓN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

La electricidad es una forma de energía que solo se puede apreciar por los efectos que produce, y prácticamente está en todo lo que conocemos actualmente. Es de las pocas tecnologías que han sido tan fundamentales para marcar una nueva era, y probablemente ha sido el descubrimiento que más ha influenciado en los avances acelerados de la humanidad.

Es por eso que la EEP S.A. ESP (EEP, la Empresa, la Compañía), en su gran compromiso con el departamento, trabaja arduamente día a día, para brindar un servicio de manera continua y confiable, superando adversidades como la avenida fluviotorrencial ocurrida en el año 2017 y la pandemia Covid-19 durante todo el año 2020. Esta última, generando un impacto financiero negativo, al disminuir la demanda, debido a la duración y la rigurosidad de las medidas tomadas por el gobierno nacional para frenar la propagación del virus.

No obstante, la Empresa adopta todos los protocolos de bioseguridad necesarios para el manejo y control del riesgo, protegiendo todo el personal operativo y atendiendo, de manera continua, las interrupciones que alteran la prestación óptima del servicio de energía eléctrica.

Para el 2020 se avanza con el segundo periodo del plan de inversión. Cumpliendo las exigencias de la resolución CREG 015 de 2018, se realizan mantenimientos preventivos en sectores estratégicos, para mejorar los indicadores de calidad y en las subestaciones, proyectos de expansión, trabajos de rocería y podas, durante cuatro periodos del año, en los corredores de los circuitos de media y baja tensión de la EEP.

Se restablece la conexión Altamira-Junín 230 kV, mejorando la confiabilidad del sistema. Igualmente, se trabaja en la implementación del nuevo esquema de calidad y los avances en la construcción de la nueva subestación, que implementará tecnología moderna y brindará mejores condiciones técnicas para su operación. Y también se implementa la nueva tecnología AMI, realizando los cambios de la medida convencional que se utiliza actualmente.

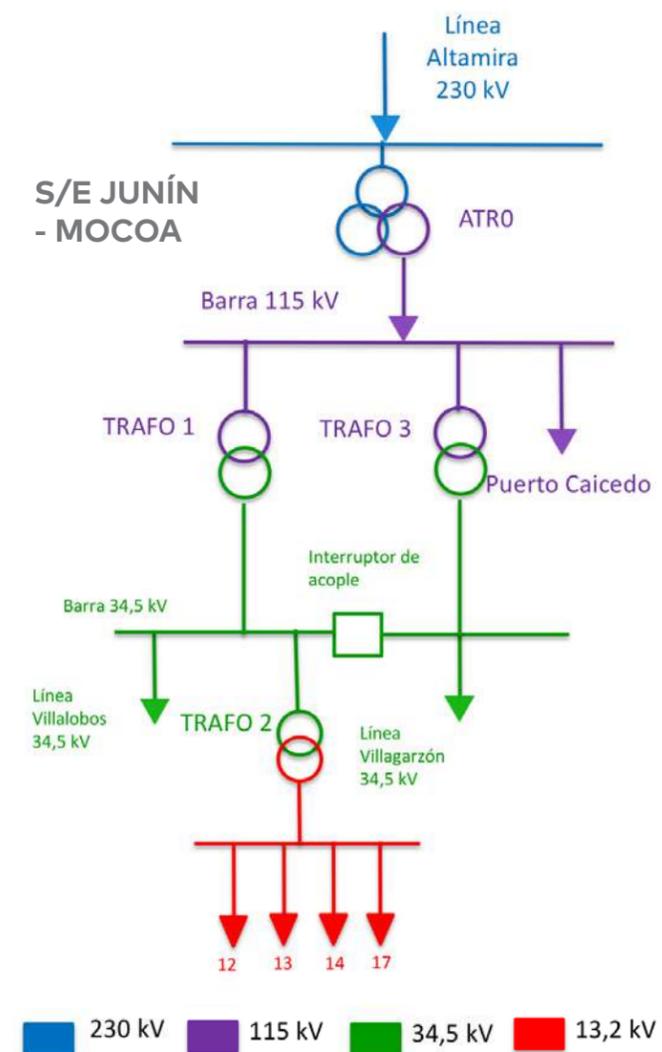
## Recuperación SUBESTACIÓN JUNÍN

Durante el año 2020, se hicieron trabajos tendientes a la recuperación de la subestación Junín 230kV, realizando la conexión de la línea Altamira - Junín en 230 kV, la cual funcionaba con una conexión provisional en T a la línea 115 kV Altamira-Pitalito. Los trabajos técnicos se concluyeron el día 24 de mayo 2020, dado que, a raíz de las afectaciones generadas por la declaratoria de emergencia sanitaria por Covid-19 (Res. 385-12 de marzo 2020 y posteriores), fue necesaria la reprogramación en diferentes ocasiones de los trabajos de energización, por las restricciones en movilidad que sufrió el territorio a nivel nacional y la necesidad de contar con personal externo, experto en estas labores.

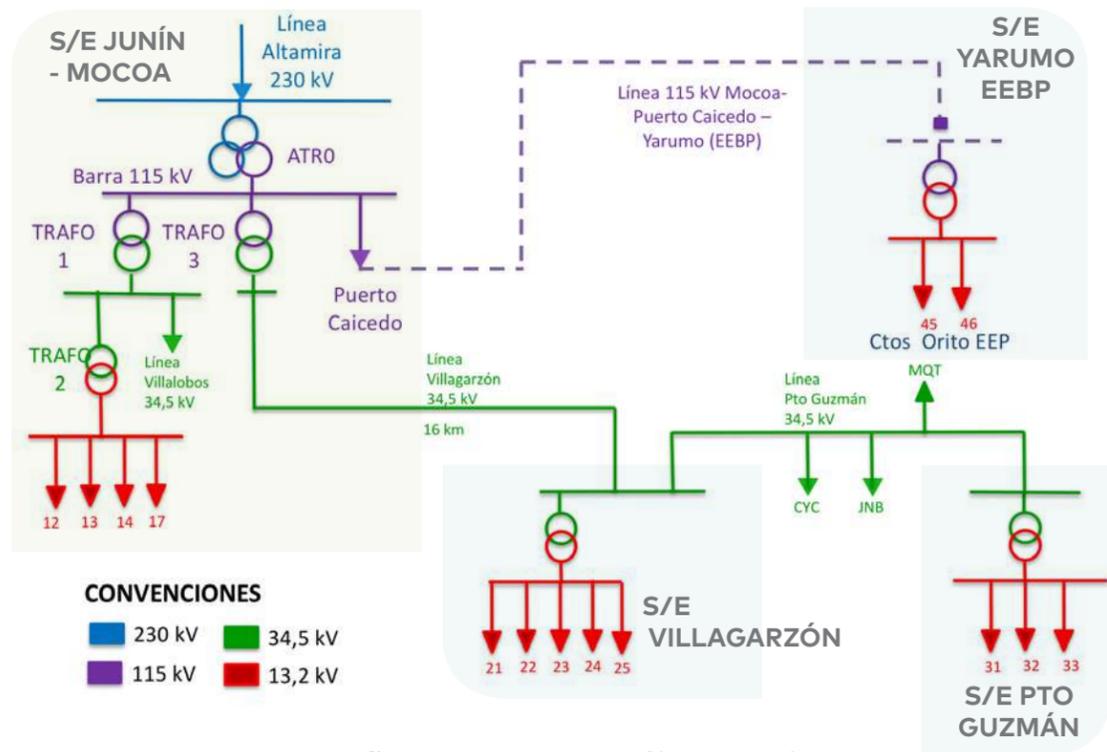
Finalizados los trabajos técnicos, se realizó el proceso de registro de la frontera comercial de la línea de 230 kV, y se inició operación el 6 de agosto de 2020. A continuación, se presenta el diagrama unifilar actualizado.



Foto 6. Subestación eléctrica Junín operando a 230 kV

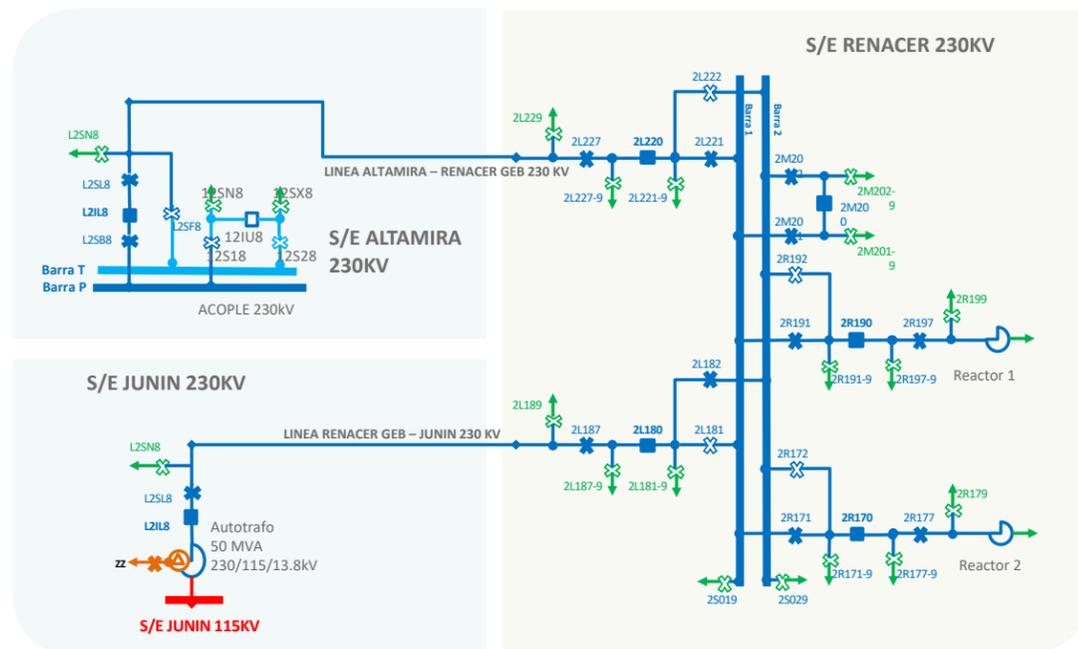


Gráfica 1. Diagrama unifilar subestación Junín



Gráfica 2. Diagrama unifilar general EEP

Se continúan labores para superar la emergencia ocurrida en el año 2017, en donde Grupo de Energía Bogotá (GEB) construye una subestación tipo GIS en 230 kV, en la vereda Guadales, y posteriormente se conectará la nueva subestación Mocoa. Para el mes de enero del 2021, se tiene proyectada la conexión temporal con la subestación Junín, con lo cual cambia nuestro esquema de conexión.



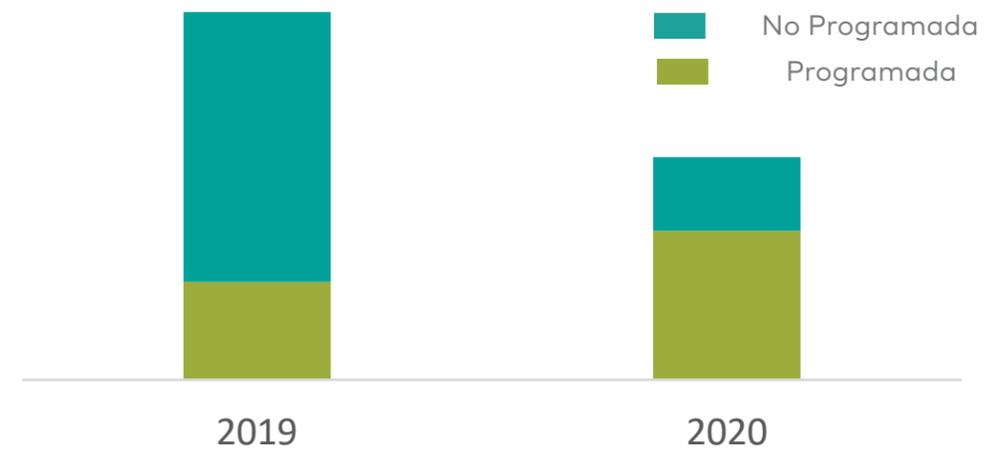
Gráfica 3. Esquema de conexión Altamira - Renacer GEB - Junin 230Kv

El impacto positivo en las salidas totales del sistema, se observa en la comparación de los eventos en 115 kV vs. 230 kV, del año 2020, después de que se logró restablecer la subestación Junín en 230 kV.

EVENTO	FECHA	DESCRIPCIÓN	DURACIÓN	TIPO
1	2/01/20	Apertura línea Altamira 115 kV	27 min	No programado
2	31/03/20	Apertura línea Altamira 115 kV	10 min	No programado
3	8/04/20	Apertura línea Altamira 115 kV	14 min	No programado
4	2/05/20	Apertura línea Altamira 115 kV	14h 21 min	Programada
5	20/05/20	Apertura línea Altamira 115 kV	4h 21 min	Programada
6	24/05/20	Apertura línea Altamira 115 kV	12h 20 min	Programada
7	28/06/20	Apertura interruptor 230 kV	31 min	Programada
8	6/09/20	Apertura línea Altamira 230 kV	13h 36 min	Programada
9	18/10/20	Apertura línea Altamira 230 kV	15h 42 min	Programada

Tabla 1. Eventos STN Junín 2020

Como se observa en la tabla, una vez operativa la línea Altamira 230 kV, se dejan de tener salidas por fallas asociadas a los eventos que se presentaban en Altamira- Pitalito 115 kV, que afectan a la población y generaban dependencia en el restablecimiento de un tercero (ElectroHuila). Después de tener energizada la línea Altamira - Junín en 230 kV, no se han presentado eventos en la línea. Por tal razón, se concluye que el sistema ahora es más confiable, como se muestra en la siguiente gráfica.



Gráfica 4. Eventos línea Altamira-Mocoa

Se aclara que los cortes programados de la línea Altamira 115kV, se presentaron para realizar maniobras en el proceso de restablecimiento de la subestación Junín con la línea Altamira 230 kV. A continuación, se presenta el balance de las pérdidas de energía asumidas por la Empresa, después de la avenida fluviotorrencial del 31 de marzo de 2017.

Durante los años 2017 y 2018, la SE operativa, estuvo por SE móvil 115/34.5 kV. En el mes de diciembre 2018, se habilitó SE Junín a 115 kV, y en agosto 2020 se retornó con conexión al STN en 230 kV. Esto ocasionó que, durante el año 2020, se genere un ahorro a favor de la Compañía de \$236.136.406.

AÑO	ENERGÍA ENTRADA kWh	ENERGÍA LIQUIDADADA kWh	PERDIDAS DE ENERGÍA kWh	MAYOR VALOR PÉRDIDAS ENERGÍA kWh	CONFIGURACIÓN STR EEP
2017	26.816.820	27.747.873	931.053	168.513.977	SE Móvil 115kV
2018	62.298.318	64.482.729	2.184.411	493.547.751	
2019	64.498.966	64.964.328	465.362	107.291.804	SE Junín 115kV
2020	66.324.686	65.311.813	-1.012.873	-236.136.406	SE Junín 230kV
<b>Total</b>	<b>219.938.790</b>	<b>222.506.743</b>	<b>2.567.953</b>	<b>533.217.126</b>	

Tabla 2. Balance de liquidación de energía XM.

MES	ENERGÍA ENTRADA EEP	ENERGÍA REAL XM	ENERGÍA COMPRADA DE MAS KWH	G \$/KWH	MAYOR VALOR COMPRA ENERGÍA \$	BALANCE 2020 AHORRO COMPRA DE ENERGÍA \$
ene-20	5.807.661	5.842.458	34.797	261,16	9.087.462	60.308.121
feb-20	5.652.406	5.698.639	46.233	250,09	11.562.534	
mar-20	5.734.171	5.766.680	32.509	263,88	8.578.698	
abr-20	5.040.956	5.064.071	23.115	250,92	5.800.040	
may-20	5.043.612	5.081.045	37.433	235,39	8.811.412	
jun-20	5.175.028	5.210.250	35.222	235,10	8.280.901	
jul-20	5.264.629	5.298.897	34.268	238,92	8.187.074	
ago-20	5.386.669	5.162.538	-224.131	233,53	-52.340.993	-296.444.527
sept-20	5.495.917	5.247.446	-248.471	236,51	-58.766.998	
oct-20	5.813.997	5.552.874	-261.123	234,29	-61.177.727	
nov-20	5.858.518	5.601.345	-257.173	238,48	-61.329.791	
dic-20	6.051.121	5.785.570	-265.551	236,60	-62.829.018	
<b>Total</b>	<b>66.324.686</b>	<b>65.311.813</b>	<b>-1.012.873</b>	<b>233,14</b>	<b>-236.136.406</b>	<b>-236.136.406</b>

Tabla 3. Ahorro de compra de energía por habilitación SE 230 kV.

## INVERSIONES RECUPERACIÓN JUNÍN 230 KV

Los costos asociados al presupuesto del año 2020 de la recuperación de la subestación Junín ascienden a \$ 348.168.441 equipos de medida y control e integración y pruebas de protecciones a la subestación, como se observa en la siguiente tabla.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	VALOR UNITARIO
1	Equipos de control, medida y protección	\$ 173.061.731
2	Integración de equipos de protección, Integración Scada, pruebas Junín.	\$ 170.346.710
3	Certificación frontera Comercial 230 KV	\$ 4.760.000
<b>TOTAL</b>		<b>\$ 348.168.441</b>

Las anteriores inversiones fueron menores a las del año 2019, en las que se logró la recuperación en un 95% de la subestación Junín, y, por tanto, en el 2020 los trabajos mencionados se centraron en finalizar actividades de conexión y protección.

Se desarrollaron actividades de revisión de todo el conexionado de fibra óptica y conexiones de red en la subestación Junín. Adicionalmente, se realizaron actividades de ingeniería para el restablecimiento del sistema de control de la misma, así como del SCADA y actividades de ingeniería de configuraciones en el Centro de control, para optimizar los tiempos de respuesta en la operación de los equipos de la subestación. Asimismo, se configuró la comunicación entre el centro de control de la EEP y el centro nacional de despacho de XM.



Foto 7. Mantenimiento de transformadores en subestación Junín

## Mantenimientos EN SUBESTACIONES

Durante el año 2020, se han mejorado los indicadores de calidad, gracias a los esfuerzos de la EEP por fortalecer la infraestructura de subestaciones, siguiendo el plan de mantenimiento proyectado. Estas labores son importantes para mantener la disponibilidad y aumentar la vida útil de los activos críticos. Se presentan algunas actividades representativas.

## Mantenimiento DE TRANSFORMADORES

Los transformadores de potencia, son los activos más importantes de las subestaciones. Por tanto, se les debe efectuar una rutina de mantenimiento, para garantizar un correcto funcionamiento. A estos equipos se les realizan pruebas eléctricas, consistentes en analizar su comportamiento en condiciones específicas. El registro periódico permite evidenciar cambios significativos en su comportamiento y predecir la necesidad de intervenciones, antes que presenten fallas. También es importante hacer revisión de las protecciones de los equipos, para garantizar que despejen las fallas antes de afectar el activo.

Se presentan fotos de maniobras realizadas en el mes de febrero de 2020, donde se efectuó cambio de aceite al conmutador de los transformadores, mantenimiento a cambiador de derivaciones, limpieza, cambio de aceite dieléctrico, sílica, limpieza a filtro de aceite y pruebas eléctricas de rutina, a los transformadores T1 T2 y T3 de la subestación Junín.



Foto 8. Mantenimiento de transformadores en subestación Junín

En otros mantenimientos, se resalta que se realizaron pruebas de corriente y tensión a relés de protección diferencial, control y protección y distancia de los transformadores T1, T3 y línea Puerto Caicedo, como se ve en las imágenes. Para este tipo de trabajos, la Empresa adquirió el equipo de pruebas OMICRON CM C-356, la cual será utilizada para pruebas de rutina, de mantenimiento y de equipos reconectores instalados en los circuitos.



Foto 9. Equipo de pruebas a relés de protección



Foto 10. Instalación de transformador en subestación Puerto Guzmán

En el mes de febrero, se realizó la reinstalación del transformador 2MVA de la subestación Puerto Guzmán, que sufrió una avería en el bobinado. Se hizo necesario trasladar el equipo para su reparación a un centro certificado, que garantizara la calidad del mantenimiento. Se evidenció que el equipo pudo ser afectado por una maniobra de patio que generó la falla, por lo que se hace una labor de capacitación de todo el personal de patio, de todas las subestaciones atendidas, y se refuerzan los procedimientos de maniobras.

Constantemente, se está recordando a los operadores de centro de control y de patio la necesidad de realizar maniobras seguras, tanto para ellos como para los activos de la Compañía.

Durante el transcurso del año 2020, se realizaron además acciones de mantenimiento a los barrajes de las subestaciones, de los cuales se resaltan: la identificación y corrección de puntos calientes en la subestación Villagarzón, lo que permite evitar daños y salidas en los conductores y equipos de maniobra; el cambio de bajantes en cable ACSR 4/0 en los circuitos CP-13, CP-14 y CP-17 de la subestación Junín, con lo que se aumenta la capacidad de potencia de las salidas y hace que ante fallas las bajantes no se abran produciendo un corte mayor por reparación; se instalaron seccionadores tipo cuchilla, entre la salida de Trafo T-3 y barra de 34.5 kV en subestación Junín, con el fin de hacer transferencias entre los transformadores para evitar cortes en mantenimientos y se pueda transferir la carga entre Trafo 1 y Trafo 3.

Otras labores que se resaltan, es la instalación de 4 postes de 8m, cableado, montaje y conexión de lámparas, energización y puesta en servicio del alumbrado perimetral, en la subestación Junín, para tener mejor visibilidad en maniobras y mejorar la seguridad de las instalaciones.

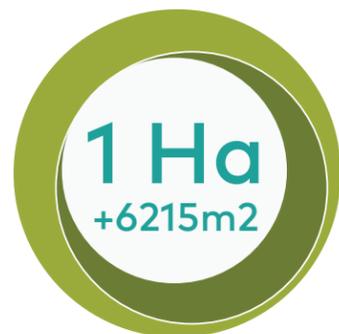
### Nueva subestación MOCO A

En el 2020, se obtuvieron avances importantes para la nueva subestación Mocoa, entre los cuales se destaca la adquisición del terreno, lo cual no permitía avanzar en los diferentes procesos, para iniciar los diferentes estudios necesarios, en la ejecución de obra, como lo son la licencia ambiental, estudio de suelos, obras de mitigación, entre otras.

#### 1. Adquisición del terreno

Durante el año 2020, se logró realizar la negociación y el contrato de promesa de compra venta del predio El Porvenir, de la Vereda Los Guadales, del Municipio de Mocoa, con matrícula inmobiliaria No 440-4173, de la oficina de Registro de instrumentos públicos de Mocoa, el cual se firmó en el mes de octubre de este mismo año.

Para la adquisición del terreno, se contó con la aprobación de la junta directiva. El proceso se pretendía llevar a instancias de demanda administrativa con fines de expropiación, pero la emergencia sanitaria, derivada de la epidemia de Covid 19, hizo que dicho proceso no avanzara con la celeridad necesaria. Además, se logró el acuerdo comercial que permite darle celeridad al inicio de las obras. El valor final del predio de área 1 Ha + 6215 m<sup>2</sup>, es de \$560.000.000.



TERRENO NUEVA  
SUBESTACIÓN JUNÍN



Foto 11. Distribución en terreno de la Nueva subestación Mocoa

#### 2. Proceso de licencia ambiental

La Empresa, igualmente realizó la contratación del "ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA NUEVA SUBESTACIÓN MOCO A (RENACER) 230/115/34,5/13,2 KV CON CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN DE 2X50 MVA PARA EL DEPARTAMENTO DEL PUTUMAYO". El objetivo del contrato es obtener la licencia ambiental ante la Corporación para el desarrollo sostenible del sur de la Amazonía (CORPOAMAZONIA), para la construcción y operación de la nueva subestación eléctrica Mocoa (RENACER) 230/115/34,5/13,2 kV.

El desarrollo de las actividades contratadas, presenta un avance del 79%. El valor total de esta inversión es de \$699.589.016. El licenciamiento ambiental es parte fundamental del proceso de inicio de obras.

La evaluación de avance del contrato 01 de 2019, fue generada a partir de una matriz de pesos por importancia de componentes, tal como se indica en la tabla anterior.

CAPITULO/COMPONENTES	PESO (IMPORTANCIA)	% AVANCE TEMATICA	% AVANCE CAPITULOS	% AVANCE TOTAL
1.1. DAA del área del proyecto	0,1		100%	10%
1.2. Localización	0,01		100%	1%
1.3. Descripción del proyecto	0,1		50%	5%
1.4. Definición de áreas de influencia	0,5		97%	48%
1.4.1. Medio abiótico		95%		
1.4.2. Medio biótico		98%		
1.4.3. Medio socioeconómico		98%		
1.4.4. Componente arqueológico		98%		
1.4.5. Componente político – organizativo		98%		
1.4.6. Información sobre población a reasentar		100%		
1.4.7. Paisaje		95%		
1.4.8. Servicios ecosistémicos		90%		
1.5. Zonificación	0,05		50%	3%
1.6. Demanda, uso, aprovechamiento y/o afectación de recursos naturales	0,01		45%	0,50%
1.7. Evaluación ambiental	0,02		50%	1%
1.8. Zonificación de manejo ambiental del proyecto	0,05		50%	3%
1.9. Planes y programas	0,16		50%	8%
<b>AVANCE TOTAL</b>	<b>1</b>		<b>66%</b>	<b>79%</b>

Tabla 5. Matriz avance contrato 01-2019

### 3. Diseño y construcción de subestación para Mocoa 230 kV

La nueva subestación Mocoa, tendrá capacidad de 100 MVAs, suministrada por dos autotransformadores 230/115/13,2 kV, de 50 MVA cada uno, con tecnología tipo GIS. En 115 kV, se tendrán 2 transformadores de 25 MVAs. Igualmente, tendrán la capacidad de trabajar en paralelo, lo que junto a la configuración doble barra de la subestación en las bahías de 230 kV, 115 kV y 34,5 kV, le darán a la nueva subestación Mocoa una alta confiabilidad, permitiendo realizar mantenimiento programados sobre cualquier activo, sin necesidad de consignaciones con DNA.

Esto, contemplando la alta confiabilidad de una subestación GIS y su larga vida útil. Además, para 13,2 kV, a pesar de tener barra sencilla, esta topología se complementa con una contingencia contemplada, como la suplencia de las cargas de 13,2 kV, desde los devanados terciarios de los autotransformadores de 230 kV.

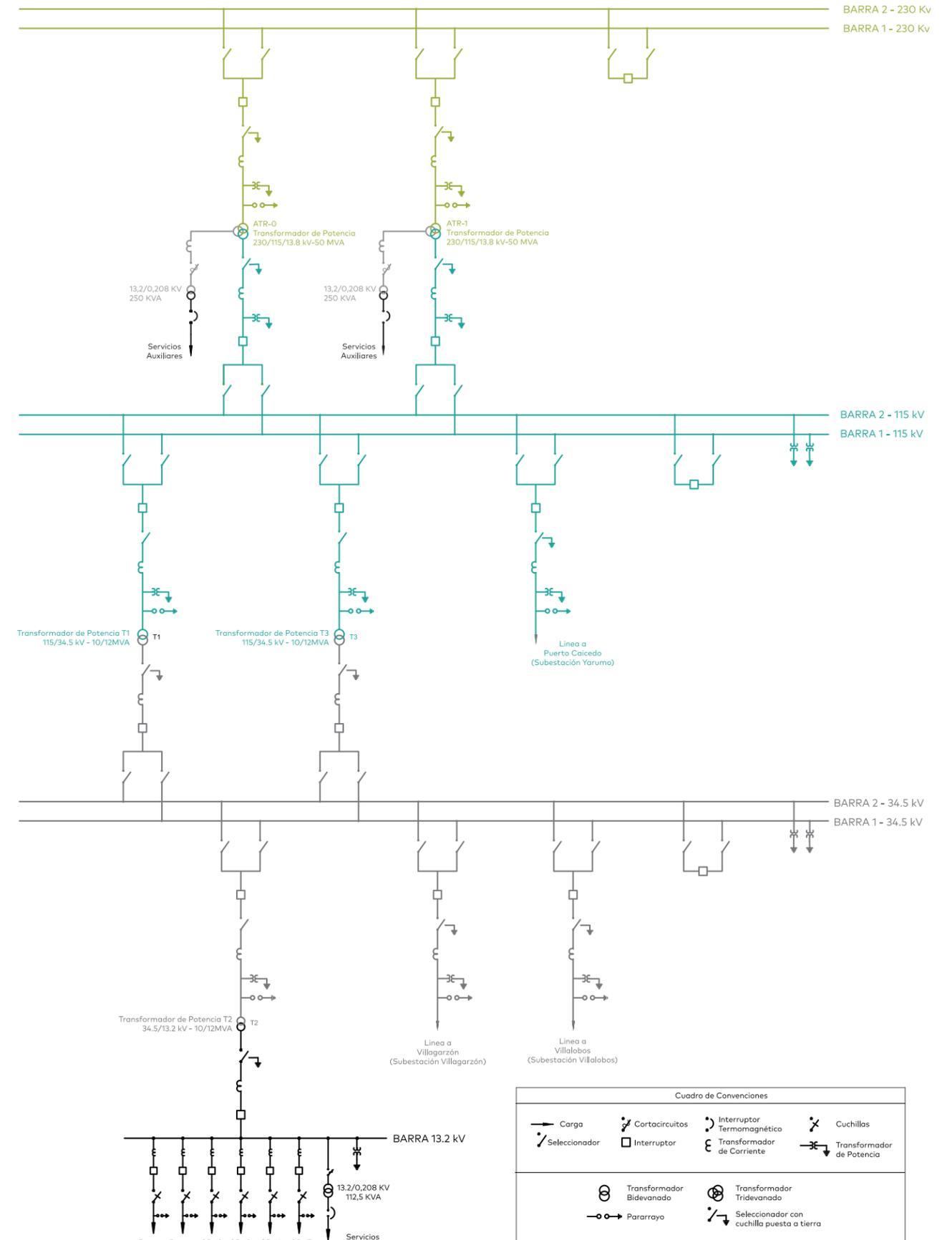


Imagen 6. Diagrama unifilar nueva subestación Mocoa

Asimismo, se realizó una renderización inicial, sobre el levantamiento topográfico realizado con anterioridad. A continuación, una imagen del RENDER:



Foto 12. Proyección digital de construcción nueva subestación Renacer

Durante el año 2020, la Empresa de energía del Putumayo avanzó en el proceso de contratación, mediante la SOLICITUD DE OFERTA EEP S.A. ESP No. 001-2020, cuyo objeto es "Selección de un Inversionista para la construcción de la Nueva Subestación Mocoa 230/115/34,5/13,2 KV, con capacidad de transformación de 2x50 MVA", el cual fue adjudicado el 26 de agosto de 2020, mediante resolución administrativa "RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA No. 100" a la empresa EDEMSA SA ESP.

### Implementación de ESQUEMA DE CALIDAD

La Empresa ha estado implementando también, el cumplimiento de los requisitos establecidos en la resolución CREG 097 de 2008, como requisito indispensable para ingresar al esquema de calidad de la resolución CREG 015 de 2018.

Para el cumplimiento del primer esquema de calidad, se realizaron inversiones en las adecuaciones de las subestaciones Villagarzón y Puerto Guzmán, alrededor de \$131.883.000 tendientes a la integración de estas en el SCADA del centro de control, para así completar los requisitos.

Las inversiones realizadas serán remuneradas con la aprobación de cargos de distribución. Para el año 2020 la CREG, presentó el esquema de cargos de distribución para la EEP, pero se solicitó revisión y aclaraciones del mismo. Se espera que en el primer trimestre del año 2021, queden en firme los cargos de distribución aprobados.

En cuanto al cumplimiento de requisitos, se viene avanzando en alcanzar la meta del 100%, para lo cual, frente al año 2019, presenta los siguientes avances.

NO.	REQUISITO	CUMPLIMIENTO DESPUÉS DE AVENIDA TORRENCIAL	CUMPLIMIENTO A DICIEMBRE DE 2019	CUMPLIMIENTO A DICIEMBRE DE 2020
3	Requisitos para la Aplicación del Esquema de Incentivos y Compensaciones			
3,1	Vinculación de usuarios a transformadores y circuitos.	82%	98%	99%
3,2	Sistema de Gestión de la Distribución	89%	93%	97%
3,3	Telemedición en elementos de corte y maniobra instalados en la cabecera de circuito	57%	100%	100%
3,4	Permiso al LAC para tener acceso directo a la Base de Datos de Interrupciones	85%	100%	100%
3,5	Sistema de Medición y Procedimientos de Registro y Reporte del OR certificados.	68%	100%	100%
<b>TOTAL</b>		<b>76%</b>	<b>98%</b>	<b>99%</b>

Tabla 6. Cumplimiento esquema de calidad Resolución CREG 097 de 2008.

Se llevó a cabo una auditoría interna de la relación de usuario-transformador, en el año 2020, la cual evidenció que había 412 transformadores con inconsistencias, por lo que se realizó un plan trabajo para hacer el levantamiento de información de líneas de baja tensión, postes y usuarios. Para el primer trimestre de 2021, se finalizará el ingreso de la información al sistema SPARD de las redes y usuarios finales de los transformadores. Por tanto, se presenta un avance del 99%.

En relación con la implementación e integración del sistema SCADA de las subestaciones, en el año 2020 se realizó la integración total de la subestación Junín, que finalizó con la habilitación de la bahía de 230 kV. Pero, durante la vigencia, ocurrieron eventos que dejaron a las subestaciones Villagarzón y Guzmán sin comunicación y operación remota desde el centro de control. Por lo tanto, se efectuó el proceso de contratación para la reintegración de estas subestaciones al sistema SCADA, por lo cual el avance de esta actividad llegaría al 99%, quedando pendiente la ejecución de los trabajos de integración.

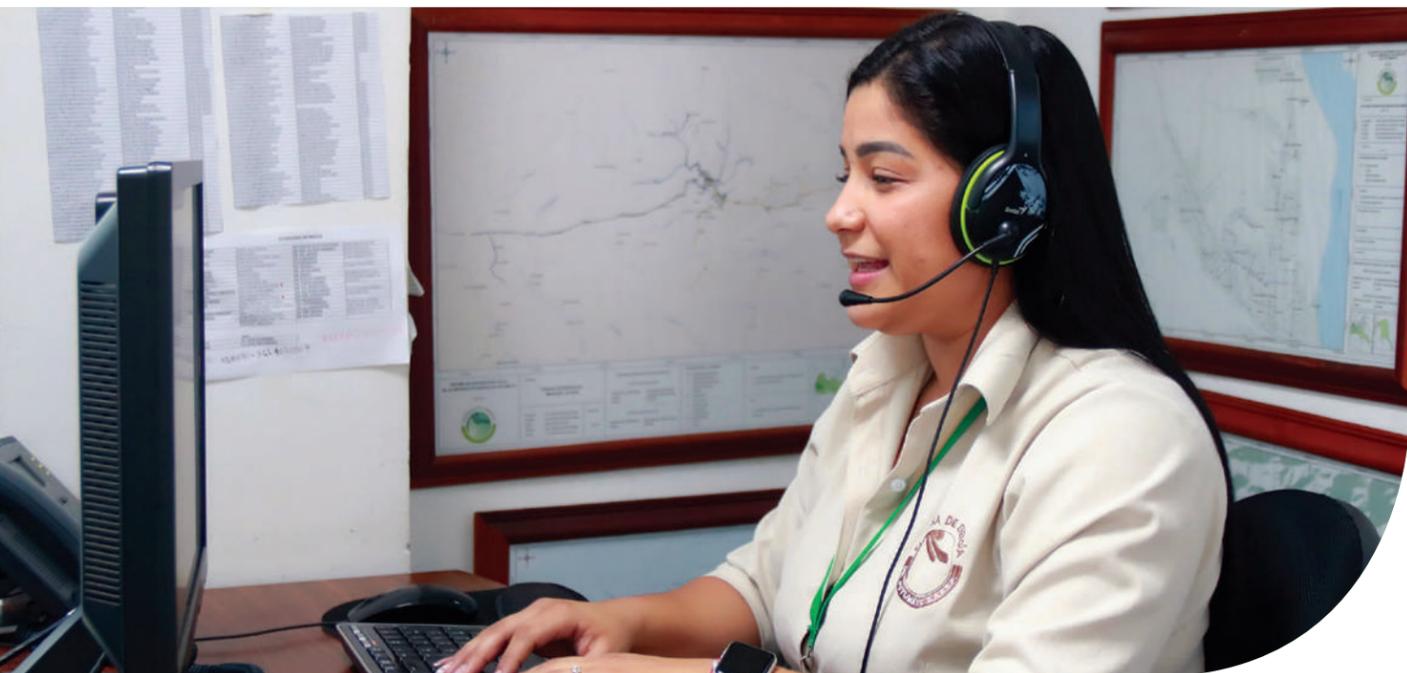


Foto 13. Durante el año 2020 se recibieron 2.759 llamadas al contact center

La Empresa de Energía del Putumayo, desde el año 2015 inició el funcionamiento de un contact center, que permitiera centralizar todas las comunicaciones sobre los eventos y afectaciones a clientes, con el fin de controlar y dar solución a los eventos de forma ágil. Con el funcionamiento del centro de control se garantiza la atención de forma eficaz y eficiente a la población las 24 horas, todos los días del año.

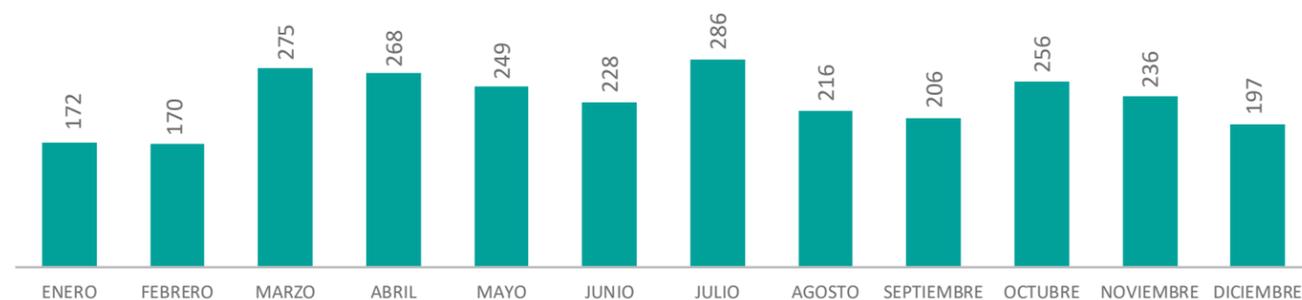
El contact center tiene un procedimiento certificado según la normatividad de calidad ISO 90001- 2015. Para la recepción y atención de llamadas, consiste en solicitar el NIU (número de identificación del usuario) o nombre de quien se encuentra registrada la matrícula de la vivienda y número de teléfono celular; se consulta al usuario cuál es el motivo de su llamada, y toda esta información y los datos se ingresan al aplicativo SPARD TCS; una vez identificada la necesidad del usuario, se direcciona al área competente, ya sea comercial o técnica; de lo anterior se deja registro en la bitácora diaria.

El área encargada deberá atender la solicitud del usuario, realizando visita, programando trabajos de mantenimiento y dar solución al evento de manera oportuna; las áreas deben informar al auxiliar de contact center, los datos para el cierre de la novedad, quienes como procedimiento de control proceden a llamar al usuario para confirmar que ha sido atendida su solicitud y/o restablecido el servicio; se debe dejar registro en la bitácora. Todo el procedimiento permite medir mediante indicadores la atención de los eventos a los usuarios.

Durante el año 2020, se han recibido un total de 2.759 llamadas, que corresponden a un total de tiempo en línea de 6.716 minutos y 297 segundos, las cuales están discriminadas de la siguiente manera mensual.

MES	Nº LLAMADAS TÉCNICA	Nº LLAMADAS COMERCIAL	Nº TOTAL LLAMADAS	DURACION DE LAS LLAMADAS
Enero	129	43	172	347 Minutos 44 Segundos
Febrero	130	40	170	339 Minutos 44 Segundos
Marzo	182	93	275	642 Minutos 00 Segundos
Abril	193	75	268	645 Minutos 08 Segundos
Mayo	157	92	249	592 Minutos 09 Segundos
Junio	178	50	228	501 Minutos 22 Segundos
Julio	210	76	286	647 Minutos 33 Segundos
Agosto	137	76	216	613 Minutos 32 Segundos
Septiembre	153	56	206	555 Minutos 22 Segundos
Octubre	173	83	256	688 Minutos 51 Segundos
Noviembre	184	52	236	644 Minutos 18 Segundos
Diciembre	132	65	197	503 Minutos 14 Segundos
<b>TOTAL</b>	<b>1958</b>	<b>801</b>	<b>2,759</b>	<b>6716 MINUTOS 297 SEGUNDOS</b>

Tabla 7. Atención a usuarios -Cumplimiento esquema de calidad Res. CREG 097 de 2008



Gráfica 5. Cantidad de llamadas por mes



**Grafica 6.** Tiempo en llamadas por mes

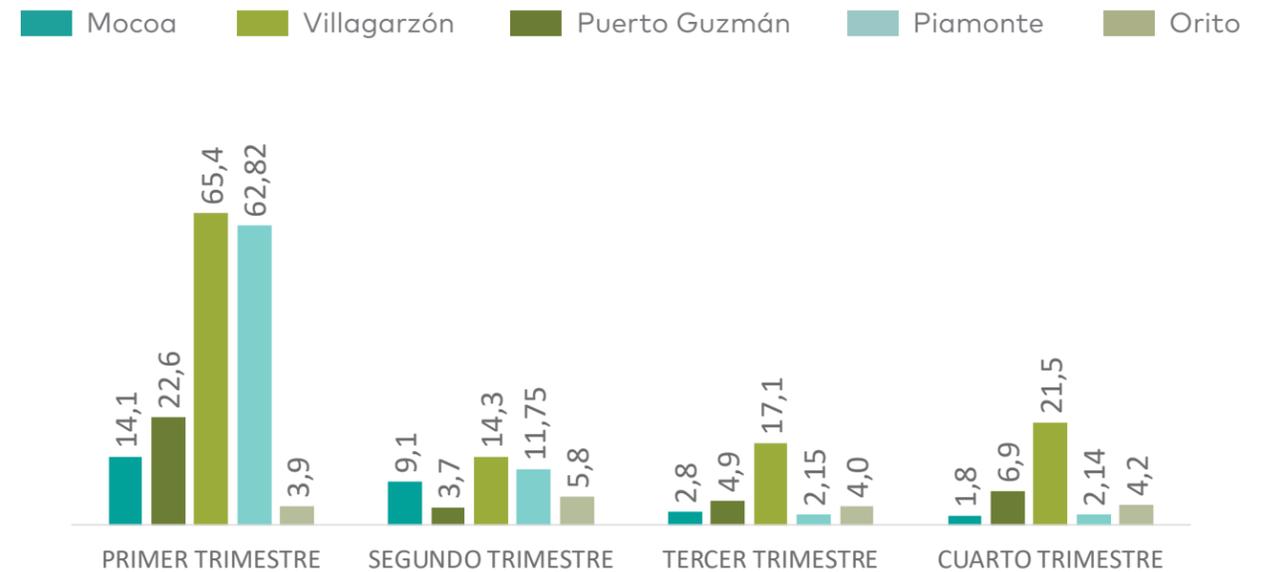
Al realizar una comparación con el año 2019, en el que las llamadas tuvieron una duración de 4.740 minutos, se observa un incremento del uso de la línea de atención, de un 41% en la atención por este medio. Parte de esto porque, debido a las restricciones de movilidad y las cuarentenas decretadas en el marco de la emergencia sanitaria por la pandemia Covid 19, los usuarios realizaron un uso correcto de las herramientas que la Empresa tiene a disposición para la atención. Lo anterior, resalta que el contact center se viene posicionando como un medio ágil y eficaz de reporte, y se observa que la población viene adoptándolo como el principal canal de comunicación con la EEP.

## Indicadores DE CALIDAD

La Compañía ha venido realizando los esfuerzos técnicos y económicos mencionados anteriormente, con el objetivo de brindar una mejora continua de la calidad del servicio de energía eléctrica que se le proporciona al usuario, minimizando los tiempos y la frecuencia de interrupción. La calidad del servicio prestado, es constantemente monitoreada. Para ello, se utiliza un indicador que mide la duración de todas las interrupciones del servicio, llamado DES, y otro indicador que mide la frecuencia de dichas interrupciones, denominado FES.

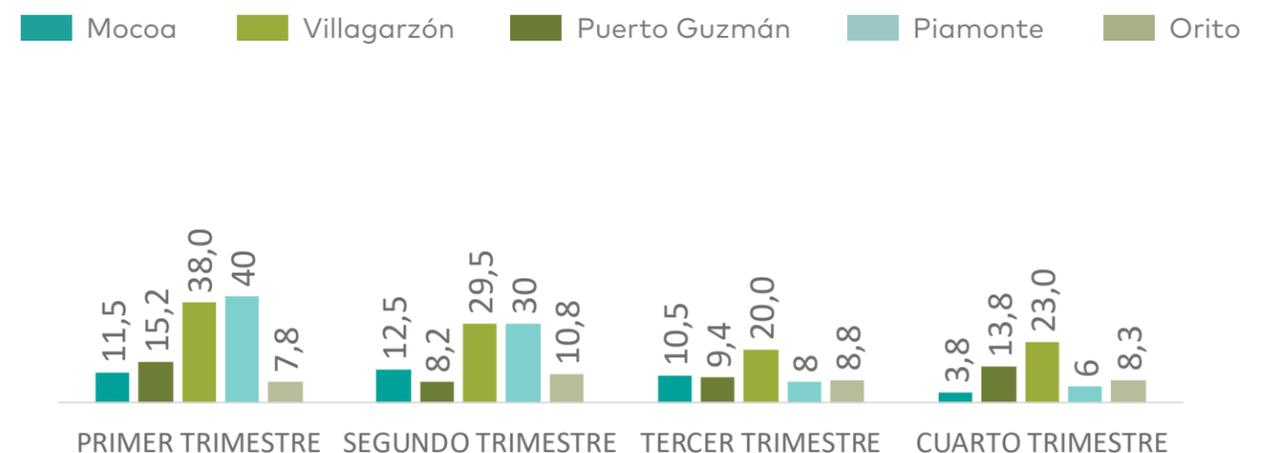
A continuación, se relaciona el comportamiento de estos indicadores durante el año 2020, promedio por circuito. Se tienen 14 circuitos, distribuidos de la siguiente manera: CP12, CP13, CP14 y CP17, pertenecen al municipio de Mocoa; los circuitos CP21, CP22, CP23, CP24 y CP25, a Villagarzón; los circuitos CP31, CP32 y CP33, pertenecen a los municipios de Puerto Guzmán y Piamonte, y los circuitos CP45 y CP46 a Orito.

La siguiente gráfica hace referencia a la duración promedio en horas de las interrupciones (DES) trimestrales del año 2020, teniendo como límite máximo permitido 7,25 horas para el grupo de calidad 3 (Urbano) y 9,75 horas para el grupo de calidad 4 (Rural).



**Grafica 7.** DES Trimestral de 2020

La gráfica que sigue, hace referencia a la frecuencia promedio trimestral de las interrupciones (FES) durante el año 2020, teniendo como límite máximo 12 salidas trimestrales para el grupo de calidad 3 (Urbano) y 14 salidas para el grupo de calidad 4 (Rural).



**Grafica 8.** FES Trimestral de 2020

Se observa que, en el primer trimestre, se presentó la mayor parte de los eventos que afectan los indicadores para Mocoa y Villagarzón, por mantenimientos programados en la subestación Junín y por trabajos de alistamiento de conexión de 230 kV; y en Guzmán, por los trabajos relacionados a la reposición del transformador averiado, en el tercer trimestre de 2019.

Para el segundo, tercero y cuarto trimestres, los indicadores muestran una disminución, debido a que semanalmente se vienen tomando acciones de mantenimientos que mejoran la calidad del servicio. Además, se han instalado reconectores en cabeceras de circuito y otros puntos críticos, lo que permite una mejor coordinación de protecciones y una mejora del servicio.

El municipio que viene siendo más afectado es Puerto Guzmán, por las diferentes salidas de los circuitos locales, ocasionadas por las condiciones atmosféricas y las condiciones de ruralidad de las redes. Se programaron trabajos de despeje, pero hubo puntos donde los propietarios de diferentes predios impidieron los trabajos. Esto debido a que no se cuenta con los permisos necesarios de las servidumbres, sobre el corredor de la línea 34.5 kV y 13.2 kV.

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 con la resolución CREG 070 de 1998, y los valores a compensar se muestran a continuación.

### Compensaciones 2020

El primer trimestre del año 2020, presentó un aumento en las compensaciones, a raíz de los trabajos de restablecimiento del transformador de 34,5 kV/13,2 kV, en la subestación del municipio de Puerto Guzmán, y los trabajos de mantenimiento realizados en el TRAF0 1, TRAF0 2 y TRAF0 3, de la subestación Junín.

Para los siguientes tres trimestres, se refleja una mejora en las compensaciones que la Empresa realiza, según la resolución CREG 084 de 2002, en la cual se establecen los valores máximos admisibles, en los índices de calidad del servicio a los usuarios peor servidos.

TRIMESTRE	VALOR COMPENSACIÓN
1	\$ 74.281.642,00
2	\$ 16.330.204,00
3	\$ 14.582.044,00
4	\$ 10.769.306,00

Tabla 8: Compensaciones

## INVERSIONES EN MANTENIMIENTO Y CONSTRUCCION

### Plan de inversión del ÁREA DE DISTRIBUCIÓN

Con el objetivo de cumplir con la misión y visión de la Empresa, se proyectó un plan de inversión que se desarrolla de acuerdo con la normatividad vigente que nos regula. Para el año 2020, iniciamos con la ejecución del segundo periodo del plan de inversión presentado a la CREG, por medio de la resolución 015 de 2018.

La inversión global de la EEP, en el área de distribución, en cuanto a mantenimientos y proyectos de expansión, fue la siguiente:

TIPO DE RED	EXPANSIÓN		MANTENIMIENTO	
	Km	INVERSIÓN [\$]	Km INTERVENIDOS	INVERSIÓN [\$]
MT	1,05	\$ 218.023.381	10,19	\$ 1.780.835.547,03
BT	2,30	\$ 477.575.026	21,48	\$ 374.300.710,37
<b>TOTAL</b>	<b>3,35</b>	<b>\$ 695.598.407</b>	<b>31,67</b>	<b>\$ 2.155.136.257,40</b>

Tabla 9: Inversión 2020

### Ampliación de cobertura del SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

El propósito de la Empresa de Energía del Putumayo, es el de llegar a la mayor cantidad posible de hogares, tratando de mejorar la calidad de vida de cada una de nuestras familias putumayenses y caucanas.

Para el 2020, los planes de expansión no se reflejaron en el plan de inversión presentado a la CREG. Sin embargo, no fue una tarea que dejáramos de realizar.

Por esto, pudimos llegar a los cinco (05) municipios donde hacemos presencia. La inversión se presenta a continuación:

MUNICIPIO	INVERSIÓN	NUEVOS USUARIOS
Mocoa	\$ 187.262.295	54
Orito	\$ 304.917.999	87
Piamonte	\$ 15.659.788	4
Puerto Guzmán	\$ 30.615.955	9
Villagarzón	\$ 72.692.599	21
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 611.148.636</b>	<b>175</b>

Tabla 10: Proyectos expansión 2020

MUNICIPIO	CANTIDAD SOLICITUDES	
	APROBADAS	RECHAZADAS
Mocoa	91	5
Villagarzón	68	6
Orito	38	2
Puerto Guzmán	2	-
Piamonte	5	-
<b>TOTAL</b>	<b>204</b>	<b>13</b>

Tabla 10. Solicitud de factibilidad

Sumado a esto, se atienden 217 solicitudes de factibilidad del servicio.

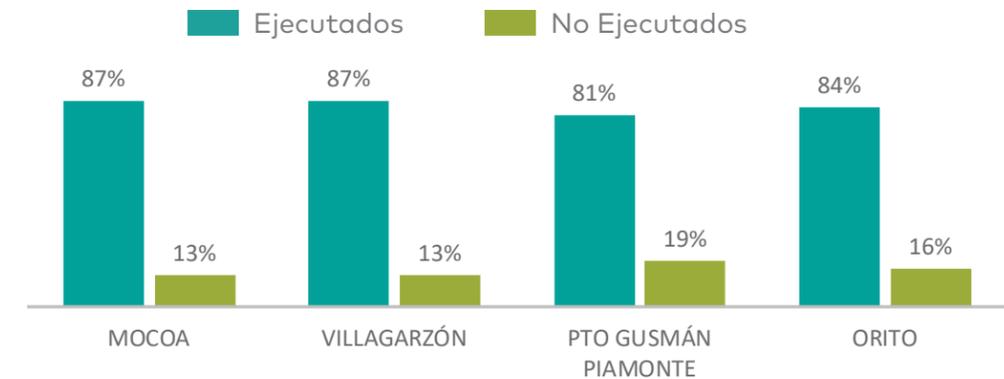


Gráfico 9: Mantenimientos 2020

## OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Con el fin de mantener el sistema de modo confiable y operativo, el plan de mantenimiento anual de la EEP tiene como objetivo garantizar que el servicio de energía eléctrica prestado a nuestros usuarios, llegue de una manera correcta a sus hogares. Para poder cumplir, la Empresa focaliza las actividades de una manera estratégica durante todo el año, apoyada por la gran labor realizada en campo de las cuadrillas de mantenimiento, que optimizan la operación confiable del sistema, ejecutando mantenimientos predictivos, preventivos y correctivos en las 5 sedes de la Compañía, con una inversión total de \$862,665,593.32.

Con este propósito, se planearon 616 actividades programadas, de las cuales se dio cumplimiento al 85% de los mantenimientos preventivos y correctivos, en los que algunas se vieron afectadas por la pandemia, declarada en marzo de 2020, por el Covid-19. A continuación, se presentan los porcentajes de cumplimiento de las actividades programadas en cada sede.

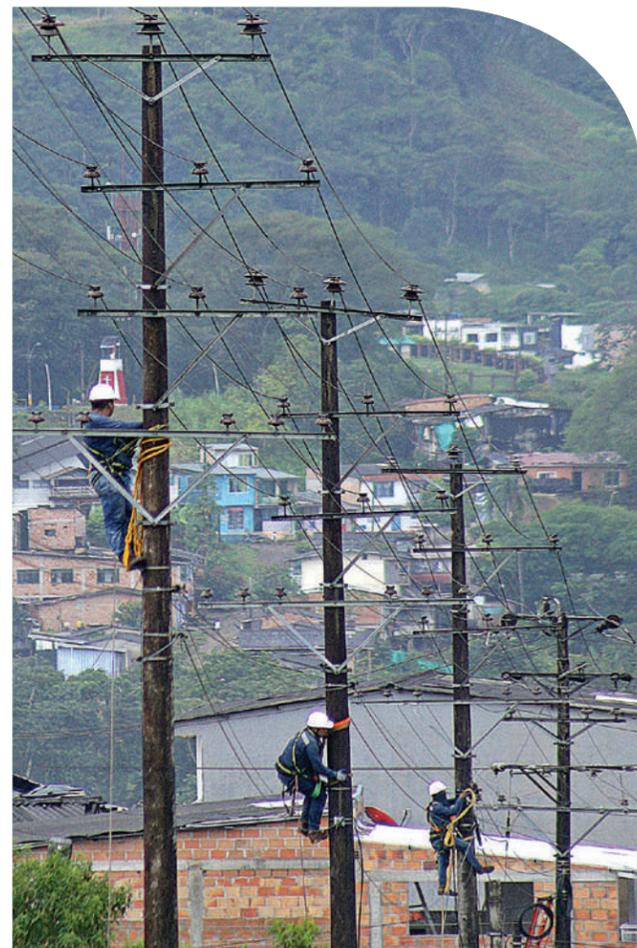


Foto 14. Trabajos de mantenimiento preventivo en redes de distribución local

## Resolución CREG 015 DE 2018

Con esta resolución la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) establece la metodología de remuneración de las actividades de distribución, es por eso que la EEP S.A. ESP para el segundo periodo proyecta actividades para mejorar los indicadores de calidad del servicio, reposición de activos que ya cumplen su vida útil y aumento de capacidad de transformadores en las zonas en donde la demanda ha incrementado.

CÓD PROY.	DESCRIPCIÓN PROYECTO	UNIDAD	PROYECCIÓN		EJECUTADO	
			CANTIDAD	PRESUPUESTO	CANTIDAD EJECUTADA	%
P01	Aumento Capacidad de Transformadores de Distribución ETAPA I	UN	4	\$ 40.296.000,00	4,00	100%
P05	Repotenciación de conductores en circuitos de media tensión. ETAPA II	KM	6,19	\$ 95.846.580,00	2,84	46%
P10	Reemplazo de conductores desnudos a conductores semiaislado en zonas boscosas ETAPA II	KM	5,72	\$ 133.767.920,00	4,13	72%
P16	Reemplazo de DPS, Cortacircuitos y Puesta a Tierra en estructuras de Transformadores de distribución ETAPA II	UN	96	\$ 97.288.000,00	96,00	100%
P18	Reemplazo de elementos de protección y maniobra en los seccionamientos de los circuitos 13.2kVs ETAPA II	UN	52	\$ 62.400.000,00	22,67	44%
P21	Remodelar en red trenzada diferentes circuitos de baja tensión de mayor riesgo ETAPA II	KM	15,1597	\$ 160.897.251,09	15,16	100%
P26	Reemplazo de bajantes de transformadores a redes de distribución ETAPA II	KM	8,314	\$ 134.698.175,00	0,88	11%
P29	Reemplazo posteadura obsoleta en circuitos de baja tensión ETAPA II	UN	212,00	\$ 162.099.000,00	105,00	50%
P49	Instalación de equipos de protección, supervisión y control, teledidos por circuito de distribución ETAPA II	UN	14,00	\$ 828.116.000,00	14,00	100%
<b>TOTAL</b>				<b>\$ 1.715.408.926,09</b>	<b>% EJECUTADO</b>	<b>81%</b>

Tabla 12. Plan de Inversión CREG 015

Debido a la pandemia por Covid-19, la cual impacta técnica y económicamente a la Empresa, no se logró ejecutar el 100% de los proyectos, pero cumplimos con la meta regulatoria que es del 81%, pues nos tuvimos que adaptar para desarrollar cada uno de nuestros procesos y dar cumplimiento a los proyectos planteados.

Se dio prioridad a los proyectos en donde se tendrá una mejora en los indicadores de calidad y en las pérdidas técnicas, como lo son la instalación de cable ecológico en las zonas con alta vegetación, cambio de redes abiertas por cable trenzado, repotenciación de las redes de media tensión y la instalación de equipos de protección, la cual se realizó luego de un análisis técnico que identificó los puntos críticos de cada circuito, por el histórico de las salidas, con el objetivo de mejorar la confiabilidad del sistema ante fallas, las cuales ya no afectarán todo el circuito, sino una parte menor, mientras se atiende el evento.

Adicionalmente, estos equipos permiten restablecer el servicio de forma rápida cuando hay fallas temporales (acercamiento de ramas, tormentas, viento, descargas eléctricas), pues antes se debía enviar personal para ingresar manualmente los seccionadores. Ahora el equipo actúa de forma automática, mejorando los tiempos de respuesta.



Foto 15. Instalación de reconectores

Estos equipos también reportarán las mediciones de tensión, corriente, potencia y energía en tiempo real, lo que permitirá realizar análisis de cargabilidad y tomar decisiones más acertadas sobre la operación en tiempo real del SDL. Todas estas ventajas permiten que se tenga una mejora en los indicadores FES y DES, planeación de mantenimientos y análisis de causas de las fallas, basados en las mediciones del equipo.

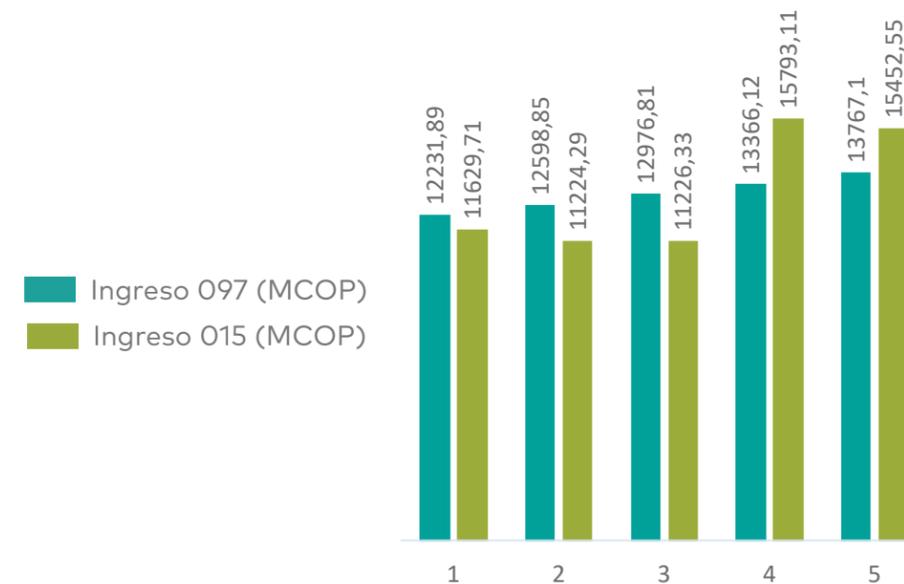
Se evidenció que en los circuitos donde se instalaron, se redujo el FES y DES en noviembre y diciembre, lo cual también fue el producto de un plan de mantenimiento bien ejecutado, que ha permitido mejorar los indicadores. Es importante resaltar lo anterior, pues mejorando la calidad del servicio, anticipando las fallas o restableciendo de forma oportuna el servicio, se mejora la percepción del cliente sobre la Empresa, lo que permite, a su vez, lograr los objetivos de tener una mayor venta de energía.

## Aprobación de CARGOS

Desde septiembre de 2018, se presentó a la CREG la solicitud de remuneración de cargos, por medio de la resolución 015 de 2018. La EEP, para los años 2019 y 2020, ha venido ejecutando poco a poco el plan de inversión, presentando sus proyectos más representativos.

El 17 de noviembre de 2020, fue la fecha en que la CREG presentó, en una propuesta de aprobación, mediante la resolución particular 216 de 2020, las variables para calcular los ingresos y cargos asociados a la actividad de distribución de energía eléctrica de la Compañía, ante la cual se presentó un recurso de reposición, ya que algunos de los proyectos presentados no fueron aprobados, de acuerdo a nuestra solicitud, lo cual implica un impacto negativo en los ingresos de la Empresa, por el concepto de remuneración por cargos de distribución.

La siguiente gráfica presenta la comparación entre los ingresos actuales, estimados con la liquidación de los DTUN, por parte de XM, con un crecimiento de 3% anual, ante el incremento en la demanda, de acuerdo con la metodología de remuneración basada en precio máximo (resolución CREG 097 de 2008); y, por otra parte, los ingresos de la metodología definida en la resolución CREG 015 de 2018, la cual se encuentra fundamentada en ingreso regulado:



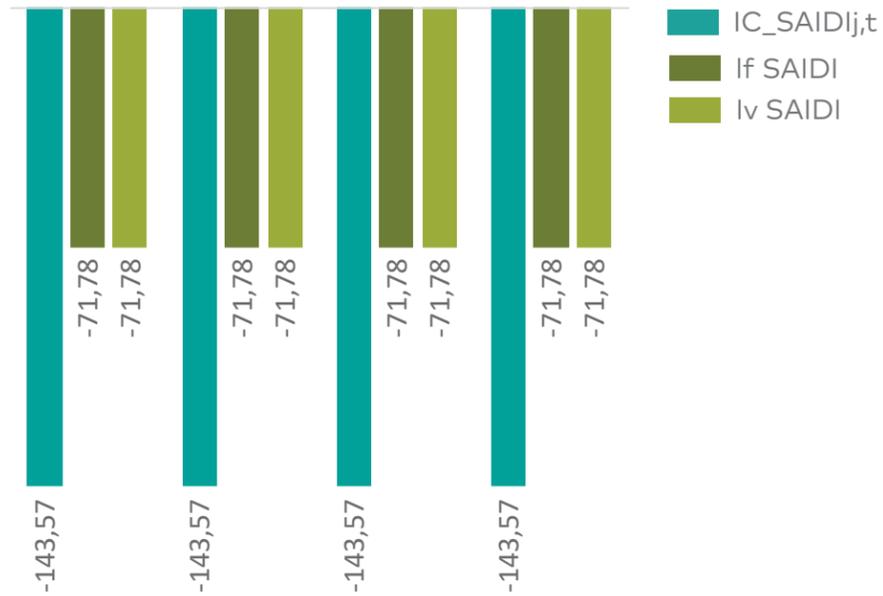
Gráfica 10. Impacto Financiero

Respecto de la calidad del servicio, se tienen los siguientes índices, aprobados por la CREG para la Empresa, los cuales se encuentran actualmente en recurso de reposición:

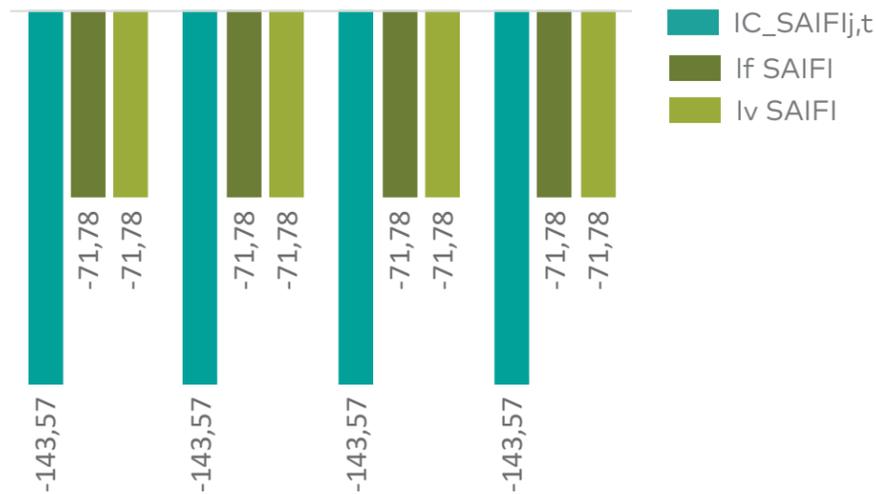
SAIDI_Rj	7.31
SAIFI_Rj	9.00

Indicadores de calidad aprobados

Posteriormente, por el no ingreso al esquema de calidad, definido en la resolución CREG 015 de 2018, se ocasiona la aplicación de las máximas penalizaciones por SAIDI y SAIFI posibles, las cuales se estiman en las siguientes gráficas:



Gráfica 11. Cifras en millones de pesos



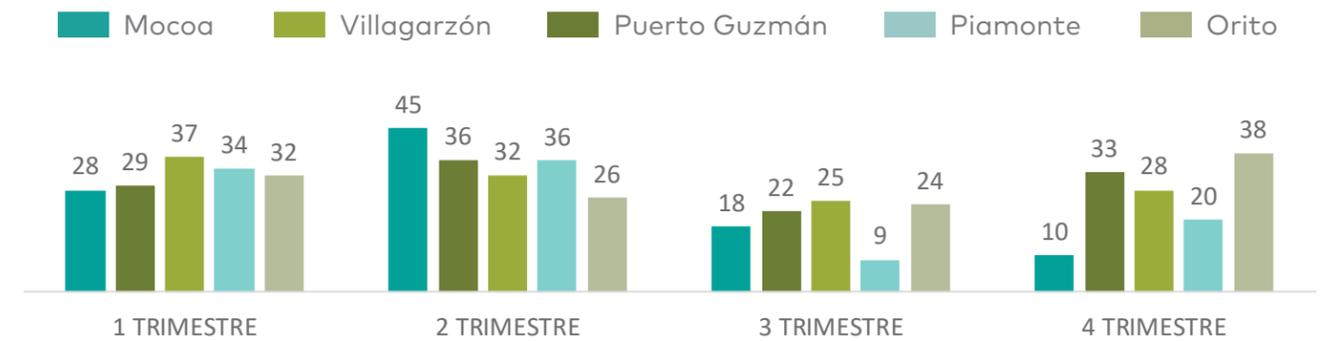
Gráfica 12: Cifras en millones de pesos

En atención a lo expuesto, los ingresos, al estar o no en el esquema de calidad, presentan, en este momento, el mismo comportamiento, puesto que las metas aprobadas por la CREG son claramente inalcanzables para nuestro mercado y se encuentran distantes de la realidad de nuestro sistema, ocasionando también la aplicación de máximas penalizaciones posibles.

## Indicadores de calidad plan de mantenimiento y MANEJO AMBIENTAL DEL ARBOLADO EN REDES DEL SDL

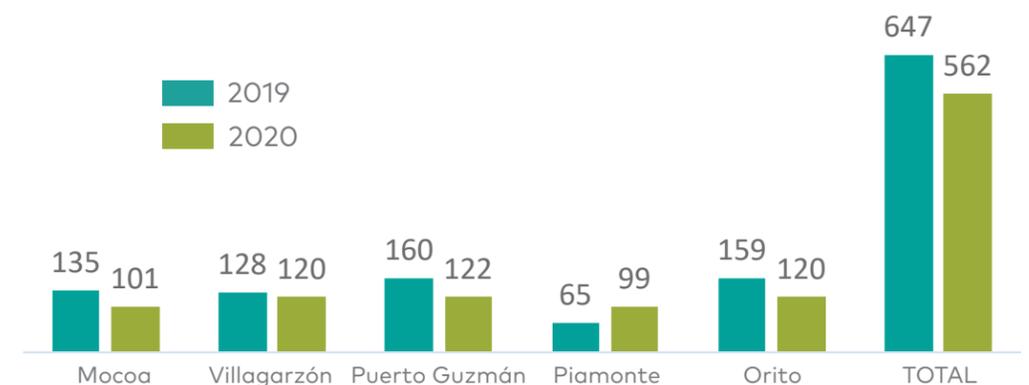
La calidad del servicio prestado es constantemente monitoreada por la EEP, que cuenta con 16 circuitos eléctricos de distribución sobre los municipios de Mocoa, Villagarzón, Puerto Guzmán y Orito, en el departamento del Putumayo, y el municipio de Piamonte, en el departamento del Cauca.

Con el objetivo de minimizar los tiempos de interrupción y aumentar la satisfacción de nuestros usuarios, se utilizan dos indicadores DES y FES.



Gráfica 13: Comportamiento trimestral de fallas por vegetación de los circuitos eléctricos - Año 2020

Para el año 2020, se presentó un total de 562 salidas en los circuitos eléctricos, con una disminución en el tercer trimestre en todos los municipios. Es oportuno mencionar que las condiciones naturales de la región, permiten que la vegetación crezca de manera rápida y exuberante, ocasionando mayor número de roces o acercamientos con la infraestructura eléctrica.

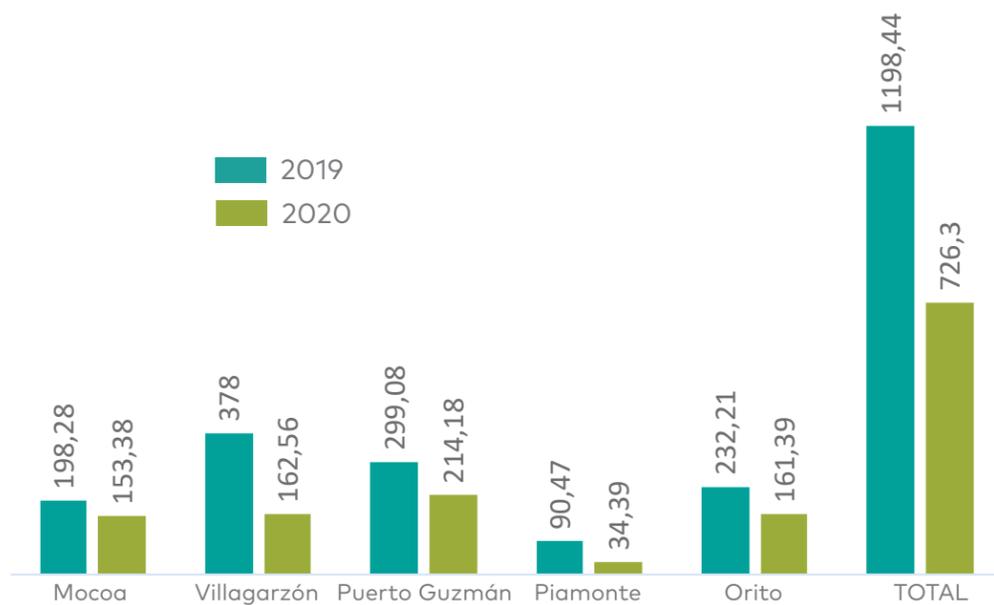


Gráfica 14. Comportamiento de fallas (FES) por vegetación de los circuitos eléctricos - Años 2019 y 2020

Como se observa en la gráfica, el comportamiento de fallas por vegetación en los municipios que suministra servicios de energía para el año 2020 tuvo una notable reducción en todos los trimestres a excepción del municipio de Piamonte del departamento Cauca, donde se incrementó en un número 34 fallas más que el año 2019, generadas por las condiciones naturales de la región.

En total el comportamiento en fallas (FES) para el año 2020, presentó una disminución del 7% con (85) salidas menos en los circuitos por vegetación comparado con el año anterior, que alcanzo un total (647) fallas.

La salida de los circuitos eléctricos también representa horas de suspensión del servicio de energía (DES), donde en la siguiente gráfica, se puede denotar una eficiencia en maniobra y atención del evento, presentando una disminución de un 29% en horas comparado con las horas de suspensión de energía para el año 2019, visualizando un comportamiento de reducción en todos los municipios que se suministra el servicio.



Gráfica 15. Horas (DES) por fallas por vegetación en los circuitos de distribución eléctrica - Años 2019 y 2020



Foto 16. Despeje de vegetación en redes eléctricas

## Actividades forestales de mantenimiento preventivo mediante DESPEJE DE LAS REDES ELÉCTRICA

Se ejecutaron actividades forestales de mantenimiento preventivo, mediante despeje de las redes eléctricas de alta, media y baja tensión, propiedad de la Empresa, con el objeto de evitar interrupciones en la prestación del servicio de energía y daños a la infraestructura en los diferentes municipios donde la EEP tiene cobertura.

En la siguiente tabla, se relacionan los contratos ejecutados para las actividades de despeje de las redes eléctricas discriminados por cada municipio.

PROYECTO	RECURSO FINANCIERO PARA INTERVENCIÓN DE DESPEJE				INVERSIÓN TOTAL
	1 TRIMESTRE	2 TRIMESTRE	3 TRIMESTRE	4 TRIMESTRE	
Mantenimiento preventivo para actividades de despeje de los circuitos eléctricos de baja, media y alta tensión, en los municipios de mocoa, villagarzón, puerto guzmán, orito departamento de putumayo y piamonte en el departamento de cauca	\$225.065.284	\$225.065.284	\$225.065.284	\$225.065.284	\$900.261.136

Tabla 13. Recurso económico para el mantenimiento arbolado y de vegetación en la infraestructura eléctrica 2020

Se logra con el apoyo de las oficinas de riesgo y desastre de los municipios de Mocoa, Villagarzón, Puerto Guzmán y Orito, excluir 49 horas y 45 minutos de servicio de energía, por daños a la infraestructura eléctrica de la empresa, ocurridos por eventos naturales, en los diferentes meses del año 2020.



Foto 17. Caída de árboles en redes de distribución local

MUNICIPIO	CIRCUITO	DETALLE	TIEMPO DE SUSPENSIÓN	FECHA
Mocoa	CP12	Arboles cayeron sobre circuito eléctrico	1H + 12M	15 julio
	CP17	Fuertes vientos y lluvia volcamiento de árbol	1H + 10M	15 julio
	CP2	Volcamiento de árbol sobre redes de la línea 34.5Kv	12H + 16M	21 noviembre
Puerto Guzmán	CP33	Volcamiento de árbol por fuertes lluvias	9H +13M	14 julio
	CP3	Daños por caída de árbol sobre la red	7H +47M	7 julio
Villagarzón	CP24	Debilitamiento de terreno por fuertes lluvias	13H + 11M	16 mayo
	CP23	Fuertes vientos y lluvia volcaron árbol	0H + 6M	14 agosto
	CP23	Lluvias y vientos volcaron árbol	0H + 7M	21 agosto
	CP24	Fuertes lluvia y vientos volcaron árbol	4H + 25M	13 septiembre
<b>TIEMPO TOTAL</b>			<b>49H + 45M</b>	

Tabla 14. Relación de eventos naturales sobre la infraestructura eléctrica EEP – 2020



Foto 18. Identificación de especie vegetal para inventario forestal

## Plan de manejo y MANTENIMIENTO FORESTAL.

La aprobación por parte de la autoridad ambiental CORPOAMAZONIA, los Planes de manejo y mantenimiento arbolado de los municipios de Mocoa, Villagarzón, Puerto Guzmán y Orito, mediante los autos DTP 0666 de octubre de 2020 y DTP 337 de julio 2020, permitiendo por 5 años el mantenimiento forestal sobre las redes eléctricas de distribución de baja, media y alta tensión sobre los municipios que se suministra energía de la EEP S.A.

Las actividades de mantenimiento forestal sobre las redes de distribución eléctrica generan un impacto negativo en el medio ambiente debido a las actividades de poda y tala que se realizan sobre los árboles, afín de evitar suspensiones en el servicio por el contacto o rose de sus líneas y que en defensa de la protección de este recurso se encuentra la autoridad ambiental y su legislación reglamentaria; en cumplimiento de lo ordenado la EEP, ha realizado una serie de inversiones para mitigar, compensar y corregir el impacto.

PROYECTO	MUNICIPIO	VALOR
Ejecución de actividades para el inventario forestal al plan de manejo forestal de mantenimiento sobre las redes eléctricas de baja y media tensión.	Orito y Puerto Guzmán - Putumayo	\$ 48.295.500
Ejecución de actividades para el inventario forestal al plan de manejo forestal de mantenimiento sobre las redes eléctricas de baja y media tensión.	Mocoa y Villagarzón - putumayo	\$ 51.000.000
Realizar el mantenimiento y reforestación de 4.5 hectáreas con especies nativas (protectoras maderables) de acuerdo con el auto dpt 337 de corpoamazonia	Mocoa y Villagarzón Putumayo	\$ 80.000.000
Realizar tramites ambientales tala y disposición final de arboles, sobre el nuevo trazado de la line 34.5kv, sobre el sector de la urbanización villa aurora	Mocoa Putumayo	\$ 39.006.600
<b>TOTAL</b>		<b>\$ 218.302.100</b>

Tabla 15. Inversiones de orden ambiental para mitigar y compensar tareas de mantenimiento forestal

También se logra la articulación interinstitucional con la Corporación para el desarrollo sostenible del sur de la Amazonía (CORPOAMAZONIA), entidad que realiza la donación de 300 árboles, con el objetivo de compensar los que han sido sacrificados o talados, como efecto del contacto con las redes eléctricas.

## Implementación de la tecnología AMI (INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA)

Con el objetivo de dar cumplimiento a las resoluciones 40072 de 2008, 40483 de 2019 del Ministerio de Minas y Energía, y a la resolución CREG 219, de diciembre 10 del 2020, en las que se define la tecnología AMI como la infraestructura que permite la comunicación bidireccional con los usuarios del servicio de energía eléctrica, integrando hardware (medidores avanzados, centros de gestión de medida, enrutadores, concentradores, antenas, entre otros), software y arquitecturas que permiten la operación de la

infraestructura y la gestión de los datos del sistema de distribución de energía eléctrica y de los sistemas de medida, la EEP ha ejecutado, durante el año 2020, el proceso de actualizar su sistema de medición convencional, por el sistema AMI.

Los beneficios de este proyecto permitirán, tanto a la Empresa, como a sus usuarios:

- Facilitar la incorporación de sistemas de autogeneración, generación distribuida y vehículos eléctricos.
- Mejorar la calidad del servicio, permitiendo a la EEP un monitoreo más detallado de la red eléctrica.
- Gestionar pérdidas técnicas y no técnicas.
- Obtener variables importantes (corriente, tensión, comportamiento de la demanda).
- Conocer detalladamente el consumo del usuario.
- Prever las zonas que necesitan ser repotenciadas, para seguir garantizando la calidad del servicio.
- Disponer de tarifas horarias, dependiendo del comercializador de energía del usuario.
- Atender, de forma más eficiente, las PQRs de los usuarios.



Imagen 10. Sistema AMI

La principal estrategia para dar cumplimiento a estos objetivos y alcanzar los beneficios, es la cobertura de usuarios con medidores avanzados (50% de los usuarios rurales y 90% de los urbanos) durante los próximos 5 años, presentando los reportes trimestrales exigidos por la CREG, para hacer un correcto seguimiento de esta tecnología.

La pandemia afectó, pero no detuvo el desarrollo del proyecto. Durante el segundo semestre del año, se logró la instalación de 388 medidores avanzados, en algunos de los usuarios de más alto consumo, en los municipios de Mocoa y Villagarzón.

La instalación de estos equipos, ha permitido contabilizar y facturar 46.400 kWh, desde agosto del 2020 a diciembre del mismo año, como se indica en la siguiente tabla:

MES	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
kWh recuperados	372	2918	6960	7246	28905	<b>46400</b>
Porcentaje de medidores que registraron variación	54%	52%	49%	38%	54%	<b>49%</b>
Promedio de kWh recuperados por usuario con AMI	53	182	348	145	143	<b>174</b>

Tabla 16. Impacto tecnología AMI

La tabla anterior muestra el impacto que ha tenido la implementación de la tecnología AMI en la facturación de energía, pues desde el primer grupo de medidores avanzados instalados, en promedio, cada mes, el 49% de ellos ha registrado un incremento en la energía medida. Esto indica que la Empresa está reduciendo sus pérdidas en sectores específicos.

En total, se han recuperado 46.400 kWh, desde agosto de 2020 a 31 de diciembre de 2020.

El cambio e instalación de los medidores se tiene previsto con la siguiente distribución, durante los próximos 5 años, a partir de 2020:

	PORCENTAJE DE IMPLEMENTACIÓN			
	2021	2022	2023	2025
Tipo de medidor	25%	50%	75%	100%
Medidores monofásicos	4.900	10.500	16.100	22.400
Medidores polifásicos	2.100	4.500	6.900	9.600

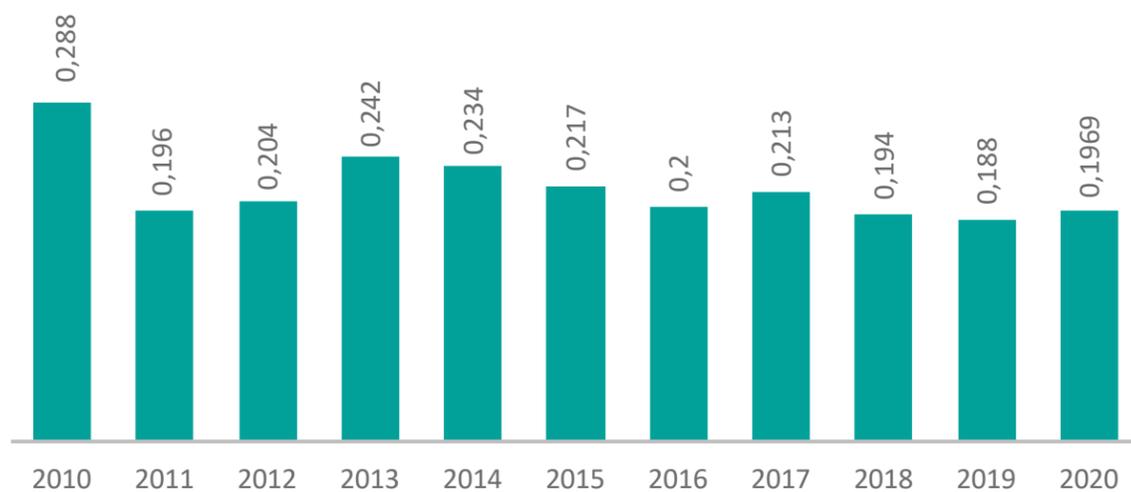
Tabla 17. Instalación medidores

Además, es necesario destacar el impacto de la pandemia en el comportamiento de los consumos, lo que conlleva a un incremento en las pérdidas de energía, tanto técnicas y no técnicas del sistema que cubre la EEP.

El trabajo que ha venido realizando la Empresa, con el fin de reducir la magnitud del indicador de pérdidas técnicas y no técnicas, se ve levemente afectado en el año 2020 por la pandemia, incrementando en 0.9% el indicador con respecto al año 2019. Aun así, el proyecto de implementación de tecnología AMI, está demostrando su impacto en la recuperación de energía.

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%
2020	66.476.267	53.392.608	13.089.177	19,7%

Tabla 18. Pérdidas



Grafica 16. % Pérdidas

## SISTEMA integrado de GESTION



# SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN

## Primera auditoria de seguimiento del SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD ISO 9001-2015

La Empresa de Energía del Putumayo, continúa con el fortalecimiento del sistema de gestión de la calidad NTC ISO 9001-2015, certificación otorgada el día 8 de marzo de 2019, con una vigencia de tres (3) años, con vencimiento 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 cumplimiento de:

- Resolución CREG 097 de 2008, por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional de Distribución Local.
- 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.



Foto 19. Primera auditoria de seguimiento ICONTEC Internacion



Foto 20. Primera auditoria de seguimiento ICONTEC Internacional

Se desarrolla la primera auditoría de seguimiento, durante los días 11, 12 y 13 de febrero de 2020, días en los cuales aún no se generaba la emergencia sanitaria por el Covid-19, estableciendo un plan de acción mediante mesas de trabajo con la gerencia y los líderes de procesos, para el cierre de las No conformidades menores, con el resultado que sigue:



Gráfica 1. Cierre de No Conformidades auditoria de ICONTEC Internacional

Las evidencias del cierre se presentarán durante la segunda auditoria de seguimiento, proyectada para el mes de marzo de 2021, con el fin de mantener la certificación antes mencionada.

## 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-N° 9.2. Auditoría interna, se desarrolla el Programa de auditorías internas: GM-FO-04, del año 2020, aprobado por la gerencia, cumpliendo los protocolos de bioseguridad derivados de la pandemia Covid-19, para la protección integral de los auditores internos y líderes de procesos.



Foto 21. Auditorías internas durante el año 2020



Foto 22. Auditorías internas durante el año 2020

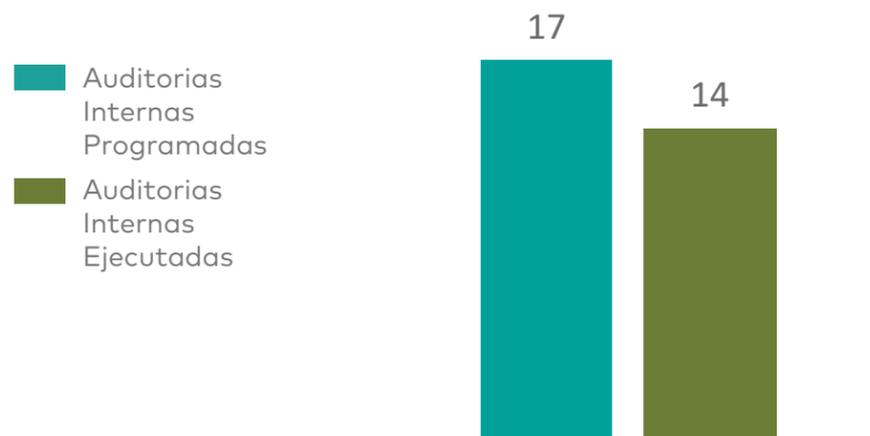
Se distribuyen las auditorías internas, con cobertura a los diecisiete (17) procesos corporativos estratégicos, misionales y de soporte, así:

CLASIFICACIÓN	PROCESO	SIGLA	LÍDER DEL PROCESO	RESPONSABLE DEL REGISTRO
ESTRATEGICOS	Gestión estratégica	GE	Gerente	Asistente de gerencia
	Gestión de control interno	CI	Jefe de Control Interno	Jefe de control interno
	Gestión de mejora	GM	Coordinador de Calidad	Coordinador de calidad
MISIONAL-COMERCIALIZACIÓN	Gestión de atención al cliente	AC	Subgerente Comercial y de Planeación	Secretario de atención al cliente, coordinador de sede
	Gestión de control comercial	CC	Subgerente Comercial y de Planeación	Profesional de control comercial de energía, coordinación de atención al cliente, coordinadores de sedes
	Gestión de facturación y cartera	FC	Subgerente Comercial y de Planeación	Profesional de facturación
MISIONAL-DISTRIBUCIÓN	Gestión de expansión del sistema	ES	Subgerente Técnico Operativo	Profesional de proyectos y control de energía
	Gestión de operación del sistema	OS	Subgerente Técnico Operativo	Profesional de calidad del servicio
	Gestión mantenimiento de infraestructura	MI	Subgerente Técnico Operativo	Profesional de operaciones y planeamiento eléctrico, profesional de calidad del servicio
	Gestión control de calidad del servicio	CS	Subgerente Técnico Operativo	Profesional de calidad del servicio
APOYO	Gestión del talento humano	TH	Subgerente Administrativo y Financiero	Profesional de talento humano
	Gestión de servicios logísticos	SL	Subgerente Administrativo y Financiero	Almacenista, unidad de correspondencia
	Gestión financiera	GF	Subgerente Administrativo y Financiero	Profesional de contabilidad, tesorera
	Gestión de higiene y seguridad industrial	HSE	Subgerente Administrativo y Financiero	Asistente SST
	Gestión de informática	GI	Subgerente Administrativo y Financiero	Profesional de sistemas
	Gestión jurídica	GJ	Jefe de Oficina Jurídica	Jefe de oficina jurídica
	Gestión de contratación	GC	Director de Contratación	Director de contratación

Tabla 1. Distribución de los procesos corporativos

Se han ejecutado catorce (14) auditorías, con una eficacia del 82%; y se han reprogramado auditorías internas a los procesos de:

- Atención al cliente - AC
- Facturación y cartera - FC
- Control comercial - CC



Gráfica 2. Ejecución de auditorías internas - Año 2020

## 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, en la que se estructuran e implementan cuarenta y siete (47) indicadores, con la siguiente interpretación de los resultados del desempeño global del SIG, para el alcance de los cinco (5) objetivos corporativos.

Nº	OBJETIVO	EJE(S) ESTRATÉGICO(S)
1	Restablecer y consolidar el sistema de distribución de la Empresa, a partir de la planificación de la inversión en operación, mantenimiento para recuperar el nivel de confiabilidad y calidad del servicio, debilitado con la avenida torrencial.	Consolidación Sostenibilidad
2	Incrementar las ventas de energía en el mercado regulado, para contribuir en los ingresos y sostenibilidad de la Compañía.	Consolidación Rentabilidad
3	Fortalecer la estructura organizacional, con base en la gestión integral de procesos, implementación intensiva de las TIC y la gestión del talento humano.	Consolidación
4	Generar mayores ingresos a la Empresa, a través del fortalecimiento de otros negocios.	Sostenibilidad
5	Mantener el equilibrio financiero de la EEP	Sostenibilidad

Tabla 2. Objetivos estratégicos corporativos

Se alcanza un promedio de EXCELENTE desempeño, durante el año 2020, en cuanto a los diferentes procesos establecidos en la organización.

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.
CRÍTICO	<60%	Requiere implementar acciones correctivas inmediatas, para el fortalecimiento de los procesos críticos en su desempeño, para el cierre de los riesgos materializados.

Tabla 3. Interpretación del desempeño global del SIG

## SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO

La Empresa se compromete a estructurar el sistema de gestión de la seguridad y salud en el trabajo (SG-SST), para sus servidores públicos, contratistas, proveedores y visitantes, promocionando calidad de vida laboral.

Dicho sistema, se implementa en el marco del ciclo de mejoramiento continuo – PHVA, el cual hace referencia a las siguientes fases:

- Planear: se requiere planificar la forma de mejorar la seguridad y salud de los trabajadores, hallando qué es lo que se está haciendo incorrectamente o puede mejorarse, y definir ideas para solucionar tales problemas.
- Hacer: implementación de las medidas planificadas.
- Verificar: revisar que los procedimientos y acciones implementados estén consiguiendo los resultados deseados.
- Actuar: realizar acciones de mejora, para obtener los mayores beneficios en la seguridad y salud de los trabajadores.

Así mismo, la dirección de alta gerencia, consciente de la importancia de mejorar continuamente los procesos institucionales, y específicamente las actividades relacionadas con la seguridad, salud y ambiente, se compromete, dentro de su capacidad operativa y presupuestal, a suministrar el talento humano y los recursos para el establecimiento de los controles que aseguren el cumplimiento de los requisitos legales vigentes, aplicables en la normatividad colombiana.

## Gestión de promoción y PREVENCIÓN COVID-19

De acuerdo con las directrices emanadas por el Ministerio de salud y protección social, el Instituto nacional de salud, el Ministerio del trabajo y la Presidencia de la República, y en concordancia con la declaratoria de emergencia sanitaria declarada en todo el país, mediante la Resolución N° 385 del 12 de marzo del 2020, se realizó gestión de promoción y prevención SARS-CoV2 (Covid-19) en la E.E.P SA ESP.



Foto 23. Aplicación de las medidas de bioseguridad a usuarios de la EEP

### Medidas de prevención y contención de CONTAGIO DEL CORONAVIRUS (COVID-19)

El trabajo conjunto con la alta dirección y el área de seguridad y salud en el trabajo, ha dado cumplimiento a cabalidad de los protocolos de bioseguridad estipulados por las directrices de las diferentes entidades nacionales.

La alta gerencia de la Empresa, establece medidas de higiene y autocuidado para minimizar el contagio por el Covid19, en los trabajadores de la Empresa, con el objeto de mantener los lugares de trabajo sanos y seguros, y de cumplir los requisitos legales aplicables



Foto 24. Aplicación de las medidas de bioseguridad a trabajadores de la EEP



Foto 25. Aplicación de las medidas de bioseguridad a trabajadores de la EEP

## Programa de VIGILANCIA EPIDEMIOLÓGICA

Por medio de este programa, se busca orientar a la población trabajadora, sobre las medidas de prevención y contención del Covid-19 (coronavirus), con el fin de disminuir el riesgo de transmisión en los trabajadores en sus entornos laborales y familiares, y reducir el impacto y ausentismo laboral.

Su alcance y logros, han sido posibles mediante:

- Jornadas de capacitación: estrategias de promoción, prevención y contención del contagio (en modalidad virtual o presencial).
- Jornadas de tamizaje: abordaje para la detección adecuada y oportuna de la población trabajadora, a partir de jornadas de tamizaje respiratorio (encuesta a cada uno de los colaboradores, con información de interés acerca de su exposición y toma de los niveles de temperatura realizada por el personal de salud capacitado). Además, se ha hecho la implementación de link de evaluación diaria (ARL Sura).
- Identificación de casos con síntomas de alarma o contacto estrecho con el coronavirus, ya sea en área laboral como en el ámbito social y familiar.
- Intervención y seguimiento médico a cada uno de los casos, mediante tele orientación.
- Reporte oportuno y seguimiento de ruta de notificación.

La Empresa, comprometida con el bienestar de los trabajadores, realiza la compra de 9 termómetros infrarrojos, para el personal del área de seguridad y salud en el trabajo, con el fin de prevenir los contagios y cumplir los protocolos de bioseguridad establecidos por el gobierno nacional, en la Compañía

Las actividades ejecutadas para la prevención de la pandemia dentro de la EEP, son las siguientes:

- Reporte diario de sintomatología
- Control de temperatura al ingreso de las sedes, para el inicio de la jornada laboral.
- Procesos de desinfección para los automóviles y los funcionarios.
- Información visible acerca de síntomas frecuentes, signos de alarma, lavado de manos, recomendaciones y demás información relevante acerca del Covid-19, en cada dependencia de la Compañía.
- Suministro de elementos de bioseguridad a los trabajadores.



Foto 26. Uso de termómetros digitales en usuarios

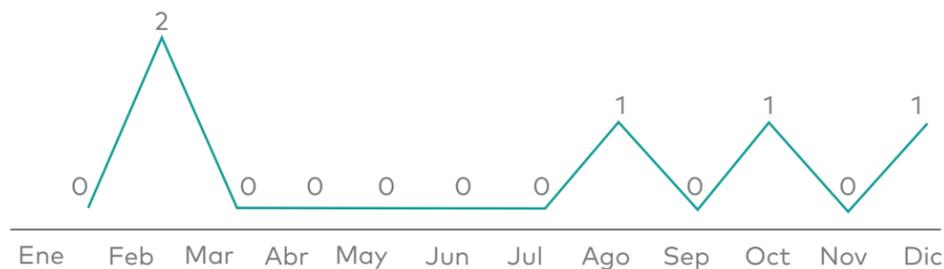


Foto 27. Uso de termómetros digitales en trabajadores

## Accidentes e INCIDENTES DE TRABAJO

Para el año en vigencia, se definió el procedimiento de reporte e investigación de accidentes e incidentes de trabajo, de conformidad con el Decreto 1072 de 2015, Resolución 0312 de 2019, y teniendo en cuenta los parámetros dados por la Resolución 1401 de 2007, el cual tiene como objetivo establecer los lineamientos para el reporte e investigación de accidentes e incidentes de trabajo, ocurridos en la EPP.

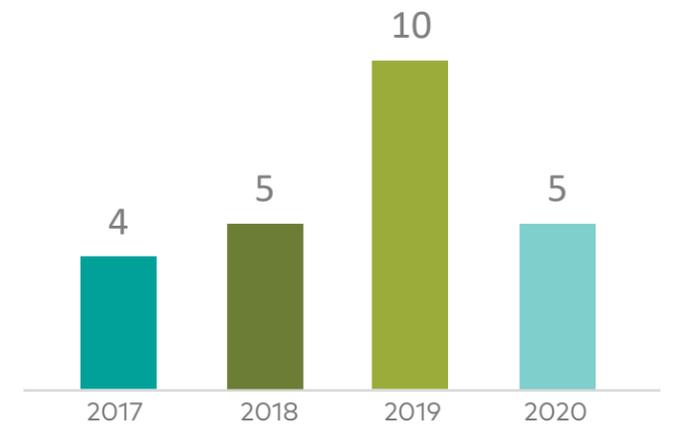
La gráfica que se presenta a continuación, muestra la disminución de la accidentalidad en la Compañía.



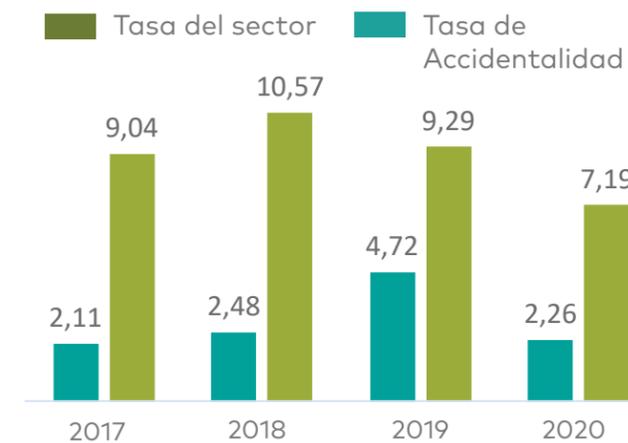
Gráfica 1. Comparativo de tendencia de accidentalidad enero a diciembre 2020  
Reporte de accidentes - Año 2020  
Fuente: <https://arpsura.suramericana.com/servicios-linea/>

## Frecuencia de los ACCIDENTES DE TRABAJO

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



Gráfica 2. Frecuencia accidentes de trabajo  
Fuente: <https://arpsura.suramericana.com/servicios-linea/>



(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.

Gráfica 3. Tasa de accidentalidad vs. Tasa del sector  
Fuente: <https://arpsura.suramericana.com/servicios-linea/>

## Programa de CAPACITACIÓN EN SST

Se planificaron 35 actividades, con un porcentaje de cumplimiento del 100%, dirigidas a todos los colaboradores del comité de convivencia laboral, COPASST, brigada de emergencias, y responsable del desarrollo del SG-SST, las cuales estaban sujetas a cambios, según la disposición de fechas, horarios, disponibilidad de presupuesto e identificación de nuevas necesidades.



Gráfica 4. Cantidad de Capacitaciones

Todas las actividades están enfocadas a los conocimientos y competencias en aspectos de seguridad y salud, y dirigidas a todos los colaboradores de la Empresa.



Foto 28. Capacitación en SST, brigada de emergencias



Foto 29. Capacitación en SST, manejo de extintores



Foto 30. Capacitación en SST, manejo defensivo



Foto 31. Capacitación en SST, alturas

#### Auditoría de cumplimiento del sistema de gestión de SST

Las auditorías internas se realizan anualmente por parte del auditor; en las mismas se efectuará un seguimiento a la implementación de un 77.5% de cumplimiento de los requisitos del SG-SST.

El resultado obtenido por la auditoría y la evaluación del Ministerio de trabajo, alcanzó la calificación de un porcentaje de 82.5% de implementación del sistema de gestión de seguridad y salud en trabajo, en cumplimiento a la normatividad vigente.

## GESTIÓN oficina JURÍDICA

# GESTIÓN OFICINA JURÍDICA

A la oficina jurídica de la EEP, le han sido encargadas, entre otras, las funciones de representación judicial y extrajudicial de la Compañía. A continuación, se detalla la ejecución de estas actividades, durante el año 2020.

## 1. Procesos administrativos sancionatorios

La EEP, en el año 2020, hizo parte de cuatro (04) procesos administrativos sancionatorios, que se relacionan a renglón seguido.

ENTIDAD INVESTIGADORA	NO. EXPEDIENTE
Proceso Administrativo Sancionatorio Ambiental CORPOAMAZONÍA	PS- 06- 86- 360 - 015 - 014
Proceso Administrativo Sancionatorio Ambiental CORPOAMAZONÍA	PS- 06- 86- 320-104-014
Proceso administrativo sancionatorio	SSPD 2019240350600001E
Proceso administrativo sancionatorio	SSPD.2017240350600006E

Tabla 1. Procesos administrativos

De los cuatro (4) procesos administrativos sancionatorios, de los cuales hizo parte la Empresa, tres (03) se encuentran activos y uno (1) fue resuelto en contra de la Empresa.

**(i) Decisión en contra de la Empresa:** en lo corrido del 2020, se reportó una sanción en firme en contra de la Empresa de Energía del Putumayo, en virtud del proceso administrativo sancionatorio iniciado por parte de la SSPD, en el año 2017, bajo el Expediente No. 2017240350600006E por valor de DOSCIENTOS SEIS MILLONES DOSCIENTOS MIL OCHOCIENTOS OCHENTA Y CUATRO PESOS (\$206.200.884). Este valor ya fue pagado a la Superintendencia, por parte de la Compañía. Cabe resaltar que nos encontramos realizando todas las acciones necesarias para demandar los actos administrativos sancionatorios, dentro de la jurisdicción de lo contencioso administrativo.

**(ii) Activos:** al finalizar el año 2020, estaban activos tres (3) procesos en contra de la Empresa.

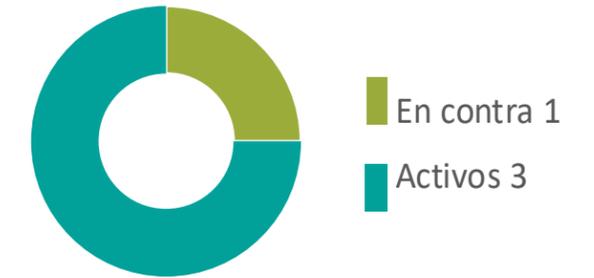


Gráfico 1. Procesos administrativos sancionatorios

## 2. Procesos judiciales

Durante el año en mención, y debido a la pandemia por Covid-19, la rama judicial suspendió términos procesales entre el 16 de marzo de 2020 y el 01 de julio de 2020. De igual manera, la citada rama estuvo en vacaciones colectivas entre el 19 de diciembre de 2020 y el 11 de enero de 2021. Por estos motivos, vimos una disminución en el número de procesos de los cuales hizo parte la Empresa.

Dentro de este panorama, la Compañía fue parte de nueve (09) procesos judiciales a lo largo del 2020, de los cuales, en tres (03) actuó como parte demandada, y en seis (06) actuó como parte demandante.

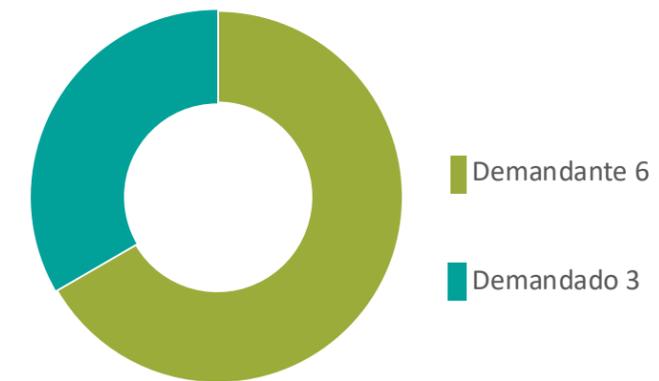


Gráfico 2. Calidad en la que intervino la EEP dentro del proceso judicial

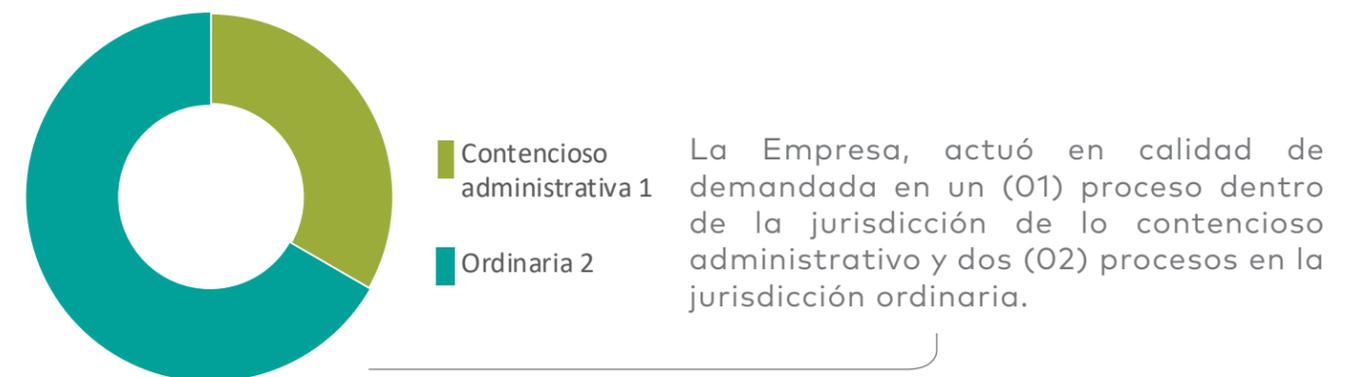


Gráfico 3. Jurisdicción en la que fue demandada la empresa

La Empresa, actuó en calidad de demandada en un (01) proceso dentro de la jurisdicción de lo contencioso administrativo y dos (02) procesos en la jurisdicción ordinaria.

(iii) **Jurisdicción de lo contencioso administrativo:** la EEP, fue parte demandada en un (01) proceso en la jurisdicción de lo contencioso administrativo, por un valor de \$206.200.884, tal como se observa en el siguiente gráfico:

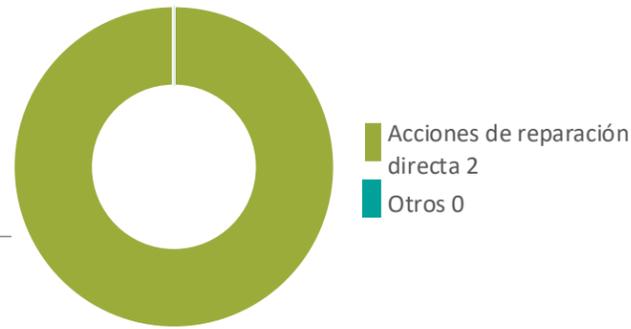


Gráfico 4. Clase de procesos contenciosos administrativos en los que fue demandada la EEP



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

(iv) **Jurisdicción ordinaria:** la Empresa fue parte demandada en dos (02) procesos en la jurisdicción ordinaria, uno laboral y otro civil.

a. **Procesos civiles declarativos:** la Compañía, hizo parte de un (01) proceso civil declarativo, que se encuentra siendo analizado por el juez de segunda instancia.

b. **Procesos laborales:** la EEP, actualmente hace parte de un (01) proceso laboral, que está siendo revisado por el juez de segunda instancia.

(v) **Procesos iniciados por la Empresa:** la EEP, ha iniciado seis (06) procesos dentro de las diferentes jurisdicciones, tal como se expone a continuación.

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 EEP, ha iniciado cuatro (04) procesos en la jurisdicción ordinaria, tres (03) procesos ejecutivos y un (01) proceso de protección al consumidor.

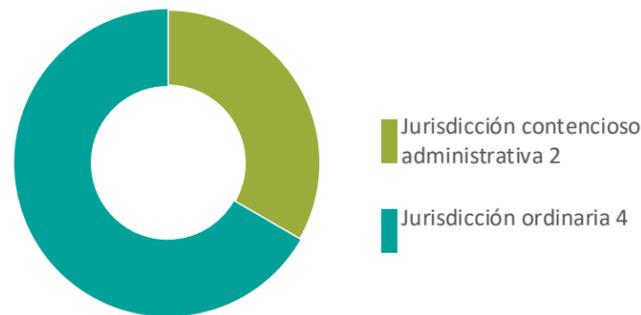


Gráfico 6. Jurisdicciones en las que la EEP actúa en calidad de demandante

## Actividad jurídica de la EEP DURANTE LOS ÚLTIMOS SIETE (7) AÑOS

La Empresa, a partir del año 2013 intensificó la defensa jurídica de la Compañía, obteniendo así resultados favorables en procesos judiciales, administrativos y en sus relaciones con otras compañías.

**1. Procesos judiciales:** la EEP, gracias a su defensa jurídica, evitó el pago de Tres mil ciento diecinueve mil millones setecientos sesenta y ocho mil ochocientos cuarenta y un pesos M/Cte. (\$3.119.768.841), en nueve (9) procesos laborales.

PROCESO	AÑO DE INICIO	AÑO DE TERMINACIÓN	PRETENSIONES	PAGO EEP	LA EEP EVITÓ EL PAGO
2010-0148	2010	2016	\$ 200.000.000		\$200.000.000
2012-00299	2012	2015	\$ 400.000.000		\$400.000.000
2013-00429	2013	2015	\$ 60.000.000		\$60.000.000
2013-00302	2013	2018	\$ 500.000.000		\$500.000.000
2013-00243	2013	2015	\$ 257.740.000		\$257.740.000
2013-00428	2013	2016	\$ 100.000.000	\$ 1.387.835	\$98.612.165
2015-0755	2015	2017	\$ 1.493.966.716		\$1.493.966.716
2016-0195	2016	2017	\$ 150.000.000	28.550.040	\$121.449.960
2016-0218	2016	2017	\$ 46.000.000	8.000.000	\$38.000.000
<b>TOTAL</b>					<b>\$3.169.768.841</b>

Tabla 2: Histórico de procesos judiciales a favor de la Empresa.

**2. Procesos administrativos:** la Compañía, gracias a su defensa jurídica, evitó el pago de Quinientos millones cuatrocientos dieciséis mil setecientos quince pesos M/Cte. (\$522.416.715), en dos (2) procedimientos administrativos.

FECHA INICIO	FECHA TERMINACIÓN	VALOR	VALOR PAGADO	LA EEP EVITÓ EL PAGO
27 de octubre de 2016	10 de marzo de 2017	\$ 237.905.569,10	\$ 0	\$ 237.905.569,10
02 de mayo de 2017	08 de julio de 2018	\$ 284.511.146	\$ 0	\$ 284.511.146
<b>TOTAL</b>				<b>\$ 522.416.715</b>

Tabla 3: Histórico de procesos administrativos a favor de la EEP

**3. Asuntos a destacar:** gracias a la gestión gerencial y jurídica de la Compañía, se evitó el pago de Tres mil treinta y seis millones once mil setenta y siete pesos M/Cte. (\$ 3.036.011.077).

ENTIDAD	FECHA	SOLICITUD	PAGADO POR LA EEP	GANANCIA EEP
Emgesa	13-oct-16	\$ 1.504.467.554		\$ 1.504.467.554
CEO	13-may-15	\$ 2.201.118.772	\$ 669.575.249	\$ 1.531.543.523
<b>TOTAL</b>				<b>\$ 3.036.011.077</b>

**Tabla 4.** *Histórico de procesos entre entidades a favor de la Empresa*

CAPÍTULO

05  
05

## RESPONSABILIDAD social EMPRESARIAL

2020

2020

INFORME  
DE GESTIÓN

2020

# RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL

En la EEP, entendemos la responsabilidad social empresarial como un compromiso que asumimos en relación con nuestro entorno, en la búsqueda del fortalecimiento colectivo, haciendo énfasis en las dimensiones social, ambiental y económica, liderando proyectos que aportan al desarrollo sostenible y el mejoramiento de la calidad de vida, de colaboradores, líderes, niños y comunidad en general.

La EEP implementa, de manera continua dentro de las líneas de intervención del plan de responsabilidad social, articulado con el plan estratégico corporativo de la empresa, en aspectos de: Educación, Bienestar, Emprendimiento, Salud, Seguridad, Innovación y Cultura.

Esto se refleja, año tras año, presentando un incremento en los impactos generados en los grupos de interés, dado a una gran aceptación y participación, generando así un resultado favorable para la Compañía, en la medida que se evidencian espacios que están siendo aceptados y valorados por las comunidades, y se reconoce el propósito de seguir haciendo parte de ellos.



Foto 32. Apoyo al carnaval de Mocoa Vive la Vida

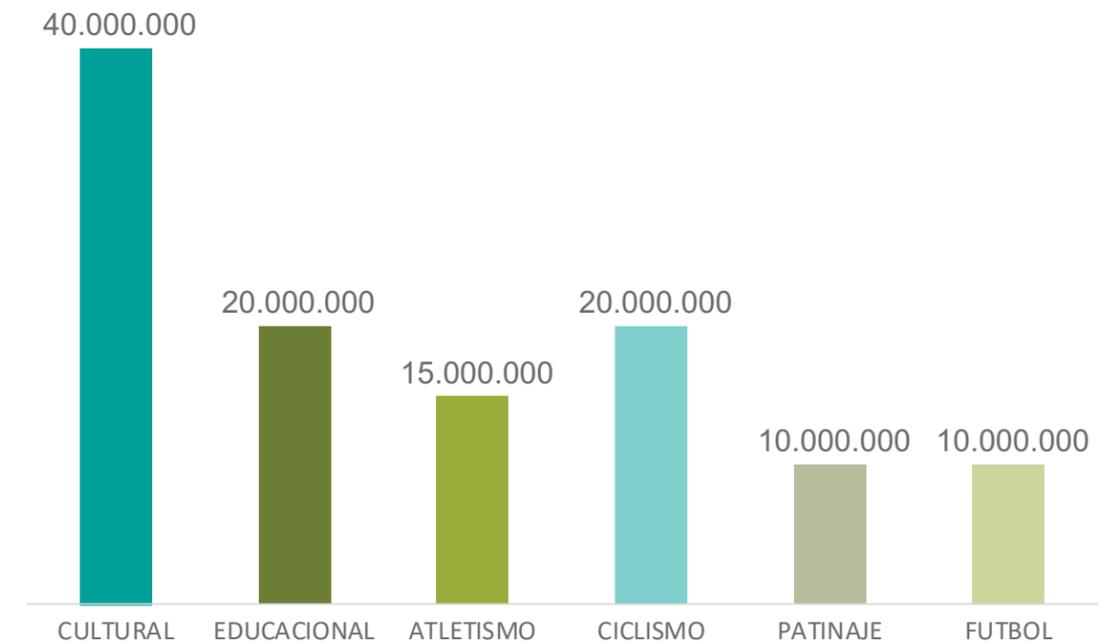


Foto 33. Apoyo a la carrera de la mujer Mocoa 4K

A continuación, se presentan los datos correspondientes a la gestión realizada en cuanto a responsabilidad social empresarial:

RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL		
Cultural (carnavales de la vida y del perdón, día del usuario y control vocal, apoyo a emisoras comunitarias durante la cuarentena obligatoria).	40.000.000	35%
Educacional (instituciones educativas).	20.000.000	17%
Deportes (atletismo, ciclismo, patinaje y fútbol).	55.000.000	48%
<b>TOTAL</b>	<b>115.000.000</b>	<b>100%</b>

Tabla 1. Responsabilidad social empresarial



Gráfica 1. Responsabilidad social empresarial - Inversión por sectores



Foto 34. Apoyo al deporte – Club Cicloboz



Foto 35. Apoyo a la recreación – Ciclovía 2020



# GESTIÓN FINANCIERA

2020 2020

INFORME  
DE GESTIÓN 2020

## INGRESOS OPERACIONALES

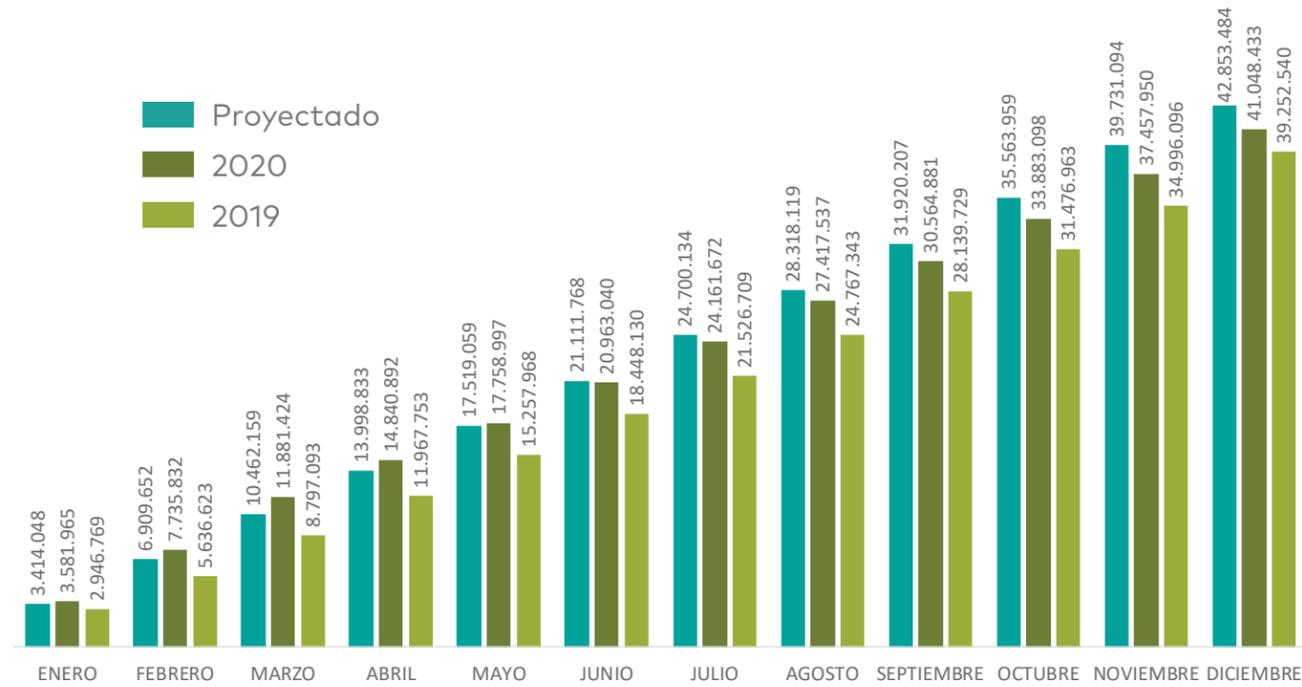


Tabla 1: Ingresos Operacionales

## COSTOS

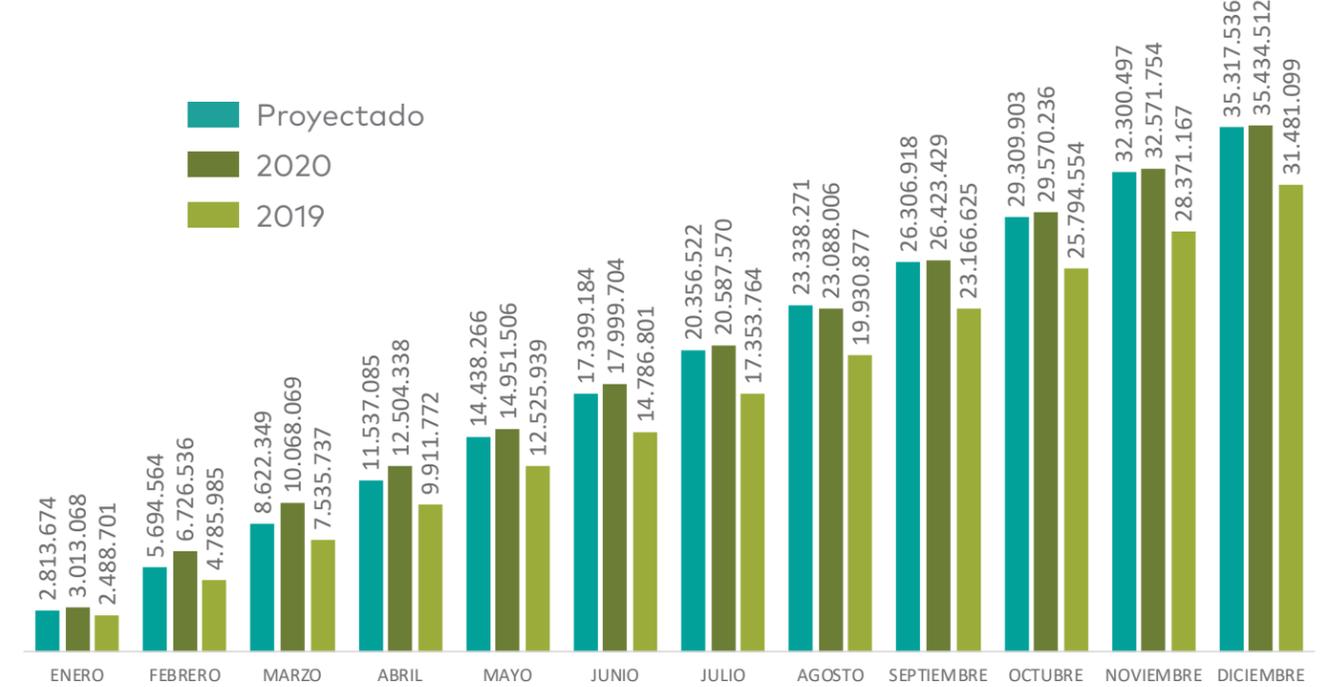


Tabla 3: Costos

## INGRESOS NO OPERACIONALES

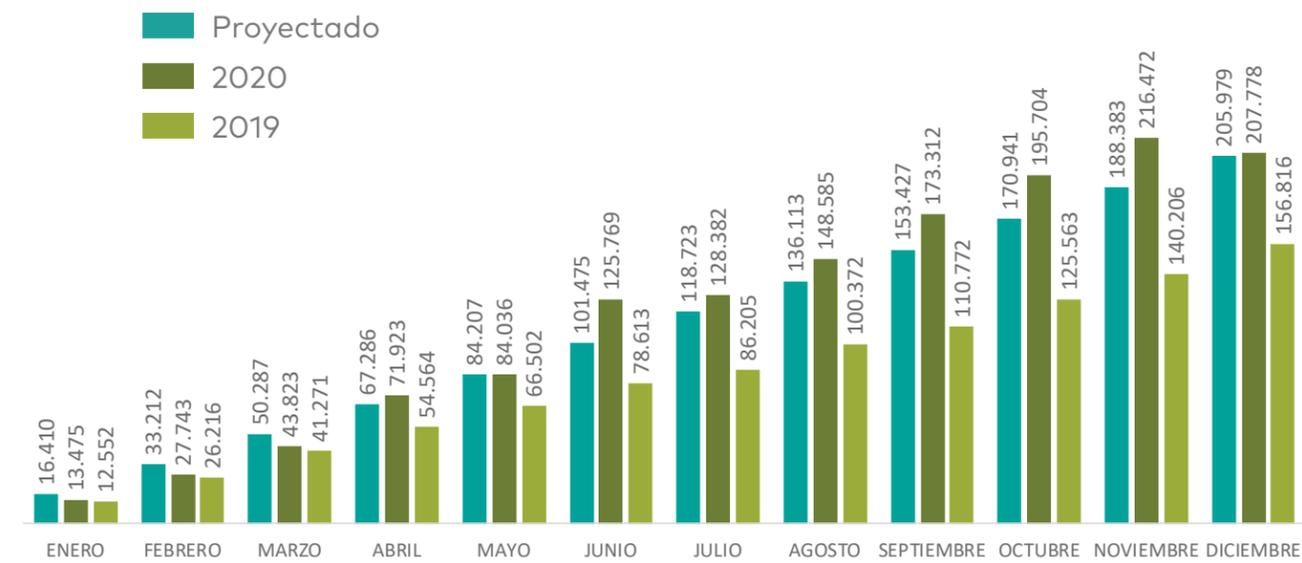


Tabla 2: Ingresos No Operacionales

## GASTOS ADMINISTRATIVOS

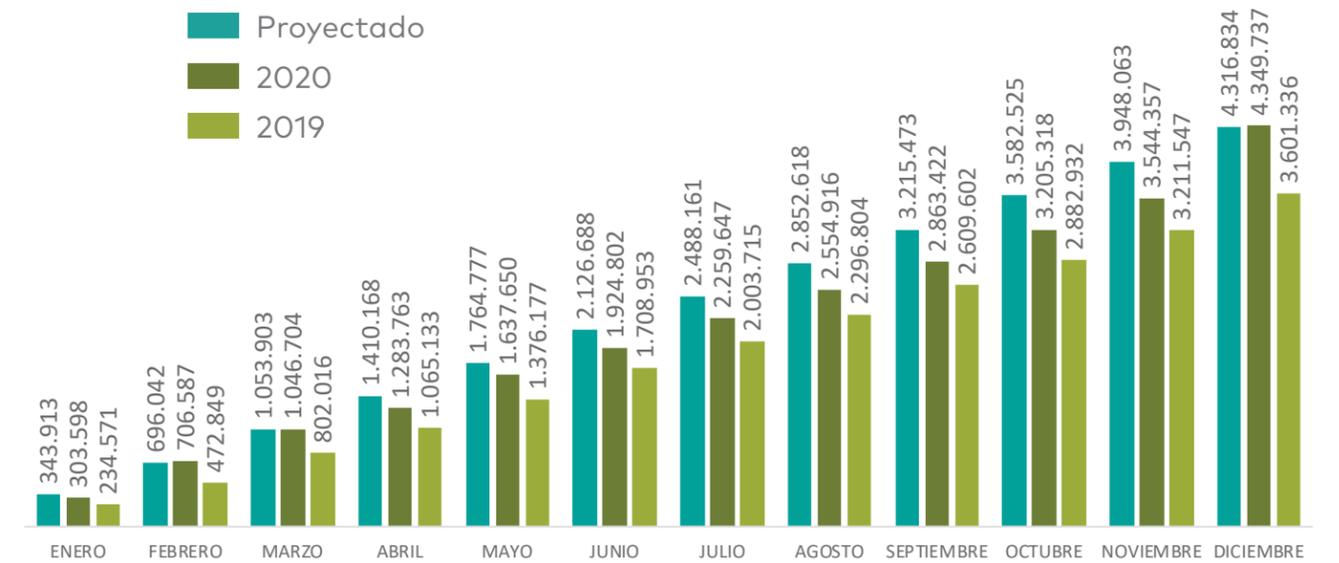


Tabla 4: Gastos Administrativos

## DETERIORO, PROVISIONES Y DEPRECIACIONES

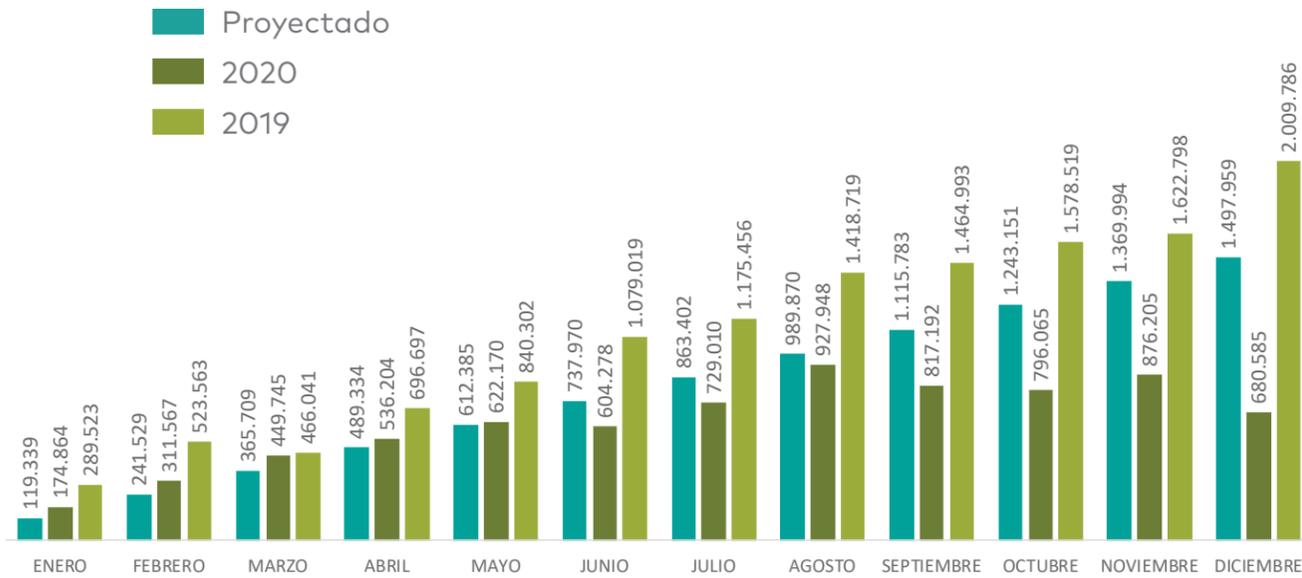


Tabla 5: Deterioro, provisiones y depreciaciones

## OTROS GASTOS

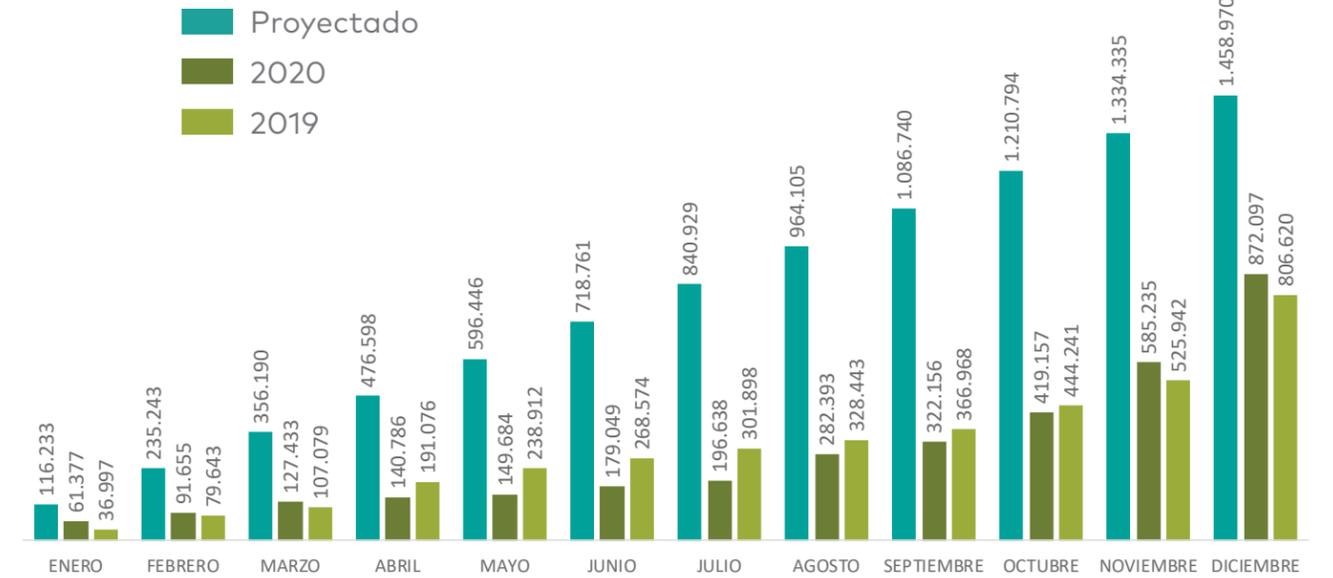


Tabla 7: Otros Gastos

## GASTOS NO OPERACIONALES

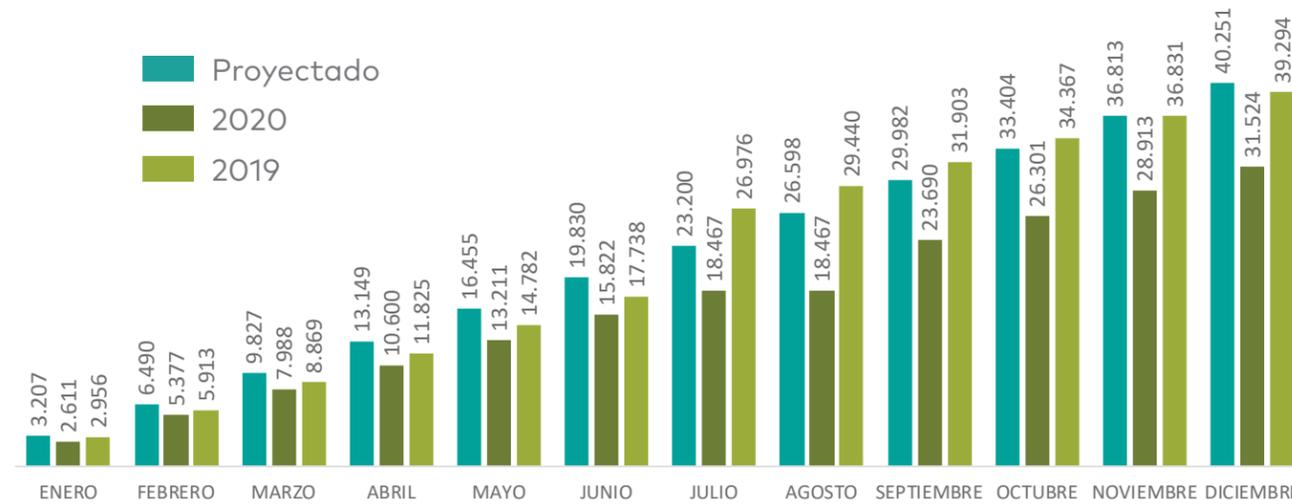


Tabla 6: Gastos No Operacionales

## UTILIDAD BRUTA EN VENTAS

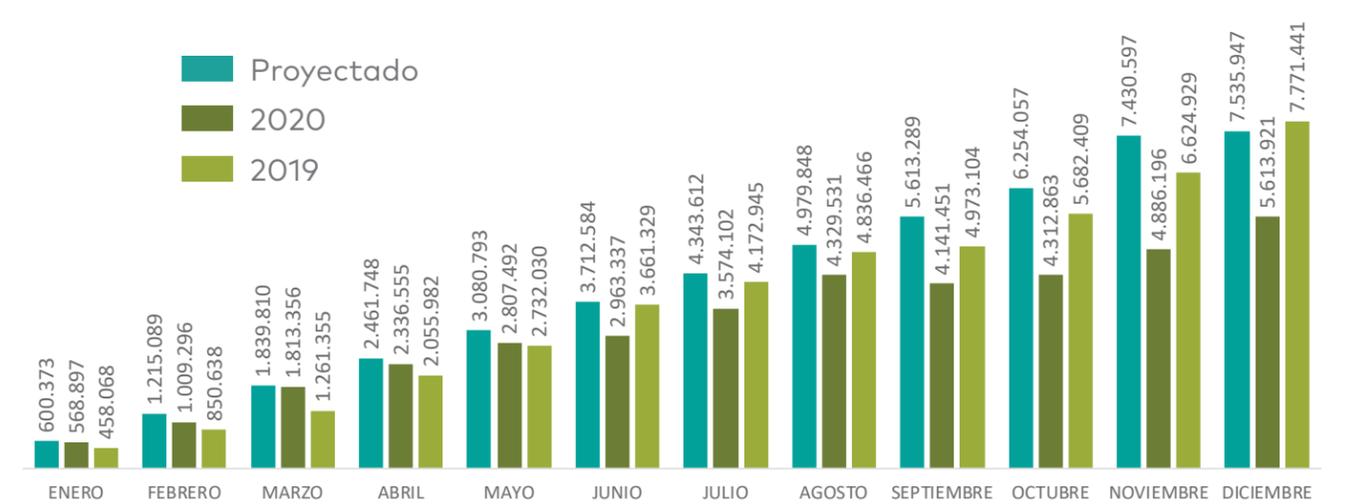


Tabla 8: Utilidad Bruta en ventas

## UTILIDAD OPERACIONAL

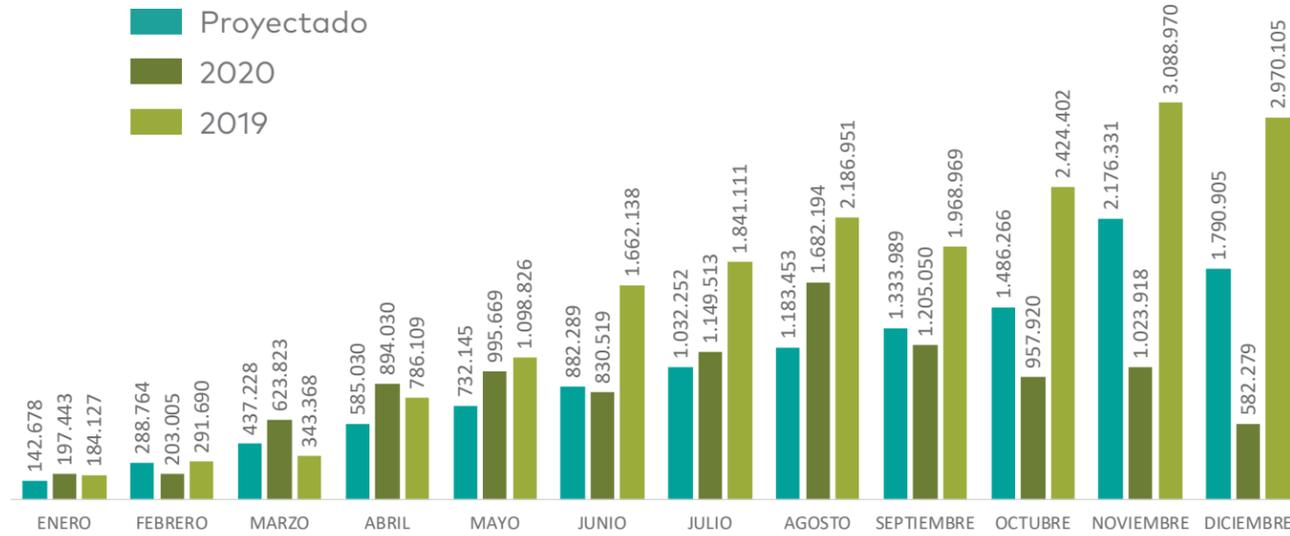


Tabla 9: Utilidad operacional

## UTILIDAD NETA

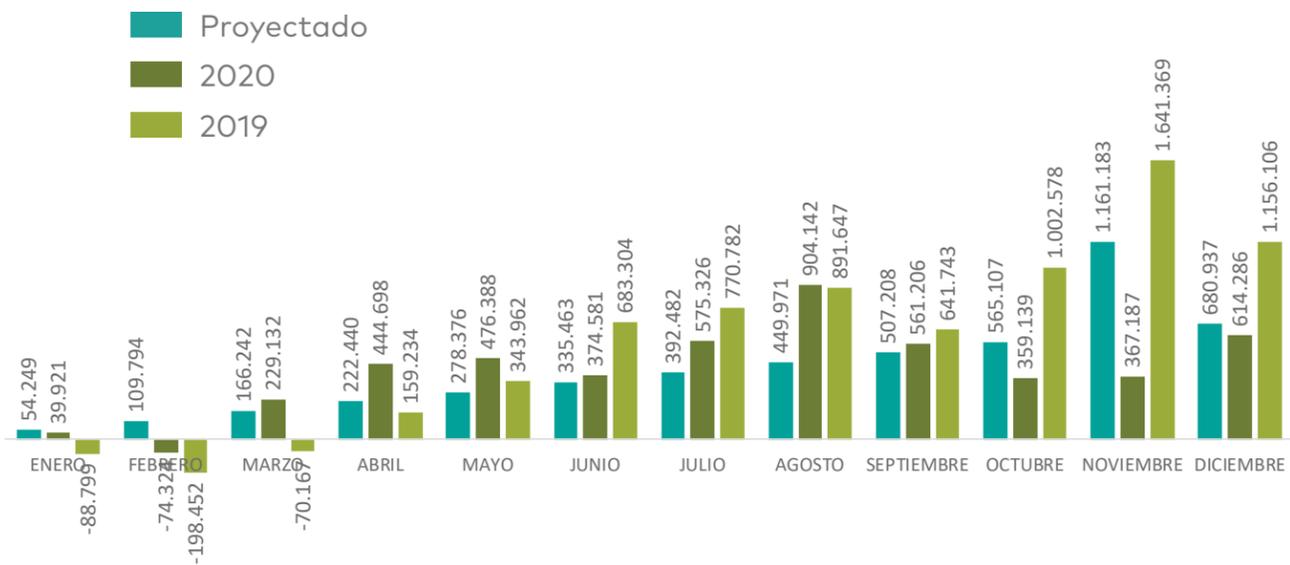


Tabla 10: Utilidad neta

## INDICADORES FINANCIEROS

### 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.

RAZON CORRIENTE	INDICADORES NIIF					
	2020	2019	2018	2017	2016	2015
Activo Corriente	14.603.713					
Pasivo Corriente	13.845.943					
	= 1,05	1,12	1,15	1,02	1,06	1,07
Indica la capacidad que tiene la empresa para cubrir sus operaciones financieras, deudas o pasivos a corto plazo. Al dividir el activo corriente sobre el pasivo corriente sabremos cuantos activos corrientes tenemos para respaldar esos pasivos exigibles a corto plazo.	La empresa tiene una razón corriente de 1,05 lo que quiere decir que por cada peso que la empresa debe en el corto plazo cuenta con 1,05 pesos para responder, con respecto a el año 2020					
SOLIDEZ	INDICADORES NIIF					
	2020	2019	2018	2017	2016	2015
Activo Total	45.797.416					
Pasivo Total	23.379.303					
	= 1,96	2,18	2,38	2,24	2,57	2,86
Muestra la disponibilidad del activo para cubrir cada peso de las obligaciones adquiridas	La empresa en este momento tiene a su disposición 1,96 pesos para respaldar cada (1) peso de sus obligaciones con el total del activo.					
CAPITAL DE TRABAJO	INDICADORES NIIF					
	2020	2019	2018	2017	2016	2015
Activo Corriente ( - ) Pasivo Corriente	14.603.113 ( - ) 13.845.943					
	= 757.770	1.232.162	1.598.783	144.384	486.872	362.099
"No es propiamente un indicador sino una forma de cuantificar en pesos los resultados de la razón corriente en forma de valor."	"La Empresa atendiendo sus obligaciones a corto plazo queda con \$757.770 recursos que faltarian para atenderán obligaciones."					

Tabla 1: Indicadores de la Situación Financiera NIIF 2020

## 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.

RAZON CORRIENTE	INDICADORES NIIF		INDICADORES COLGA						
	2020		2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
Activo Corriente	14.603.713	= 1,05	1,07	0,82	0,91	1,2	1,4	0,81	1,12
Pasivo Corriente	13.845.943								
Indica la capacidad que tiene la empresa para cubrir sus operaciones financieras, deudas o pasivos a corto plazo. Al dividir el activo corriente sobre el pasivo corriente sabremos cuantos activos corrientes tenemos para respaldar esos pasivos exigibles a corto plazo.	La empresa tiene una razón corriente de 1,05 lo que quiere decir que por cada peso que la empresa debe en el corto plazo cuenta con 1,05 pesos para responder, con respecto a el año 2020.								
SOLIDEZ	INDICADORES NIIF		INDICADORES COLGA						
	2020		2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
Activo Total	45.797.416	= 1,96	1,81	1,75	1,84	1,61	1,60	2,00	2,21
Pasivo Total	23.379.303								
Muestra la disponibilidad del activo para cubrir cada peso de las obligaciones adquiridas.	La empresa en este momento tiene a su disposición 1,96 pesos para respaldar cada (1) peso de sus obligaciones con el total del activo.								
CAPITAL DE TRABAJO	INDICADORES NIIF		INDICADORES COLGA						
	2020		2014	2013					
Activo Corriente ( - ) Pasivo Corriente	14.603.113 ( - ) 13.845.943	= 757.770	541.009	1.789.904					
No es propiamente un indicador sino una forma de cuantificar en pesos los resultados de la razón corriente en forma de valor.	La Empresa atendiendo sus obligaciones a corto plazo queda con \$757.770 recursos que faltarían para atender obligaciones.								

Tabla 1: Indicadores de la Situación Financiera NIIF 2020

## INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO

Concepto: Mide el grado y la forma que participan los acreedores dentro del financiamiento de la empresa

ENDEUDAMIENTO TOTAL	INDICADORES NIIF						
	2020	2019	2018	2017	2016	2015	
Pasivo Total	23.379.303	= 51,05%	45,88%	41,93%	44,64%	38,84%	34,97%
Activo Total	45.797.416						
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.	Significa que los acreedores de la empresa a diciembre del año 2020 tienen una participación del 51,86% sobre el total de los activos, el cual no es un nivel muy riesgoso, o que por cada peso que la empresa ha invertido 51,05 centavos han sido financiados por los acreedores.						
INDICADOR DE APALANCAMIENTO	INDICADORES NIIF						
	2020	2019	2018	2017	2016	2015	
Pasivo Total	23.379.303	= 104,29%	84,77%	80,64%	63,50%	63,50%	53,78%
Patrimonio	22.418.113						
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.	Significa que el pasivo de la empresa se ha comprometido en un 104,29% en comparación con el patrimonio para contribuir con los compromisos de la empresa. También es importante ver quien financia más la empresa si los accionistas o los acreedores. En este caso son los proveedores.						

Tabla 1: Indicadores de la Situación Financiera NIIF 2020

## INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO

Concepto: Mide el grado y la forma que participan los acreedores dentro del financiamiento de la empresa

ENDEUDAMIENTO TOTAL	INDICADORES NIIF		INDICADORES COLGA						
	2020		2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
Pasivo Total	23.379.303								
Activo Total	45.797.416	= 51,05%	55,20%	57,06%	54,49%	62,18%	62,52%	50,01%	45,16%
<p>Es un referente financiero cuyo objetivo es evaluar el grado y la modalidad de participación de los acreedores de una empresa en su provisión pecuniaria. Se trata de precisar los riesgos en los cuales incurren tales acreedores y los dueños de la empresa así como la conveniencia o la inconveniencia de cierto nivel deudor de la Empresa.</p> <p>Significa que los acreedores de la empresa a diciembre del año 2020 tienen una participación del 51.86% sobre el total de los activos, el cual no es un nivel muy riesgoso, o que por cada peso que la empresa ha invertido 51.05 centavos han sido financiado por los acreedores.</p>									
INDICADOR DE APALANCAMIENTO	INDICADORES NIIF		INDICADORES COLGA						
	2020		2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
Pasivo Total	23.379.303								
Patrimonio	22.418.113	= 104,29%	123,21%	132,87%	119,74%	164,44%	166,78%	100,04%	82,37%
<p>Este indicador mide el grado de compromiso del patrimonio para con los acreedores de la empresa. No debe entenderse como que los pasivos se puedan pagar con el patrimonio, puesto que en el fondo, ambos constituyen un compromiso para la empresa.</p> <p>Significa que el pasivo de la empresa se ha comprometido en un 104.29% 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 proveedores.</p>									

## INDICADORES DE RENTABILIDAD

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

EBITDA	INDICADORES NIIF					
	2020	2019	2018	2017	2016	2015
Utilidad NETA	614.286					
( + ) Interes Financieros	289.013					
( + ) impuestos ica y cree y renta	1.272.096	= 3.732.538,09	5.113.201	3.936.081	1.143.170	5.622.112
( + ) Gastos de depreciación	1.480.787					
( + ) Gastos por amortizaciones	76.356					
<p>Es una indicador cuya función es determinar las ganancias o la utilidad obtenida por una empresa o proyecto, sin tener en cuenta los gastos financieros, los impuestos y demás gastos contables que no implican salida de dinero en efectivo, como las depreciaciones y las amortizaciones</p> <p>La Utilidad neta reportada en el estado de resultados es de \$614.286 pero entre los gastos se presentan gastos como: \$289.013 de interes, \$1,272.096 de impuestos, \$1.480.787 de depreciación, \$76.356 de amortizaciones que no implican salida de efectivo, por lo cual se suman a la utilidad operacional en terminos de efectivo. Hasta aquí se puede determinar la rentabilidad de la empresa, y en adelante, dependerá de la gestión de la misma empresa.</p>						
MARGEN EBITDA	INDICADORES NIIF					
	2020	2019	2018	2017	2016	2015
Ebitda	3.732.538					
Ingresos Netos	41.048.433	= 9,09	13,03	10,21	3,58	16,95
<p>Es una medida de la rentabilidad de un negocio. De la misma manera que la tasa de rentabilidad se calcula dividiendo la utilidad entre los ingresos totales, el margen de EBITDA se obtiene al dividir el EBITDA entre los mismos ingresos.</p> <p>Por cada \$100 de ingreso, la operación deja utilidades en efectivo por \$9.09 para el mes de Diciembre 2020, para pagar impuestos, realizar inversiones, atender la deudas y pagar dividendos.</p>						

## INDICADORES DE RENTABILIDAD

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

EBITDA	INDICADORES NIIF		INDICADORES COLGA	
	2020		2014	2013
Utilidad NETA	652.308			
( + ) Interes Financieros	289.013			
( + ) impuestos ica y cree y renta	1.014.300	= 3.433.991,24	4.516.884	4.759.976
( + ) Gastos de depreciación	1.402.015			
( + ) Gastos por amortizaciones	76.356			
Es una 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 \$652.308 pero entre los gastos se presentan gastos como: \$289.013 de interes, \$1,014.300 de impuestos, \$1.402.015 de depreciación, \$76.356 de amortizaciones que no implican salida de efectivo, por lo cual se suman a la utilidad operacional en terminos 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		INDICADORES COLGA	
	2020		2014	2013
Ebitda	3.433.991	= 8,38	17,73	21,93
Ingresos Netos	40.988.433			
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 \$8.38 para el mes de Diciembre 2019, para pagar impuestos, realizar inversiones, atender la deudas y pagar dividendos.			

CAPÍTULO

07  
07

## ESTADOS FINANCIEROS



2020

2020  
2020

INFORME DE GESTIÓN

# CERTIFICACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Mocoa 10 de febrero de 2021.

Los suscritos, representante legal y contador de la EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. certificamos que, en los estados financieros de la compañía, con corte al 31 de diciembre de 2020, antes de ser puestos a su disposición y de terceros se verificó lo siguiente:

1. Todos los activos y pasivos, incluidos en los estados financieros de la compañía, existen y todas las transacciones incluidas en dichos estados se han realizado durante los años terminados en esas fechas.
2. Los activos representan probables beneficios económicos futuros (derechos) y los pasivos representan probables sacrificios económicos futuros (obligaciones), obtenidos o a cargo de la compañía.
3. Todos los hechos económicos realizados por la compañía han sido reconocidos en los estados financieros.
4. Todos los elementos han sido reconocidos por sus valores apropiados de acuerdo con Normas de Contabilidad y de Información Financiera Aceptadas en Colombia (NCIF).
5. Todos los hechos económicos que afectan a la compañía han sido correctamente clasificados, descritos y revelados en los estados financieros.
6. Los estados financieros y el informe de gestión no contienen vicios, imprecisiones o errores que impidan conocer la verdadera situación patrimonial o las operaciones de la compañía.
7. Los estados financieros al 31 de diciembre de 2020 y 2019 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 (31 de marzo de 2021).

## REPRESENTANTE LEGAL

JHON GABRIEL MOLINA ACOSTA  
Gerente

## CONTADOR

JEANE ALEXANDRA GUERRERO  
Contadora TP116529-T

## ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA DE APERTURA

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 - (Cifras en miles de pesos colombianos - COP)			
ACTIVOS	NOTAS	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	3.044.224	864.311
Efectivo Restringido	5	53.006	0
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	6	8.836.869	9.273.188
Inventarios	8	2.669.614	1.322.677
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>		<b>14.603.713</b>	<b>11.460.176</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>			
Efectivo Restringido	5	0	2.195
Inversiones	10	460.400	460.400
Propiedades, planta y equipo	11	28.812.893	27.650.510
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12	279.289	330.482
Activos por impuestos diferidos	7	1.144.263	1.214.847
Otros activos no financieros	9	496.858	537.329
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>31.193.703</b>	<b>30.195.763</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<b>45.797.416</b>	<b>41.655.939</b>
<b>PASIVOS</b>			
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>			
Pasivos financieros	13	2.149.685	1.260.910
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	14	9.926.468	7.336.868
Beneficios a empleados	15	873.232	641.900
Pasivos por impuestos	7	896.558	988.336
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>		<b>13.845.943</b>	<b>10.228.014</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>			
Pasivos financieros	13	2.354.243	2.625.866
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	14	5.684.795	4.045.351
Pasivos por impuestos diferidos	7	1.494.322	2.212.387
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>9.533.360</b>	<b>8.883.604</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>23.379.303</b>	<b>19.111.618</b>
<b>PATRIMONIO NETO</b>			
Capital emitido	16	11.220.760	10.920.760
Prima de emisión	16	28.105	28.105
Otras reservas	16	2.000.169	1.884.559
Ganancias acumuladas(EFECTO POR CONVERSION NIIF)	16	9.169.079	9.710.897
<b>PATRIMONIO NETO TOTAL</b>		<b>22.418.113</b>	<b>22.544.321</b>
<b>TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO NETO</b>		<b>45.797.416</b>	<b>41.655.939</b>

Tabla 1: Anexo balance INF final

## ESTADO DE RESULTADO INTEGRAL

Años terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019  
(Cifras en miles de pesos colombianos - COP)

	NOTAS	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
Ingresos de actividades ordinarias	17	41.048.432	39.252.540
Costo de ventas y Operación	18	(35.434.512)	(31.481.115)
<b>GANANCIA BRUTA</b>		<b>5.613.920</b>	<b>7.771.425</b>
Gastos de administración	19	(4.893.711)	(3.920.872)
Otros ingresos	20	734.166	147.062
Otros Gastos	20	(872.097)	(1.268.797)
<b>OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS)</b>		<b>582.278</b>	<b>2.728.818</b>
Ingresos financieros	21	207.778	156.816
Gastos financieros	21	(31.524)	(39.294)
<b>GANANCIA (PÉRDIDA), ANTES DE IMPUESTOS</b>		<b>758.532</b>	<b>2.846.340</b>
Ingreso (gastos) por impuestos	22	(144.246)	(1.690.234)
<b>RESULTADOS NETO DEL PERIODO</b>		<b>614.286</b>	<b>1.156.106</b>

Tabla 2: Anexo balance INF final

## ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO

Parte 1 - Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 (Cifras en miles de pesos colombianos - COP)

	NOTA 16	GANANCIAS ACUMULADAS			
		CAPITAL EMITIDO	PRIMA DE EMISIÓN	RESERVAS	RESULTADOS DEL EJERCICIO
<b>SALDOS A 01 DE ENERO DE 2019</b>		<b>9.546.030</b>	<b>28.105</b>	<b>1.731.429</b>	<b>1.531.295</b>
Capital		1.374.730		153.130	(153.130)
Prima de Emisión					(1.378.165)
Consitución de Reservas					1.156.106
Distribución de Dividendos					
<b>RESULTADOS ACUMULADOS</b>					<b>1.156.106</b>
<b>SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019</b>		<b>10.920.760</b>	<b>28.105</b>	<b>1.884.559</b>	<b>1.156.106</b>
Capital		300.000			
Prima de Emisión					
Consitución de Reservas				115.611	(115.611)
Distribución de Dividendos					(1.040.495)
<b>RESULTADOS ACUMULADOS</b>					<b>614.286</b>
<b>SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020</b>		<b>11.220.760</b>	<b>28.105</b>	<b>2.000.170</b>	<b>614.286</b>

Parte 2 - Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 (Cifras en miles de pesos colombianos - COP)

	NOTA 16	GANANCIAS ACUMULADAS			
		GANANCIAS ACUMULADAS	EFFECTOS POR CONVERSIÓN	TOTAL	TOTAL PATIMONIO
<b>SALDOS A 01 DE ENERO DE 2019</b>		<b>5.025</b>	<b>8.546.332</b>	<b>10.082.652</b>	<b>21.388.216</b>
Capital				(153.130)	1.374.730
Prima de Emisión				(1.378.165)	
Consitución de Reservas		3.434		1.159.540	
Distribución de Dividendos					(1.378.165)
<b>RESULTADOS ACUMULADOS</b>		<b>3.434</b>		<b>1.159.540</b>	<b>1.159.540</b>
<b>SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019</b>		<b>8.459</b>	<b>8.546.332</b>	<b>9.710.897</b>	<b>22.544.321</b>
Capital					300.000
Prima de Emisión					
Consitución de Reservas				(115.611)	
Distribución de Dividendos				(1.040.495)	(1.040.495)
<b>RESULTADOS ACUMULADOS</b>		<b>1</b>		<b>614.287</b>	<b>614.287</b>
<b>SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020</b>		<b>8.460</b>	<b>8.546.332</b>	<b>9.169.078</b>	<b>22.418.113</b>

Tabla 3: Anexo balance INF final

## ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO

Años terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019  
(Cifras en miles de pesos colombianos - COP)

FLUJO DE EFECTIVO POR ACTIVIDADES DE OPERACIÓN	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
Resultados netos del periodo	614.286	1.156.106
<b>AJUSTES PARA CONCILIAR LOS RESULTADOS NETOS DEL PERIODO CON EL EFECTIVO (USADO EN) PROVISTOS POR LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:</b>		
Depreciación y amortización	1.557.143	1.691.709
Impuesto de renta diferido, neto	144.246	1.931.520
<b>CAMBIO EN ACTIVOS Y PASIVOS OPERACIONALES:</b>	<b>45.797.416</b>	<b>41.655.939</b>
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	436.319	(54.680)
Activos por impuestos corrientes	0	185.618
Otros activos no financieros corrientes	(1.346.937)	59.930
Aumento (disminución) otros activos	(874.471)	(128.362)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.754.622	(1.349.915)
Pasivos por impuestos corrientes	(91.778)	549.499
Pasivo financiero de corto plazo	888.775	613.392
Obligaciones laborales	231.332	72.183
<b>EFECTIVO NETO (USADO EN) PROVISTO POR ACTIVIDADES OPERACIONALES</b>	<b>3.313.537</b>	<b>4.727.000</b>
<b>FLUJO DE EFECTIVO POR LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>		
Adiciones a propiedad, planta y equipo	(1.162.383)	(6.141.155)
Adiciones (disminuciones) activos intangibles distintos de la plusvalía	51.193	0
<b>EFECTIVO NETO (USADO EN) PROVISTO POR ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>	<b>(1.111.190)</b>	<b>(6.141.155)</b>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO POR LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN</b>		
Pasivo financiero Largo plazo	(271.623)	1.654.588
Emisión de Acciones	300.000	0
Efectivo neto (usado en) provisto por actividades de financiación	28.377	1.654.588
<b>AUMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DEL EFECTIVO Y EQUIVALENTES</b>	<b>2.230.724</b>	<b>240.433</b>
Efectivo al inicio del periodo	866.506	626.073
Efectivo al Final del periodo	3.097.230	866.506

Tabla : Anexo balance INF final

## NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

A 31 de diciembre de 2020  
(Comparación de cifras al 31 de diciembre 2019)  
Valores expresados en miles de pesos - COP

### Nota 1. INFORMACION GENERAL

La EMPRESA DE ENERGIA 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 2020, es el siguiente:

AÑO	% ENTIDADES PUBLICAS	% SECTOR PRIVADO
2020	23.33%	76.67%
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%

El objeto social de la sociedad es la prestación de los servicios públicos, domiciliarios, en el área de influencia, en especial, 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 S.A. 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 S.A. 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 S.A. 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 S.A. 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 POLITICAS 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 S.A. 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 S.A. 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 periodo relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero o, cuando sea adecuado, en un periodo más corto, con el importe neto en libros en el reconocimiento inicial. Los ingresos son reconocidos sobre la base de la tasa de interés efectiva para los instrumentos de deuda distintos a los activos financieros clasificados al valor razonable con cambio en los resultados.

### 3.3.2. Préstamos y Cuentas por Cobrar

Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables que no se encuentran cotizados en un mercado activo. Los préstamos y cuentas por cobrar (incluyendo las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar), se reconocen inicialmente por su valor razonable más o menos los costos de la transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición del activo financiero y posteriormente al costo amortizado usando el método de interés efectivo menos cualquier deterioro. El ingreso por intereses es reconocido al aplicar la tasa de interés efectiva, salvo a las cuentas por cobrar a corto plazo cuando el efecto de no descontar no es significativo.

### 3.3.3. Deterioro de Activos Financieros

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

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 S.A. 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 se 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 S.A. 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 S.A. 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 S.A. 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 interés 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 S.A. 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 imposables o deducibles en otros años y partidas que nunca son gravables o deducibles.

El pasivo de la EEP S.A. 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 S.A. 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 reconocido como un activo. Cuando una pérdida fiscal se utilice para recuperar el impuesto corriente pagado en periodos anteriores, la EEP S.A. 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 período en el que el activo se realice o el pasivo se cancele, basándose en las tasas (y leyes fiscales) que al final del periodo sobre el que se informa hayan sido aprobadas. La medición de los pasivos por impuestos diferidos y los activos por impuestos diferidos reflejará las consecuencias fiscales que se derivarían de la forma en que la entidad espera, al final del periodo sobre el que se informa, recuperar o liquidar el importe en libros de sus activos y pasivos.

### **3.6. Propiedades, Planta y Equipo**

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

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

Dichas propiedades se clasifican en las categorías apropiadas de propiedades, planta y equipo al momento de su finalización y cuando están listas para su uso previsto.

El costo de reemplazar parte de una partida de propiedades, planta y equipo es reconocido en su valor en libros, si es posible que los beneficios económicos futuros incorporados dentro de la parte fluyan a la EEP S.A. 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 S.A. 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 S.A. 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 1º de enero de 2015 (fecha de la transición a las NCIF para las PYMES), la fecha de celebración

se consideró el 1º 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 S.A. ESP 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 condición necesaria 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 S.A. ESP 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 S.A. ESP, 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 retiran 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 se 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, incluye la venta de otros activos como inversiones, intangibles, entre otros.

#### **3.10.2.2. Venta de otros bienes**

Esta categoría incluye los ingresos por la venta de bienes, tales como material reciclable, los cuales se dan de forma irregular en la 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 S.A. 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 S.A. ESP, 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 S.A. 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 que 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. Éstas se distinguen de otros pasivos, tales como las cuentas por pagar a proveedores o acreedores comerciales que son objeto de estimación, debido a que se caracterizan por la existencia de incertidumbre acerca del momento del vencimiento o de la cuantía de los desembolsos futuros necesarios para proceder a su cancelación.

### 3.12.1. Litigios y demandas

El valor inicial de las provisiones para litigios y demandas, es el monto que tiene que desembolsar la 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; sólo se revelan en notas cuando su monto sea significativo, en cuyo caso describe la naturaleza del mismo y su estimación. Para los pasivos contingentes remotos no es necesario efectuar revelaciones.

Debido a que los pasivos contingentes pueden evolucionar, la 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, sólo cuando:

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

Los activos contingentes surgidos de sucesos inesperados o no planificados, de los cuales nace la posibilidad de una entrada de beneficios económicos. Para la EEP, no se registran en los Estados Financieros, ni se revelan en las notas; sólo se hace el registro

y la revelación en notas, en el momento en que sea totalmente seguro que se van a recibir dichos beneficios económicos.

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

## Nota 4. Juicios y ESTIMACIONES CONTABLES RELEVANTES

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

La EEP S.A. 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 periodo sobre el cual se reporta, las cuales pueden implicar un riesgo significativo de ajustes materiales en los importes en libros de los activos y pasivos durante el próximo período financiero.

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

### 4.1. Impuesto de Renta Diferido

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

### 4.2. Vida Útil de Propiedades, Planta y Equipo

Como se describe en el punto 2.3, la EEP S.A. ESP revisa la vida útil estimada de las propiedades, planta y equipo al final de cada periodo anual. La EEP S.A. ESP reconoce la depreciación de sus propiedades y equipo sobre la base de la vida útil estimada, y refleja de

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

CLASE	AÑOS DE 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 S.A. 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 se calcula por la EEP S.A. ESP. 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 sobre las bases de información disponible sobre compras de energía o transacciones en el mercado secundario, proporcionada por el operador del mercado. Normalmente, estas estimaciones no presentan variaciones significativas con las posteriores mediciones reales.

## NOTAS DE CARÁCTER ESPECÍFICO

### Nota 5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES

El saldo de efectivo y equivalentes de efectivo al 31 de diciembre de 2020 se componía por:

#### 5.1. Efectivo y Equivalentes de Efectivo

CAJA	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
<b>Cuentas bancarias corrientes y de ahorro:</b>	614.286	1.156.106
Bco. BBVA cta cte. No.59811787-7	15.459	-
Bco. BBVA cta cte. No.88200013-6	187.486	45.656
Bco. Popular cta cte. No.69011867-4	797.462	222.885.861
Bco. Popular cta cte. No.69072244-2 STR	76.800	76.800
Bco. Bancolombia Cta cte. 927-476611-79	133.356.781	-
Bco. Agrario de Colombia Orito cta cte. No.11329-4	7.795.021	2.693.495
Bco. Agrario de Colombia Mocoa cta cte. No.1235-9	568.127	533.745
Bco. Agrario de Colombia Villa cta cte. No.547-9	66.005	489.208
Bco. Agrario de Colombia Pto. Guzmán No.256-7	1.726.020	2.758.016
Bco. Popular cta ahorros No. 69072114-7	2.535.470.363	570.090.088

CAJA	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
Bco. Popular cta ahorros No.69072097-4	58.669.033	42.412.551
Bco. Popular cta ahorros 69072240-0	2.523	2.523
Bco. BBVA cta ahorros No. 598208320	5.492.852	4.707.212
Bco. BBVA cta ahorros No. 598313948	139.021	263.482
Bco. BBVA cta ahorros No. 598313930	289.189.653	7.085.025
Bco. BBVA Subsidios 598313922	100.024	100.024
Bco. BBVA Fdo Inversión 45287	4.462.866	4.462.866
Bco. BBVA cta ahorros No. 598351781 Convenio	3.043	3.043
Bco. BBVA cta ahorros No. 598364321	530.316	127.029
<b>TOTAL</b>	<b>3.038.648.855</b>	<b>858.736.624</b>
<b>TOTAL</b>	<b>3.044.223.155</b>	<b>864.310.924</b>

## 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.

FONDOS ESPECIALES	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
Fiduciaria Corficolombiana	53.006.408	2.195.307
<b>TOTAL</b>	<b>3.097.229.563</b>	<b>866.506.231</b>

## 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 2020 se componía por:

	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
Servicios Públicos	6.252.506.743	7.525.439.999
comercialización	4.207.061.701	3.360.487.703
Sistema de Transmisión Regional	62.433.086	7.156.531
Otros Servicios de Energía	186.001.350	95.375.938
Prestación de Servicios No Facturados	844.157.359	814.525.000
subsidio Servicio de Energía	1.008.392.391	3.285.862.110
Deterioro	(55.539.144)	(37.967.283)
Otros Deudores	2.584.362.390	1.747.748.397
<b>TOTAL</b>	<b>8.836.869.133</b>	<b>9.273.188.396</b>

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 S.A. 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 2020 se componía por,

### 7.1. Pasivo por impuestos:

(1) 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 2020:

PASIVOS DEL IMPUESTO CORRIENTE	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
Retención en la Fuente	72.052.588	121.968.750
Anticipo de impuesto de Industria y comercio	11.841.195	-
Impuesto de Renta y Complementarios	221.878.885	317.181.241
Impuesto de Industria y Comercio	449.926.453	405.646.221
Contribuciones	-	21.879.102
Impuesto al valor agregado	4.983.548	23.196.991
Otras obligaciones	135.875.001	98.463.001
<b>TOTAL</b>	<b>896.557.670</b>	<b>988.335.306</b>

### 7.2. Activos y pasivos por impuesto Diferido:

	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
Activos por Impuesto Diferido	1.144.263.006	1.214.846.556
Pasivo por Impuesto Diferido	1.494.321.884	2.212.387.488
<b>TOTAL</b>	<b>-350.058.878</b>	<b>-997.540.932</b>

IMPUESTO DIFERIDO ACTIVO - PASIVO RELACIONADO CON:	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
Cuentas por cobrar	-270.130.355	-331.219.061
Inventarios	-25.747.937	-26.552.560
Propiedad planta y equipo	-223.237.849	-622.782.254
Otros activos	96.591.848	-94.566.062
Cuentas por pagar	72.465.415	77.579.004
<b>TOTAL</b>	<b>-350.058.878</b>	<b>-997.540.932</b>

## 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 2020 se componía por.

	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
Mercancías en Existencia	119.650.387	97.457.786
Materiales para la Prestación de Servicios	2.549.963.779	1.225.219.480
<b>TOTAL</b>	<b>2.669.614.166</b>	<b>1.322.677.266</b>

## 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 2020 se componía por.

	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
Gastos Pagados por anticipado	496.857.926	511.103.144
Cargos Diferidos		26.226.168
<b>TOTAL</b>	<b>496.857.926</b>	<b>537.329.312</b>

## Nota 10. INVERSIONES.

El saldo a Inversiones del 31 de diciembre 2020 se componía por.

	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
Acciones Ordinarias (Frigorífico del Putumayo SA)	70.300.000	70.300.000
Acciones Preferenciales (Frigorífico del Putumayo SA)	390.100.000	390.100.000
<b>TOTAL</b>	<b>460.400.000</b>	<b>460.400.000</b>

	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 2020 se componía por.

	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
Terrenos	1.314.551.557	1.064.551.563
Construcciones en Curso (1)	349.794.508	3.025.220.999
Edificaciones	2.291.278.318	2.218.262.462
Plantas, ductos y túneles (2)	17.424.155.175	14.097.485.720
Redes, líneas y cables (2)	15.436.027.723	14.098.726.429
Maquinaria y equipo	1.911.530.395	1.840.192.089
Muebles Enseres y Equipo de Oficina	367.103.784	327.103.784
Equipos de comunicación y Computación	1.417.424.793	1.239.336.946
Equipo de Transporte Tracción y Elevación	166.655.392	193.873.179
Depreciación Acumulada	(11.865.628.362)	(10.454.243.542)
<b>TOTAL</b>	<b>28.812.893.283</b>	<b>27.650.509.629</b>

En la cuenta de Plantas, ductos y túneles se incluyeron los valores correspondientes a los activos en comodato.

En la cuenta construcciones en curso encontramos el valor invertido en la nueva subestación hasta el corte de esta vigencia.

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

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

	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
<b>Propiedad planta y equipo</b>	<b>40.678.521.645</b>	<b>38.104.753.171</b>
Terrenos	1.314.551.557	1.064.551.563
Construcciones en Curso	349.794.508	3.025.220.999
Edificaciones	2.291.278.318	2.218.262.462
Plantas, ductos y túneles	17.424.155.175	14.097.485.720
Redes, líneas y cables	15.436.027.723	14.098.726.429
Maquinaria y equipo	1.911.530.395	1.840.192.089
Muebles, enseres y equipo de oficina	367.103.784	327.103.784
Equipos de computación y comunicación	1.417.424.793	1.239.336.946
Equipo de Transporte Tracción y Elevación	166.655.392	193.873.179
Flota y equipo de transporte	166.655.392	193.873.179
<b>Depreciación acumulada</b>	<b>-11.865.628.362</b>	<b>-10.454.243.542</b>
Edificaciones	-359.900.834	-314.108.744
Plantas, ductos y túneles	-4.488.920.096	-3.854.985.519
Redes, líneas y cables	-4.018.413.728	-3.576.387.562
Maquinaria y equipo	-1.458.925.825	-1.225.003.851
Muebles, enseres y equipo de oficina	-237.310.196	-212.219.517
Equipos de computación y comunicación	-1.174.319.096	-1.126.280.794
Flota y equipo de transporte	-127.838.587	-145.257.555
<b>TOTAL PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO NETO</b>	<b>28.812.893.283</b>	<b>27.650.509.629</b>

## Nota 12. ACTIVOS INTAGIBLES

Esta cuenta representa los valores correspondientes por adquisición de software por la EEP S.A. 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 2020 se componía por.

	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
Intangibles	970.787.959	945.624.559
Amortización Acumulada	(691.498.351)	(615.142.305)
<b>TOTAL</b>	<b>279.289.608</b>	<b>330.482.254</b>

## Nota 13. PASIVOS FINANCIEROS

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

Los préstamos financieros a 31 de diciembre de 2020 se componían por:

	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
<b>OBLIGACIONES FINANCIERAS CORRIENTES</b>		
Sobregiros Obtenidos (1)	0	87.839.855
Banca Comercial (2)	1.380.709.457	555.069.836
Otras Entidades (3)	768.976.000	618.000.000
	<b>2.149.685.457</b>	<b>1.260.909.691</b>
<b>OBLIGACIONES FINANCIERAS NO CORRIENTES</b>		
Banca Comercial (2)	1.789.800.652	812.043.097
Otras Entidades (3)	564.441.544	1.813.822.539
	<b>2.354.242.196</b>	<b>2.625.865.636</b>
<b>SOBREGIROS OBTENIDOS (1)</b>	<b>0</b>	<b>87.839.855</b>
Bancolombia Cta Cte. 0927477611-79	0	37.839.855
BBVA de Colombia SA.	0	50.000.000
<b>BANCA COMERCIAL (2)</b>	<b>3.170.510.109</b>	<b>1.367.112.933</b>
Banco BBVA 9600250645	1.069.721.198	511.001.156
Banco BBVA Bancóldex	143.750.000	175.000.000
Banco BBVA Findeter	1.168.517.000	0
Banco BBVA 9600245477	236.590.217	210.863.597
Banco BBVA Cesantías	176.931.695	40.833.333
Banco Popular	125.000.000	180.000.000
Bancolombia	249.999.999	249.414.847
<b>OTRAS ENTIDADES (3)</b>	<b>1.333.417.544</b>	<b>2.431.822.539</b>
Inversiones comerciales San German	261.627.670	238.058.700
Eléctricas de Medellín Ltda.	1.071.789.874	2.193.763.839

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 puesta en funcionamiento en mayo de 2020.

## 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 2020 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 S.A. ESP, en los mencionados rubros, en el desarrollo del objeto social.

CORRIENTE	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
Adquisición de bienes y servicios (1)	3.821.793.986	3.165.104.961
Acreedores (2)	5.412.678.000	3.675.147.344
Subsidios Asignados	287.392.401	496.615.219
Avances y Anticipos (3)	404.604.263	0
<b>TOTAL</b>	<b>9.926.468.650</b>	<b>7.336.867.524</b>

NO CORRIENTE	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
Adquisición de bienes y servicios (1)	179.078.382	179.078.382
Acreedores (2)	2.577.816.418	1.067.912.316
Avances y Anticipos (3)	2.927.900.500	2.798.360.705
<b>TOTAL</b>	<b>5.684.795.300</b>	<b>4.045.351.403</b>

<b>TOTAL CORRIENTE Y NO CORRIENTE</b>	<b>15.611.263.950</b>	<b>11.382.218.927</b>
---------------------------------------	-----------------------	-----------------------

	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
<b>ADQUISICIÓN DE BIENES Y SERVICIOS (1)</b>	<b>4.000.872.368</b>	<b>3.344.183.343</b>
Energía	3.700.402.557	3.137.260.631
Str	2.481.710	4.532.772
Otros bienes	297.988.101	202.389.940
<b>ACREEDORES (2)</b>	<b>7.990.494.418</b>	<b>4.743.059.660</b>
Comisiones Honorarios y servicios	1.558.437.671	1.077.475.745
Dividendos y participaciones	1.617.487.619	796.992.372
Servicios públicos	17.392.410	9.558.865
Arrendamientos	18.019.004	68.721.679
Viáticos y gastos de viaje	21.006.781	13.191.156
Seguros.	15.119.108	45.607.850
Aportes a fondos pensionales	50.647.000	47.314.000
Aportes a seguridad social	13.660.087	12.873.700
Aportes ICBF SENA y cajas de	11.710.413	11.749.700
Sindicatos	21.524.992	4.553.399
Embargos Judiciales	220.754.869	220.241.821
Riesgos profesionales	13.175.300	12.694.400
Libranzas	46.219.456	50.037.489
Otros acreedores	4.365.339.708	2.372.047.483
<b>AVANCES Y ANTICIPOS (3)</b>	<b>3.332.504.763</b>	<b>2.798.360.705</b>
Anticipos sobre convenios	3.255.105.500	2.718.836.226
Ley 1955/2019 art 313	17.084.854	16.333.820
Otros Avances y anticipos	60.314.409	63.190.659

## Nota 15. BENEFICIOS A EMPLEADOS

La EEP S.A. ESP, 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 2020 se componían por.

SALARIOS Y PRESTACIONES SOCIALES	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
Nomina por Pagar	211.544	1.567.695
Cesantías	309.179.361	290.753.513
Intereses Sobre Cesantías	38.982.988	35.344.837
Vacaciones	267.782.869	183.856.147
Prima de Servicios	89.270	89.270
Bonificaciones	256.985.844	130.288.638
<b>TOTAL</b>	<b>873.231.876</b>	<b>641.900.100</b>

## 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 EEP S.A. ESP mediante acciones. A 31 de diciembre de 2020 se encuentran suscritas y pagadas 1.122.076 acciones de valor nominal \$10.000, para un total del capital autorizado y pagado de **\$ 11.220.760.000** de propiedad de 779 accionistas,

La composición del patrimonio, al 31 de diciembre de 2020 cerró de la siguiente manera.

	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
Capital suscrito y pagado (1)	11.220.760.000	10.920.760.000
prima en colocación de acciones	28.105.000	28.105.000
Reservas	2.000.169.339	1.884.558.756
Utilidades o excedentes acumulados	8.460.562	8.460.562
Ganancias Retenidas (2)	8.546.332.349	8.546.332.349
Resultados del ejercicio	614.286.400	1.156.105.830
<b>TOTAL</b>	<b>22.418.113.650</b>	<b>22.544.322.497</b>

CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO (1)	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
capital autorizado	15.527.940.000	15.527.940.000
capital por suscribir	-4.307.180.000	-4.607.180.000
<b>TOTAL</b>	<b>11.220.760.000</b>	<b>10.920.760.000</b>

GANANCIAS RETENIDAS (2)	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
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
<b>TOTAL</b>	<b>8.546.332.349</b>	<b>8.546.332.349</b>

## 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 2020 equivalen a:

	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
Venta de Bienes Comercializados	42.292.620	59.104.298
servicio de Energía (1)	41.234.450.312	39.537.977.752
Otros Servicios	187.599.058	575.874.068
Devoluciones Rebajas y Descuentos	-415.909.351	-920.416.557
<b>TOTAL</b>	<b>41.048.432.639</b>	<b>39.252.539.561</b>

SERVICIO DE ENERGÍA (1)	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
Mocoa	17.429.753.765	16.185.142.984
Villagarzón	6.167.482.251	5.373.466.341
Pto Guzmán	1.501.976.329	1.485.380.990
Orito	7.826.554.397	7.553.860.058
Piamonte	907.168.193	889.913.294
Santa Rosa	9.585.266	8.159.960
<b>TOTAL CONSUMO DE ENERGÍA</b>	<b>33.842.520.201</b>	<b>31.495.923.627</b>

Alumbrado Publico		
Villagarzón	461.983.822	433.488.655
Puerto Guzmán	149.924.481	143.291.149
Orito	271.061.440	261.296.100
Piamonte	24.285.500	23.285.000
<b>TOTAL ALUMBRADO PUBLICO</b>	<b>907.255.243</b>	<b>861.360.904</b>

Instalaciones	287.952.820	353.809.288
Cortes y Reconexiones	30.624.000	64.053.000
Consumo sin Medición	51.945.392	44.338.284
Sistema de Transmisión Regional	1.851.454.711	1.804.229.344
Sistema de Distribución Local	1.308.329.594	1.405.291.747
ADD	2.936.765.430	3.386.514.053
Energía Reactiva	17.602.921	122.457.505
<b>TOTAL SERVICIO DE ENERGÍA</b>	<b>41.234.450.312</b>	<b>39.537.977.752</b>

## 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 2020 se componían por.

	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
Costos de Venta de bienes	52.198.161	53.731.180
Servicios personales	5.126.220.973	4.653.899.137
Generales	1.931.118.706	2.141.635.887
Depreciaciones	1.448.713.114	1.484.343.361
Arrendamiento	76.106.918	66.763.243
Amortizaciones	68.720.437	129.116.109
Costo de Bienes y Servicios	23.226.495.065	20.524.919.222
Órdenes y contratos de Mantenimiento	1.257.926.500	856.874.363
Honorarios	611.738.304	678.874.122
Servicios públicos	122.173.836	107.646.411
Materiales y otros costos	1.380.523.070	640.298.261
Seguros	132.576.678	143.013.658
<b>TOTAL</b>	<b>35.434.511.762</b>	<b>31.481.114.954</b>

## Nota 19. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Los gastos de administración al 31 de diciembre de 2020 se componían por.

	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
Sueldos y salarios	2.265.670.237	1.964.917.847
Contribuciones efectivas	201.558.468	175.422.250
Generales	1.088.377.177	966.238.704
Impuestos contribuciones y Tasas	794.130.809	494.757.520
Deterioro de valor cuentas por cobrar	23.896.861	0
provisión para Obligaciones Fiscales	480.368.353	241.286.207
Depreciación de Propiedades Planta y Equipo	32.073.479	63.903.273
Amortización de Intangibles	7.635.609	14.346.236
<b>TOTAL</b>	<b>4.893.710.993</b>	<b>3.920.872.037</b>

La cuenta provisión para obligaciones fiscales fue reclasificada en la información financiera de 2019 únicamente para efectos de presentación sin modificar los resultados.

## Nota 20. OTROS INGRESOS Y GASTOS

Los otros ingresos y gastos al 31 de diciembre de 2020 se componían por.

### 20.1. Otros Ingresos

OTROS INGRESOS	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
Extraordinarios	734.165.739	147.062.422

### 20.2. Otros Gastos

OTROS GASTOS	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
Intereses	257.488.416	294.556.383
Comisiones	157.951.579	167.620.036
Extraordinarios	456.656.961	806.620.174
<b>TOTAL</b>	<b>872.096.956</b>	<b>1.268.796.593</b>

## Nota 21. OTROS INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS

Los otros ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2020 se componían por:

### 21.1. Ingresos Financieros

	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
intereses Financiación Usuarios	14.279.578	13.380.482
Recargo por Mora	184.494.530	129.278.454
Otros ingresos Financieros	9.003.850	14.156.761
<b>TOTAL</b>	<b>207.777.958</b>	<b>156.815.697</b>

### 21.2. Gastos Financieros

	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
Intereses Financiación Usuarios	31.524.228	39.294.376

## Nota 22. IMPUESTO A LAS GANANCIAS

Representa el valor de los costos directos e indirectos necesarios en la prestación de las disposiciones fiscales vigentes estipulan que la tarifa aplicable a la EEP S.A. ESP por impuesto sobre la renta para el año 2020 es del 32%

	DIC / 31 / 2020	DIC / 31 / 2019
Impuesto Renta y Complementarios	791.728.050	1.230.996.915
Impuesto Diferido	-647.482.054	459.236.972
<b>TOTALES</b>	<b>144.245.996</b>	<b>1.690.233.887</b>

La cuenta provisión para obligaciones fiscales fue reclasificada en la información financiera de 2019 únicamente para efectos de presentación sin modificar los resultados.

## 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 S.A. 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 2.000 Millones para cubrir los pagos de XM COMPAÑÍA EXPERTOS EN MERCADOS Nit 900.042.857

## NOTA 24 - HECHOS POSTERIORES

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

## NOTA 25 - APROBACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

CAPÍTULO

08  
08

REVISOR  
fiscal

2020

INFORME  
DE GESTIÓN 2020

# INFORME DE AUDITORÍA INDEPENDIENTE DEL REVISOR FISCAL



## DUCARDO JEMBER URQUIJO CHAVEZ

Revisor fiscal de la Empresa de  
Energía del Putumayo S.A. E.S.P.

### Señores

**ACCIONISTAS EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. 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, en el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de año 2020 (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 S.A ESP por el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2020 y el 31 de diciembre del año 2020, de conformidad con las Normas Colombianas de Información Financiera; opinión no modificada. 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.

Otro aspecto el no cumplimiento ley 1393 de 2010 para determinar el ingreso base de cotización en el pago de seguridad social, y excepto por los posibles efectos de los argumentos descritos en Resultados y riesgos, e informe de auditoría independiente del revisor fiscal- IAIRF.

### Resultados y riesgos

La Empresa de Energía del Putumayo S.A. ESP presenta al 31 de diciembre de 2020 una utilidad de \$614 millones de pesos, es importante determinar los ingresos que presentan un incremento de \$1.795 millones de pesos comparado con el año 2019. 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 distribuciones 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 y redes, 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 auditoría 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 incumplimientos, y así 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 seguridad social 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.

### 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 S.A. 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 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 auditoría de los estados financieros, además considero que la evidencia de auditoría fue entregada de forma pausada y que 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 S.A. 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 se busca 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 Facturación del Servicio de Energía, no reposa Licencia, posee soporte direccionado por el jefe de Facturación de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. 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 2020 y cumplimiento de la norma ley 1393 de 2010.

### **Informe de gestión y su coincidencia con los estados financieros**

En el informe de gestión correspondiente al año 2020 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: 03 Marzo de 2021**

**Original Firmado**

## INFORME DE AUDITORÍA INDEPENDIENTE DEL REVISOR FISCAL - IAIRF

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.** 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; el cual está vigente el proceso.

Se evidencia una sanción por más de 206 millones pesos por parte de Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible en el año 2020, la cual se encuentra cancelada en el año 2020.

**b.** Por otra parte, se reitera la generación de espacios para realizar actividades de construcción de redes eléctricas y asesoría de proyectos con empresas de la Región y de la cobertura nacional, para ello se incita crear un departamento de Proyectos con un plan Estratégico y metas definidas, ya que estos servicios representan un margen económico importante, realizando un ciclo PHVA (Planear, hacer, verificar y Actuar) como un sistema.

En cuanto a la reconstrucción de la subestación Junín y la construcción de la nueva subestación eléctrica Renacer, se recomienda a la administración la vigilancia, informe, control y seguimiento del proyecto, tanto la financiación como la operación de este, a corto y largo plazo. Se evidencia gestión en la nueva subestación Eléctrica para la Empresa de Energía del Putumayo S.A. ESP, con gran impacto para el sistema de calidad del servicio en el departamento del Putumayo.

**c.** 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 auditoría 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 2021 que le permita analizar, controlar y dar seguimiento a todos los activos eléctricos, de tal manera se ajusten a los procesos del área contable y al nuevo marco regulatorio de calidad del servicio; es importante determinar su valoración de activos identificados, es una sugerencia reiterada.

**d.** 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.

Se reitera observación, a pesar de avances en el software de comercial y contable.

Se reitera la eficacia del proceso.

**e.** Teniendo en cuenta que el software contable Novasoft 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.

**f.** 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 2021 de acuerdo con el informe presentado ante la entidad competente.

**g.** 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, medir, controlar, evaluar 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 a seguir.

**h.** 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 8 años, se reitera observación y recomendación.

**i.** 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 parágrafo 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 como integrante en la junta directiva no asistió a tres reuniones consecutivas en el año 2019, 2020.

**j.** 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 Mococoa Putumayo**

**Fecha: 03 Marzo de 2021**

**Original Firmado**



2020

INFORME  
DE GESTIÓN

2020

2020

Visión  
de **FUTURO**

