



Un ▶ ▶ ▶
**GRAN
PASO**
HACIA LO
POSITIVO
2021

Informe de Gestión

SEÑORES ACCIONISTAS

El 2021 fue un año de grandes retos, el cual puso a prueba nuestra capacidad de gestión una vez más. El cambio en la metodología, para determinar el nuevo cargo de Distribución, nos volvió a recordar lo vulnerables que somos y la importancia de afianzar más nuestros mecanismos de control y seguimiento, para anticiparnos ante situaciones que puedan poner en riesgo financiero el capital de los accionistas.

Por eso, la Empresa de Energía del Putumayo, mantuvo sus esfuerzos en la mejora continua, la cual permitió renovar y ampliar la certificación en ISO 9001, como una herramienta que nos seguirá aportando en la implementación de procesos y procedimientos eficaces, necesarios para el cumplimiento de nuestros objetivos misionales. Priorizamos nuestra gestión en proteger la vida de nuestros colaboradores y sus familias, así como la de las comunidades que habitan en los municipios donde hacemos presencia.

Nuestra estrategia de atención del Covid-19, nos llevó a actuar con oportunidad y a 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 hacia esta “nueva normalidad”, sin contratiempos en términos de estabilidad, garantizando la reapertura de los diferentes sectores.

Así, seguimos fortaleciendo nuestra cultura en seguridad y salud en el trabajo, apoyándonos en tiempos difíciles y manteniendo el logro de llevar cinco (5) años consecutivos sin

accidentes mortales en nuestra Compañía.

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 1.750 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 de Piamonte, en el 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 con grandes dificultades, en su mayoría generadas por el cambio de la metodología para el cálculo del cargo de distribución, alcanzamos hitos muy significativos. Los ingresos operativos consolidados llegaron a \$47,565 millones, con unas utilidades netas de \$622,4605 millones y un EBITDA de \$4.167 millones.

La gran gestión del 2021, se concentra en el cambio del cargo de distribución, teniendo como referencia la Resolución CREG 216 de 2020, resolución que determinó el cargo de distribución en \$150, disminuyéndolo en \$130 y, a la vez, generando un impacto negativo en los ingresos por distribución, de \$7.897 millones

anuales, y un retroactivo de \$12.589 millones anuales; es decir, que la Empresa, bajo las condiciones establecidas por el nuevo cargo, sufriría una disminución del ingreso de \$ 20.486 millones, en tan solo un año.

No obstante, y gracias a una maratónica gestión, ante una situación inminente de intervención por parte de la SSDP, logramos dar un paso hacia lo positivo, un gran paso que se materializa mediante la Resolución CREG 501 019, reconociendo \$16.430 millones en activos de nivel de tensión 1, 2 y 3, incrementado la base regulatoria de activos eléctricos (BRAE) de \$ 53.681 millones a \$ 70.111 millones, y un nuevo cargo de distribución que asciende en \$ 125; es decir, pasamos de \$150 a \$275, gestión que genera un ingreso mayor de \$600 millones mensuales, y \$7.200 millones anuales, llevando además, la obligación del retroactivo a \$0.

Estos, y otros alcances de nuestra gestión financiera y operacional, que presentamos en nuestro Informe de gestión 2021, son el resultado del esfuerzo de nuestros más de 200 colaboradores, en cuatro (4) municipios del departamento del Putumayo y uno (1) en el 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 respondiendo con la distribución de energía eléctrica a miles de hogares. Y seguiremos contribuyendo con nuestro trabajo, a la reactivación económica de la región.

Estos resultados, también fueron posibles por la confianza de ustedes, nuestros accionistas, quienes 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, seguirá siendo 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; 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 valiosos accionistas.



Jhon Gabriel Molina Acosta

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

ÍNDICE

Capítulo 01

Fondo de Energía Social - FOES	10
Área Rural de Menor Desarrollo (ARMD)	11
Barrio Subnormal	11
Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos - FSSR	14
Recuperación de Energía dejada de Facturar	16
Pérdidas Totales de Energía	17
Atención al Usuario - PQRs	18
Negocio de Comercialización	18
Gestión de Comercialización	19
Usuarios y Demanda por Municipio	20
Usuarios y Demanda por Servicio	21
Porcentaje de Usuarios	24
Porcentaje de la Demanda	25
Facturación y Recaudo Corriente E.E.P. S.A. E.S.P.	26
Facturación y Recaudo Total E.E.P. S.A. E.S.P.	28
Reducción de Ingresos por Efecto Paro Nacional	31
Cálculo Tarifario - Componente de G (Res. CREG 030 - 2018)	31
Compra de Energía en Contratos Bilaterales y Bolsa E.E.P. S.A. E.S.P.	34

Capítulo 02

Operación de Distribución	36
Mantenimiento del Sistema de Distribución	36
Plan de Inversión - CREG 216 - 2020	38
Reconectores en el Sistema de Distribución	39
Otras Inversiones	40
Ingresos por Otros Conceptos	41
Descripción del Sistema	42
Mantenimientos en Subestaciones	44
Inversiones Realizadas en Infraestructura Subestaciones	46
Nueva Subestación Mocoa	49
Implementación de Esquema de Calidad	57
Plan de Acción de Cumplimiento	61
Centro de Control de la Empresa de Energía del Putumayo	62
SCADA - Survalent	63
SPARD OMS - Energy Computer System	65
Contact Center	68
Indicadores de Calidad	70
Compensaciones	74
Incentivos por Calidad Media SAIFI y SAIDI	75
Incentivos por Calidad Individual DIU y FIU	75
Impacto Regulatorio de Aprobación de Cargos	77
Infraestructura Eléctrica existente	79

Capítulo 02

Costos AOM	79
Indicadores de Calidad de Referencia	80
Indicador SAIFI	80
Indicador FIUG	80

Capítulo 03

Segunda Auditoria Seguimiento del Sistema de Gestión de la Calidad ISO 9001-2015	84
Desarrollo de Auditorías Internas	85
Monitoreo del Sistema Integrado de Gestión - SIG	87
Seguridad y Salud en el Trabajo - SST	88
Desarrollo de Actividades Ejecutadas	88
Seguridad y Salud en el Trabajo	91
Programa Promoción y Prevención y Acciones de Medicina Preventiva y del Trabajo	92

Capítulo 04

Sistemas de Información	98
-------------------------	----

Capítulo 05

Informe de Gestión de Cartera - Año 2021	104
Conclusión	106
Informe de Gestión de Procesos Administrativos Sancionatorios - Año 2021	107
Informe de Gestión de Procesos Judiciales - Año 2021	109

Capítulo 06

Ingresos Operacionales	112
Ingresos No Operacionales	112
Costos	113
Gastos Administrativos	113
Deterioro, Provisiones y Depreciaciones	114
Gastos No Operacionales	115
Otros Gastos	115
Utilidad Bruta en Ventas	116
Utilidad Operacional	117
Utilidad Neta	118

Capítulo 07

Estado de Situación Financiera de Apertura	123
Estados Resultado Integral	124
Estado de Cambios en el Patrimonio	125
Estado de Flujo de Efectivo	126
Notas a los Estados Financieros	127

Capítulo 08

Revisoría Fiscal	168
------------------	-----

MISIÓN

Distribuimos y comercializamos energía eléctrica, con calidad, confiabilidad y seguridad, contribuyendo al desarrollo sostenible de la región.

VISIÓN

Para el 2025, ser líderes en la prestación de servicios públicos domiciliarios en la región, a través de un Sistema de Distribución óptimo que garantice excelencia en la calidad del servicio, mayor rentabilidad y liquidez.

OBJETIVOS

1. Consolidar el Sistema de Distribución de la Empresa a partir de la planificación de la inversión en operación, mantenimiento para optimizar el nivel de confiabilidad y calidad en la prestación del servicio.
2. Incrementar las ventas de energía en el mercado regulado y no regulado para contribuir en los ingresos y productividad de la empresa.
3. Fortalecer la estructura organizacional con base en la gestión integral de procesos, implementación intensiva de las TIC y la gestión del talento humano.
4. Generar mayores ingresos a la Empresa a través del fortalecimiento de otros Negocios.
5. Mantener el equilibrio Financiero de la Empresa para la rentabilidad y liquidez del negocio.

Gobierno Corporativo

JUNTA DIRECTIVA

Presidente

JESUS ALBERTO ROJAS CARDONA

Vicepresidente

ELECTRICAS DE MEDELLIN INGENIERIA Y SERVICIOS S.A.S.

Principales

JORGE MARIO PEREZ GALLÓN
CARLOS EDUARDO HIDALGO PATIÑO
HENRY ALBERTO VIVEROS CALDERÓN

Equipo Directivo

JHON GABRIEL MOLINA ACOSTA
Gerente

WISTON ANDRES ÑUSTES
Subgerente Comercial

ANDRY JEFERSON BASTIDAS
Subgerente Financiero

JHON ALEXANDER QUINTERO GOMEZ
Subgerente Técnico

CARLOS YELA BERNAL
Jefe de Control interno

SARA LUCIA GUERRERO GUERRERO
Jefe de Oficina Jurídica



CAPÍTULO 1

Gestión de NEGOCIO DE LA COMERCIALIZACIÓN

En el año 2021, a pesar de continuar con la emergencia mundial del Covid 19, y sumado el paro nacional, la Empresa de Energía del Putumayo (en adelante EEP, Empresa, Compañía o E.P.P. S.A. E.S.P.), logró consolidar el negocio de comercialización como pilar importante dentro del mercado regulado del departamento del Putumayo. Se logró un crecimiento vegetativo del 4.95%, que significa, más 40.000 usuarios al cierre del año 2021. La demanda anual de energía, creció en 6.14% respecto del año 2020; esto teniendo presente el efecto de la pandemia y el paro nacional durante los meses de marzo, abril y mayo de 2021.

En este capítulo se muestra la gestión comercial a lo largo del año, iniciando con el beneficio a los usuarios de estrato 1, 2 y 3, mediante los subsidios Fondos de Energía Social (FOES) y Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI). Seguido, se traza el comportamiento de las pérdidas totales durante los últimos 5 años, logrando un porcentaje del 19.9% 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. Para cerrar, se describe el balance de facturación-recaudo, componente Costo Unitario (CU) y energía liquidada en contratos bilaterales y mercado de bolsa.



Fondo de Energía Social - FOES

Creado mediante el artículo 118 de la ley 812 del 2003, y modificado con el artículo 103 de la ley 150 del 2011, lo definió como fondo especial del orden nacional, financiado con los recursos provenientes como producto de las exportaciones de energía eléctrica a

los países vecinos dentro de los convenios de la Comunidad Andina de Naciones.

El Ministerio de Minas y Energía administra el FOES, con el objeto de cubrir hasta cuarenta y seis (\$46) pesos por kilovatio hora (kWh), 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)

Se refiere al 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, 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											
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Variación 2020-2021
Mocoa	822	2553	1011	3406	3931	7612	7691	5830	5203	5501	6020	9,4%
Orito	939	2488	2842	2538	3468	3340	3049	3764	3217	3532	4831	36,8%
Villagarzón	794	1777	850	916	2230	1414	1955	1307	885	957	1364	42,5%
Puerto Guzmán	687	1389	1274	1764	1820	1951	1420	2297	2048	2117	2319	9,5%
Piamonte										1	852	85100,0%
Total	3242	8207	5977	8624	11449	14317	14115	13198	11353	12108	15386	27,1%

Tabla 1. Subsidio FOES

Desde el año 2014 al 2016, el número de beneficiarios FOES, se incrementó a una tasa promedio de 35%. A partir del 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 2021, se incrementó el cubrimiento de usuarios FOES en un 21,3% respecto al año 2020, lo cual representa un total de 3278 nuevos usuarios beneficiarios del servicio.

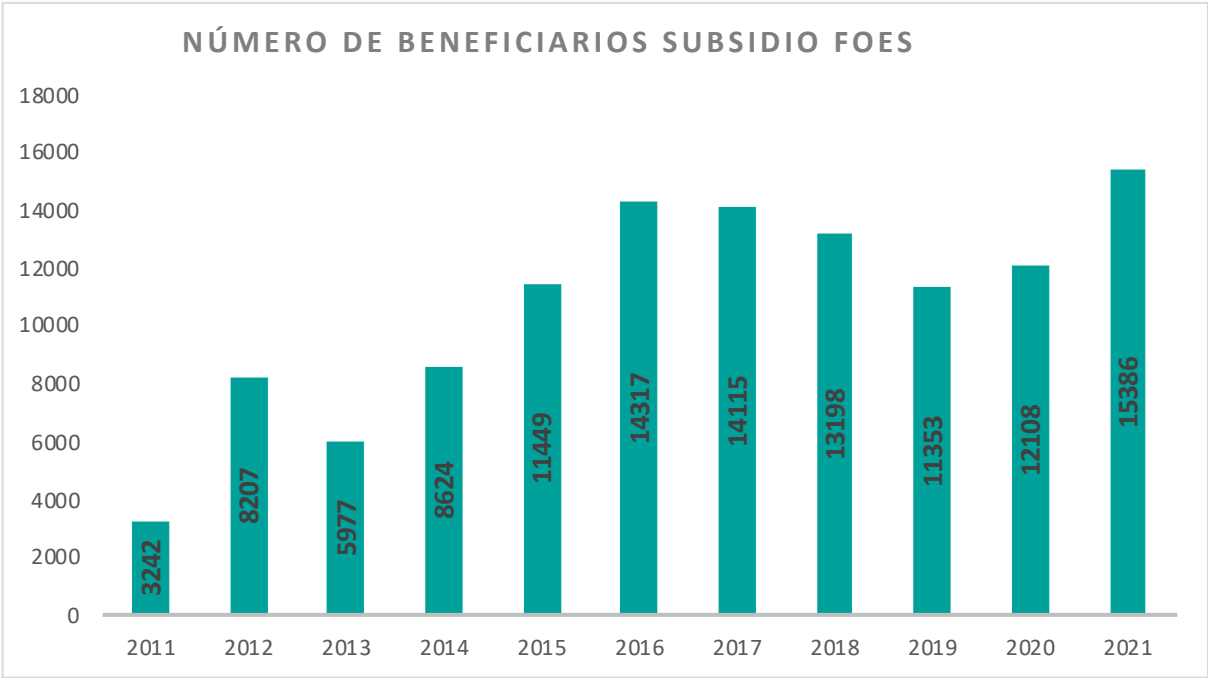


Gráfico 1. Beneficiarios FOES

Este es un trabajo social que adelanta todos los años la Empresa, en coordinación con los alcaldes municipales del área de influencia de la electrificadora, y en especial en beneficio de los usuarios que residen en barrios subnormales o en Áreas rurales de menor desarrollo (ARDMD).

Usuarios beneficiarios FOES - Año 2021			
Municipio	Usuarios Estrato 1	Beneficiarios	FOES
Mocoa	13.588	6020	44%
Orito	6.322	4831	76%
Villagarzón	5.475	1364	25%
Puerto Guzmán	2.707	2319	86%
Piamonte	1.564	852	0%
Santa Rosa	25	0	0%
Total	29.681	15.386	52%

Tabla 2. Usuarios FOES 2021

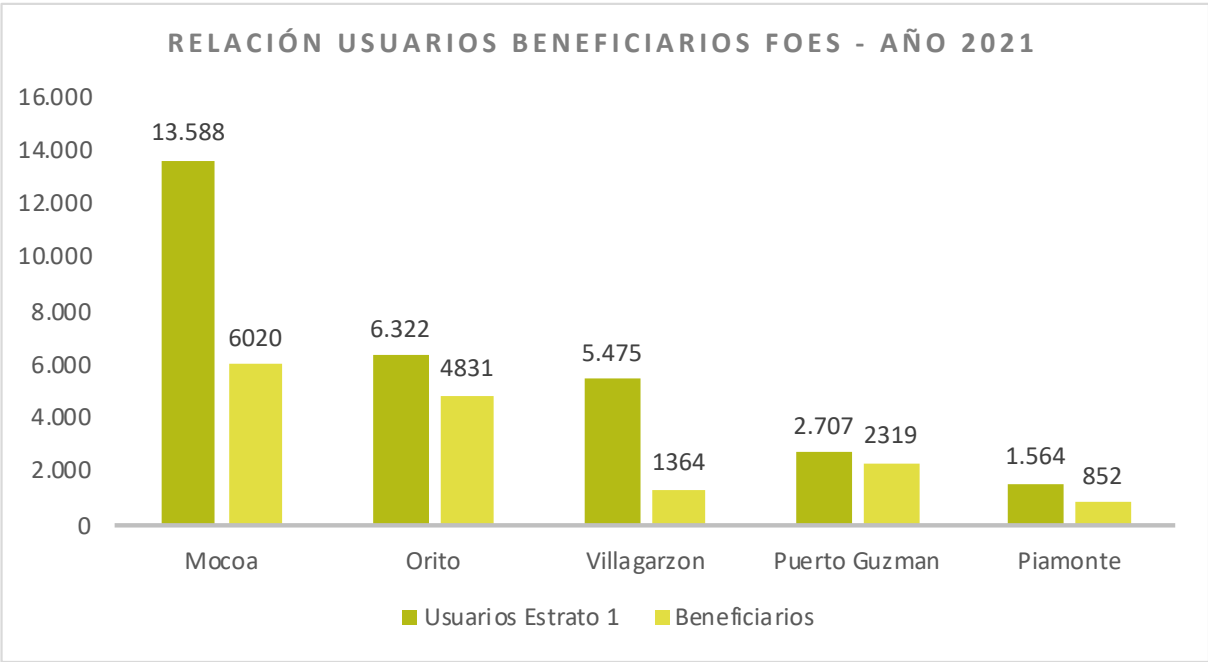


Gráfico 2. Beneficiarios FOES 2021

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

Tipo de zona especial	Demanda atendida benefi- ciarios FOES - 2021		Vr reconocido benefi- cio FDOES - 2021	
	kWh	\$	\$	%
Barrios subnormales	12.369.275	3.672.219.583	816.742.713	22,24%
Áreas rurales de menor desarrollo	2.628.309	790.768.841	157.684.993	19,94%
Total	14.997.584	4.462.988.424	974.427.706	21,83%

Tabla 3. Beneficiarios FOES 2021

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

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

FONDO SOLIDARIDAD PARA SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS - AÑO 2021							
Municipio	Servicio	Usuarios	Demanda (kWh-mes)	Vr. Consumo (\$)	Vr. Subsidio (\$)	Vr. Facturado a usuario	
						(\$)	% Subsidio
Mocoa	Estrato 1	13.588	1.106.541	7.282.035.150	4.814.970.410	2.467.064.740	66,12%
	Estrato 2	2.395	245.716	1.105.851.755	837.851.239	268.000.516	75,77%
	Estrato 3	845	82.988	570.856.354	86.199.894	484.656.460	15,10%
	Total	16.828	1.435.245	8.958.743.259	5.739.021.542	3.219.721.717	64,06%
Orito	Estrato 1	6.323	535.590	3.362.395.798	2.252.602.337	1.109.793.461	66,99%
	Estrato 2	2.006	243.721	1.135.627.686	793.483.044	342.144.642	69,87%
	Estrato 3	243	27.993	195.931.128	25.759.929	170.171.199	13,15%
	Total	8.572	807.304	4.693.954.612	3.071.845.311	1.622.109.301	65,44%
Villagarzón	Estrato 1	5.475	366.801	3.474.468.016	1.615.596.985	1.858.871.031	46,50%
	Estrato 2	1.550	150.846	683.950.926	511.329.505	172.621.421	74,76%
	Estrato 3	3	797	5.895.185	316.420	5.578.765	5,37%
	Total	7.025	518.444	4.164.314.127	2.127.242.910	2.037.071.217	51,08%
Puerto Guzmán	Estrato 1	2.707	181.368	1.011.535.194	769.486.287	242.048.907	76,07%
	Estrato 2	1	54	212.441	207.138	5.303	97,50%
	Estrato 3	5	374	2.755.163	187.575	2.567.588	6,81%
	Total	2.713	181.796	1.014.502.798	769.880.999	244.621.799	75,89%
Piamonte	Estrato 1	1.670	116.693	617.221.440	498.659.370	118.562.070	80,79%
Santa Rosa	Estrato 1	25	1.464	9.229.071	6.357.847	2.871.224	68,89%
Totales		36.833	3.060.518	20.189.129.906	9.641.283.688	10.547.846.218	47,75%

Tabla 4. FSSRI 2021

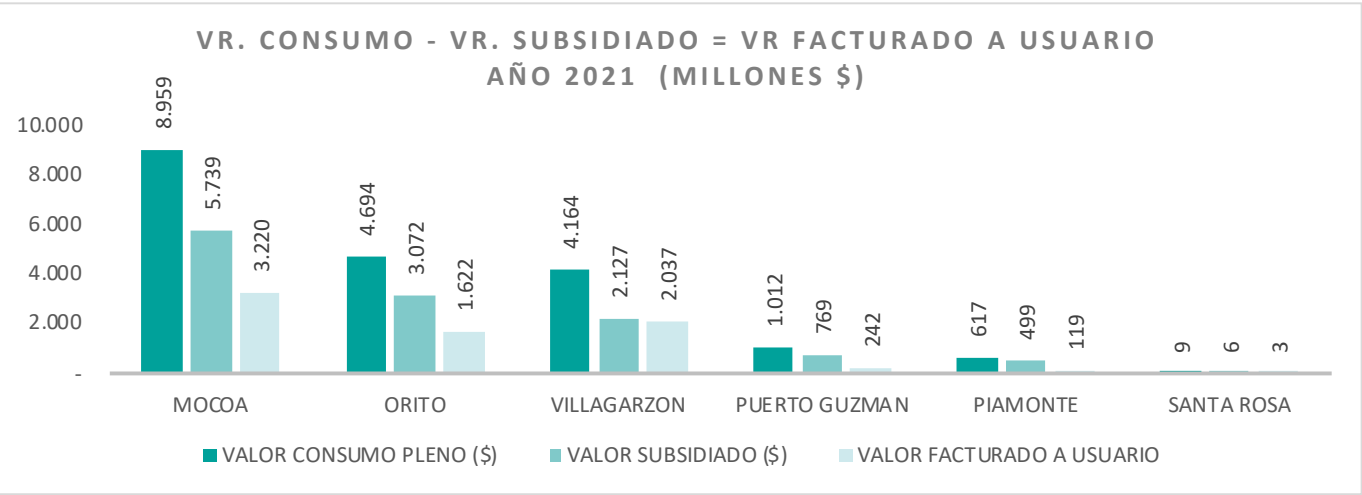
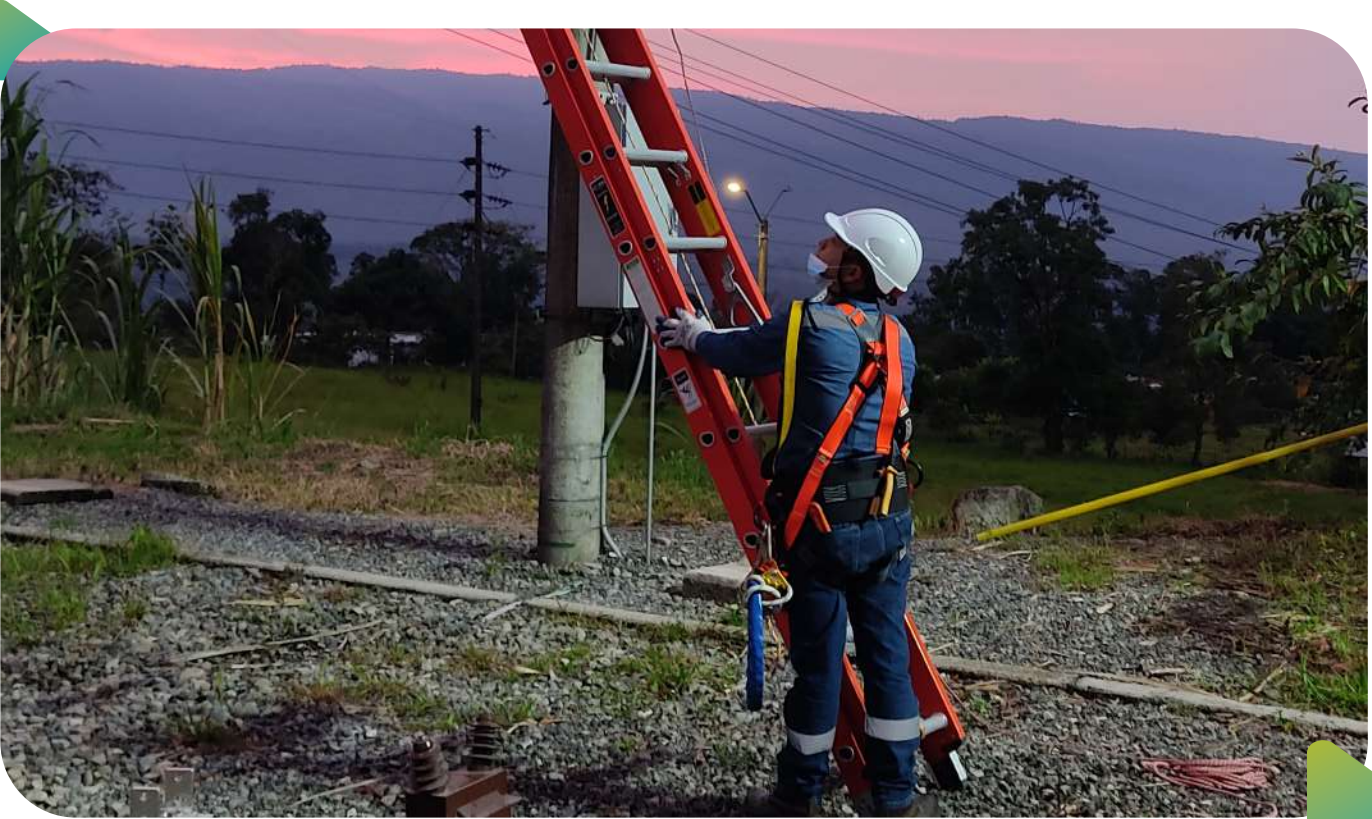


Gráfico 3. Valores consumo energía 2021

Recuperación de energía dejada de facturar

En el año 2021, las actividades que venía realizando la Empresa, enfocadas en la recuperación de energía, se vieron afectadas por la emergencia sanitaria, sumado al paro nacional; a pesar de estas situaciones, se logró alcanzar el 97.2% de la meta proyectada de recuperación de energía.

Año	Proyección		Meta alcanzada	
	kWh	Valor (\$)	kWh	Valor (\$)
2018	300000	\$ 180.000.000	606363,00	\$ 363.817.800
2019	360000	\$ 216.000.000	440729,00	\$ 264.437.400
2020	420000	\$ 252.000.000	327482,00	\$ 196.489.200
2021	480000	\$ 288.000.000	466539,00	\$ 279.923.400

Tabla 5. Recuperación energía

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

Usuarios interveni-dos	Tipo de medida	Recuperación kWh	Recuperación \$
333	Directa	95.026	\$ 57.015.600
102	Semidirecta	371.513	\$ 222.907.800
0	Indirecta	-	\$ -
Total		466.539	\$ 279.923.400

Tabla 6. Usuarios intervenidos

Pérdidas totales de energía

Las pérdidas de energía en el país, aumentaron aproximadamente un 5% en promedio, como consecuencia de la emergencia sanitaria y el paro nacional. Las pérdidas comerciales de energía de la EEP, en el año 2021, tuvieron un incremento de 5,58%, respecto al año 2021; este valor se encuentra por debajo del promedio nacional.

Año	Demanda Real kWh	Ventas Energía kWh	Pérdidas Totales	%Pérdidas
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%
2021	70.883.488	57.173.085	13.710.403	19,3%

Tabla 7. Pérdidas energía

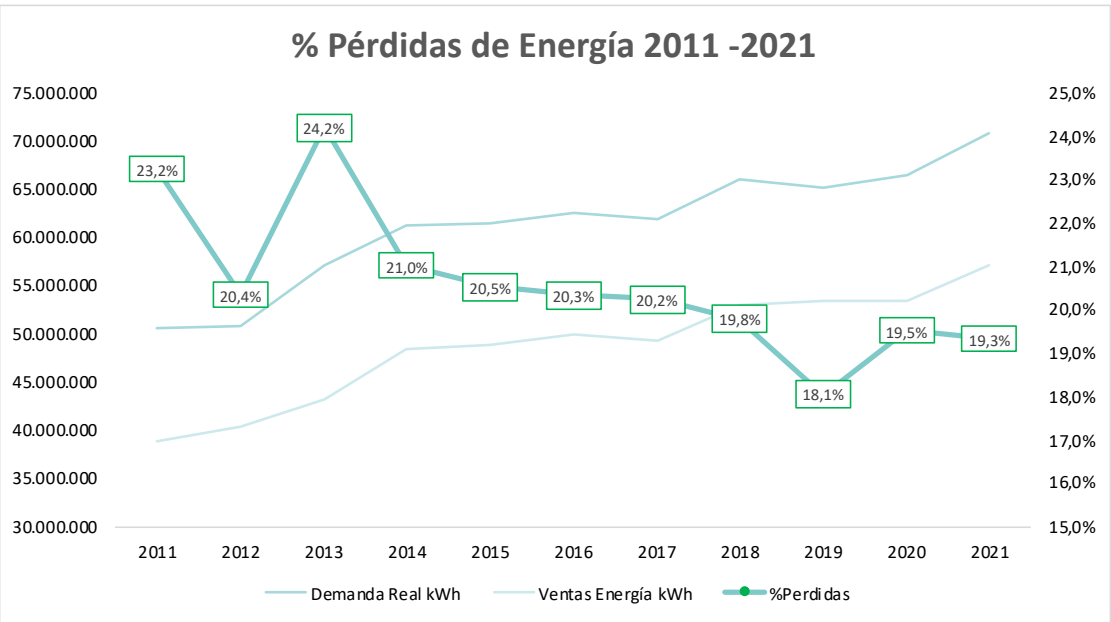


Gráfico 4. Pérdidas energía 2011 - 2021

Atención al usuario – PQRs

Con el objetivo de evaluar la Compañía, se presentan, a continuación las peticiones quejas o reclamos (PQRs) de parte de los usuarios, para los años 2020 y 2021.

Año	Accede	Accede parcial	No accede	Pendiente respuesta	Total PQRs
2020	1808	152	1230	6	3196
2021	1953	482	1062	7	3504

Tabla 8. PQRs 2020 y 2021

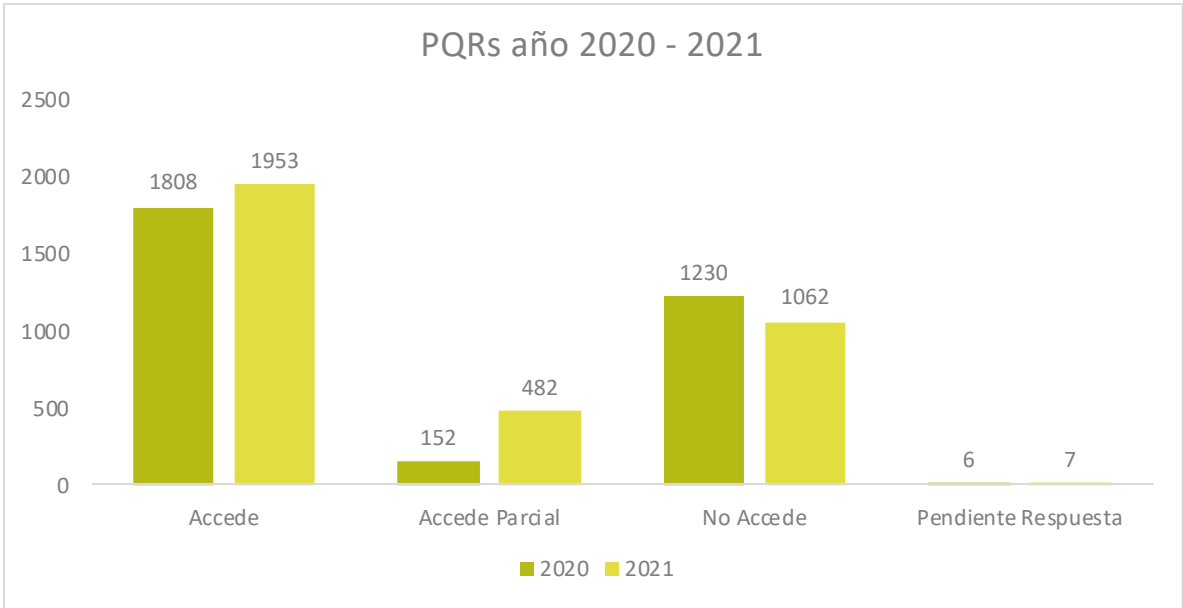


Gráfico 5. Atención PQRs

Para el año 2021, se presentó un total de 3504 PQRs, de las cuales 1953 fueron accedidas, 482 accedidas parcialmente, 1062 no accedidas, y solo 7 solicitudes quedaron pendientes de respuesta. El balance muestra un aumento del 9.6% en el total de solicitudes y aumento del 8.01% en las que accedieron.

Negocio de comercialización

El negocio comercializado de la E.P.P. S.A. E.S.P., se evalúa considerando el número de usuarios, compra de energía, facturación, tarifas, recaudos y cartera.

Gestión de comercialización

El número de usuarios atendidos por la Empresa al terminar el año 2021, fue de 40.745 usuarios, resultado que ha permitido a la Compañía crecer en un 4.95% respecto al año 2020, el cual corresponde al crecimiento vegetativo de la demanda.

Mes	Usuarios 2021	Usuarios 2020	% Crecimiento
Enero	38985	37369	4,32%
Febrero	39248	37500	4,66%
Marzo	39426	37627	4,78%
Abril	39592	37657	5,14%
Mayo	39767	37742	5,37%
Junio	39930	37897	5,36%
Julio	40070	38042	5,33%
Agosto	40224	38141	5,46%
Septiembre	40376	38344	5,30%
Octubre	40484	38500	5,15%
Noviembre	40628	38656	5,10%
Diciembre	40745	38823	4,95%

Tabla 9. Gestión de comercialización

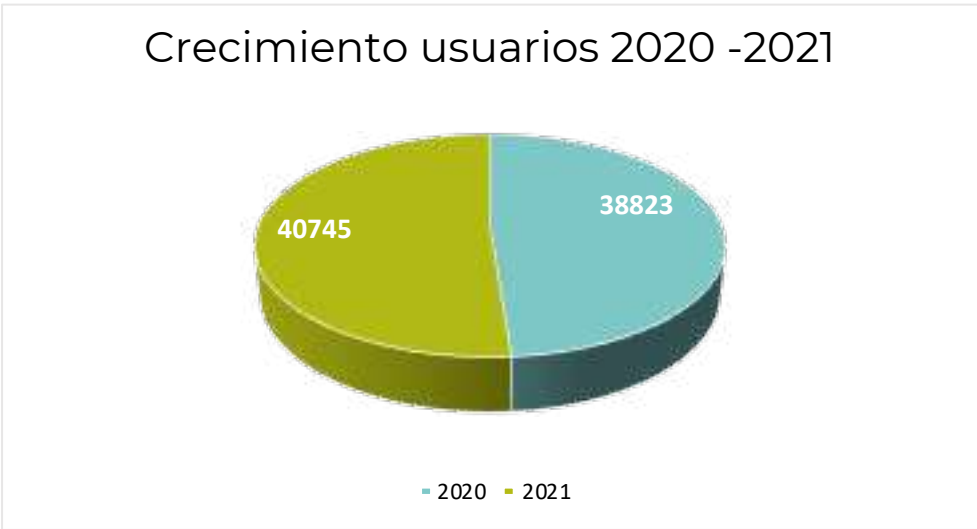


Gráfico 6. Crecimiento usuarios



Gráfico 7. Usuarios por municipio

Para el año 2021, se mantuvo la misma participación porcentual de los usuarios del mercado regulado de la Empresa de Energía del Putumayo. Mocoa, con 17674 usuarios, cuenta con la mayor participación del 46%, seguido del municipio de Orito con el 24%, Villagarzón con 19% y Puerto Guzmán – Piamonte, con un 11% del total de usuarios.

Usuarios y demanda por municipio

Durante el año 2021, la EEP logró atender en el mercado regulado a 40.745 usuarios.

Usuarios mercado regulado

Mes	Mocoa	Orito	Piamonte	Puerto Guzmán	Santa Rosa	Villagarzón	Total
Enero	17738	9284	1614	2733	21	7595	38985
Febrero	17890	9311	1656	2751	21	7619	39248
Marzo	17977	9340	1670	2764	21	7654	39426
Abril	18060	9371	1688	2769	21	7683	39592
Mayo	18136	9414	1700	2781	22	7714	39767
Junio	18226	9446	1709	2789	25	7735	39930
Julio	18292	9481	1715	2793	25	7764	40070
Agosto	18361	9518	1721	2808	25	7791	40224
Septiembre	18415	9575	1724	2822	25	7815	40376
Octubre	18462	9603	1725	2836	25	7833	40484
Noviembre	18538	9637	1726	2841	25	7861	40628
Diciembre	18590	9665	1740	2851	25	7874	40745

Tabla 10. Usuarios por municipio

La energía total vendida en el mercado regulado del año 2021, fue de 56.795.737 kWh. La emergencia sanitaria y el paro nacional, generaron una disminución de ventas de 499.001 kWh, lo que equivale al crecimiento vegetativo de la demanda. Sin embargo, se logró que la demanda creciera un 6.14% respecto al año 2020 que fue de 53.509.039 kWh-año.

Mercado Regulado EEP kWh							
Mes	Mocoa	Orito	Piamonte	Puerto Guzmán	Santa Rosa	Vil-lagarzón	Total (kWh)
Enero	2.254.749	1.145.864	137.333	216.579	1.560	874.593	4.630.678
Febrero	2.199.858	1.081.150	125.734	219.372	1.377	857.758	4.485.249
Marzo	2.286.992	1.160.619	135.787	208.841	1.273	969.241	4.762.753
Abril	2.227.137	1.109.285	133.741	215.606	1.798	955.179	4.642.746
Mayo	2.285.553	1.129.174	140.865	215.255	1.520	943.109	4.715.476
Junio	2.232.866	1.130.353	134.988	207.352	2.533	855.863	4.563.955
Julio	2.308.462	1.118.099	140.964	216.649	1.448	954.020	4.739.642
Agosto	2.201.345	1.122.081	133.730	209.346	1.177	926.520	4.594.199
Septiem-bre	2.211.399	1.209.404	144.685	224.482	1.103	931.991	4.723.064
Octubre	2.367.819	1.221.190	150.100	237.227	1.255	999.843	4.977.434
Noviem-bre	2.400.841	1.221.568	149.204	241.405	1.300	980.492	4.994.810
Diciem-bre	2.394.576	1.211.135	143.862	239.019	1.228	975.911	4.965.731
Total	27.371.597	13.859.922	1.670.993	2.651.133	17.572	11.224.520	56.795.737
%	48,19%	24,40%	2,94%	4,67%	0,03%	19,76%	100,00%

Tabla 11. Mercado Regulado

Usuarios y demanda por servicio

Para el año 2021, la Empresa logró atender en el mercado regulado a 40745 usuarios, de los cuales el 73,11% fueron estrato 1, 14,61% estrato 2, 8,04% comerciales, 2,69% estrato 3 y alumbrado público, industriales, oficiales y provisionales el 1,55%.

Mes	Sector								
	Alumbrado Público	Comerciales	Industriales	Oficiales	Provisionales	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Total
Enero	1	3087	147	398	63	28313	5927	1049	38985
Febrero	3	3091	148	402	65	28544	5944	1051	39248
Marzo	3	3110	148	403	67	28693	5951	1051	39426
Abril	3	3117	148	402	68	28837	5964	1053	39592
Mayo	3	3128	148	403	68	28988	5975	1054	39767
Junio	3	3148	147	404	70	29123	5983	1050	39928
Julio	3	3189	148	402	73	29233	5971	1049	40068
Agosto	3	3216	148	401	72	29361	5971	1050	40222
Septiembre	3	3234	149	401	76	29485	5969	1057	40374
Octubre	3	3243	149	405	78	29572	5974	1058	40482
Noviembre	3	3263	149	404	78	29685	5983	1061	40626
Diciembre	3	3277	149	403	77	29788	5952	1096	40745
%	0,01%	8,04%	0,37%	0,99%	0,19%	73,11%	14,61%	2,69%	100,00%

Tabla 12. Mercado y demanda por sector

En términos de energía, el sector que mayor demandó en el año 2021, fue el residencial estrato 1, con 27.389.419 kWh-año, lo que representó el 48,22% de la energía vendida; seguido del sector comercial, con 11.853.881 kWh-año (20,87%); estrato 2, con el 13,51%; oficiales, con el 8,21%; y los sectores alumbrado público, industriales, provisionales y estrato 3, con el 15,04%.

Mercado Regulado EEP kWh									
Mes	Sector								
	Alumbrado Publico	Comerciales	Industriales	Oficiales	Provisionales	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Total
Enero	81.308	921.985	125.880	351.931	11.424	2.363.248	662.003	112.899	4.630.678
Febrero	70.462	926.578	117.910	381.699	12.151	2.225.854	640.743	109.846	4.485.243
Marzo	218.034	975.395	116.730	404.698	12.756	2.269.707	650.897	114.536	4.762.753
Abril	210.113	930.649	123.993	382.439	13.758	2.233.731	636.751	111.312	4.642.746
Mayo	217.485	904.458	86.088	370.642	13.717	2.350.818	659.088	113.180	4.715.476
Junio	211.012	858.584	65.536	353.937	16.024	2.290.562	656.547	111.753	4.563.955
Julio	216.834	991.933	164.188	346.534	15.138	2.272.396	625.454	107.165	4.739.642
Agosto	217.438	974.958	125.688	372.450	18.533	2.176.820	605.595	102.717	4.594.199
Septiembre	208.849	1.088.814	108.541	399.807	17.211	2.186.377	607.705	105.760	4.723.064
Octubre	215.966	1.070.895	114.078	442.787	16.004	2.353.182	651.298	113.224	4.977.434
Noviembre	208.188	1.105.115	105.704	429.050	17.949	2.365.701	647.792	115.311	4.994.810
Diciembre	236.408	1.104.517	128.443	426.494	18.468	2.301.023	628.522	121.856	4.965.731
Total	2.312.097	11.853.881	1.382.779	4.662.468	183.133	27.389.419	7.672.395	1.339.559	56.795.731
%	4,07%	20,87%	2,43%	8,21%	0,32%	48,22%	13,51%	2,36%	100,00%

Tabla 13. Mercado regulado por sector



Consolidado demanda por servicio - Año 2020-2021

Consolidado				
Sector	Usuarios	Demanda kWh 2020	Demanda kWh 2021	% Variación
Comercial	3.277	10.097.113	11.853.881	17,40%
Industrial	149	1.330.854	1.382.779	3,90%
Oficial	403	4.604.602	4.662.468	1,26%
Estrato 1	29.788	26.832.459	27.389.419	2,08%
Estrato 2	5.952	8.108.107	7.672.395	-5,37%
Estrato 3	1.096	1.372.867	1.339.559	-2,43%
Provisional	77	132.114	183.133	38,62%
Alumbrado Publico	3	1.030.923	2.312.097	124,27%
	40.745	53.509.039	56.795.731	6,14%

Tabla 14. Consolidado demanda 2020 - 2021

Realizando el comparativo entre el año 2020 y 2021, se evidencia que el crecimiento total de la demanda fue del 6.142%, con una energía de 3.268.692 kWh para el mercado regulado. El sector que mayor aumento representativo tuvo, fue el comercial, a una tasa del 17,399%. El efecto de la emergencia sanitaria más el paro nacional, provocaron disminución en los sectores estrato 2 y estrato 3, con una variación de -5,374%, -2,426% respectivamente.

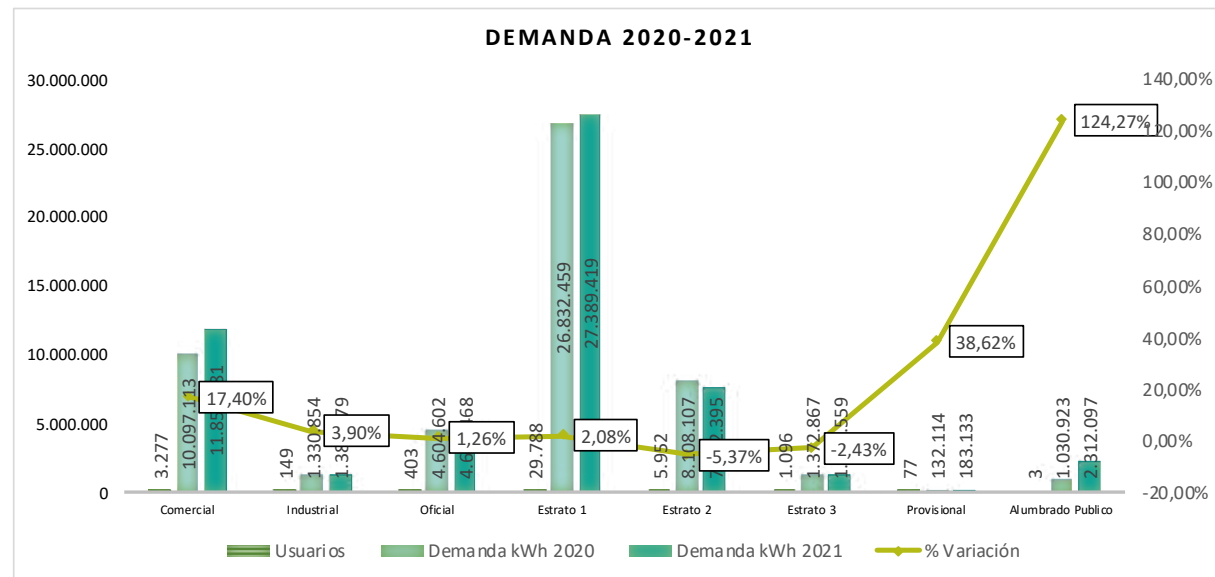


Gráfico 8. Demanda 2020 - 2021

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 el 90,52%, el sector comercial el 8,04%, oficial 0,99%. Como se puede observar en la gráfica (Usuarios atendidos por mercado).

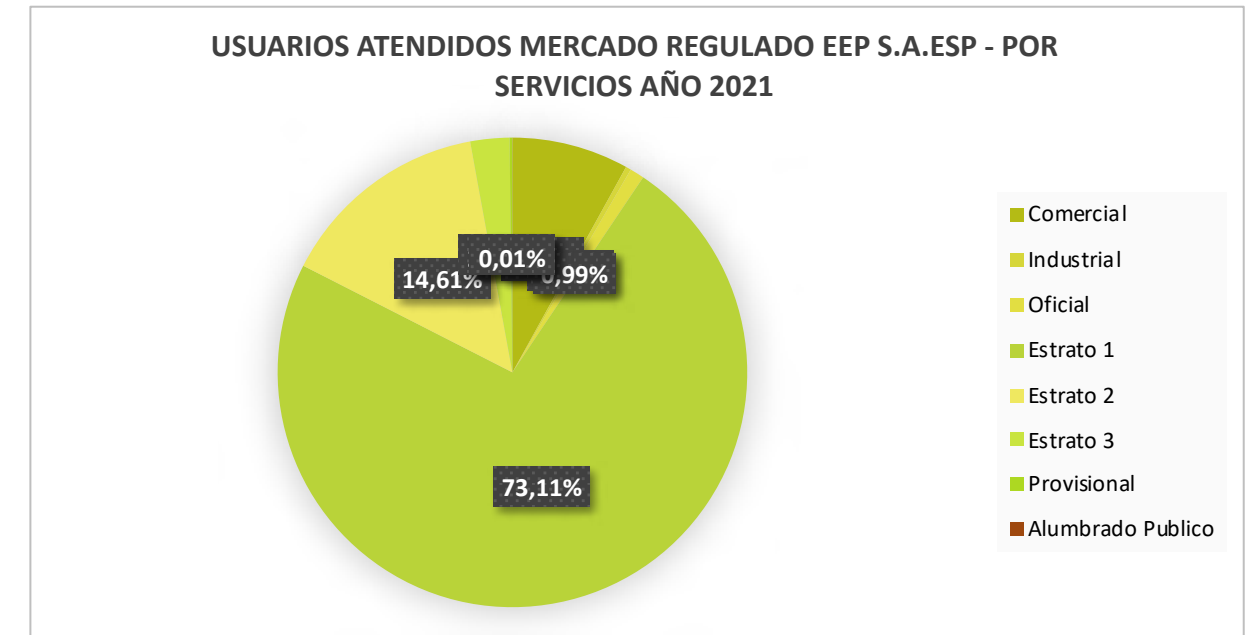


Gráfico 9. Porcentaje usuarios

Porcentaje de la demanda

En cuanto a los consumos o la demanda, el sector comercial representa el 21%, el residencial el 64%, el oficial el 8%. Como se puede observar en la gráfica (Demanda atendida por servicio).

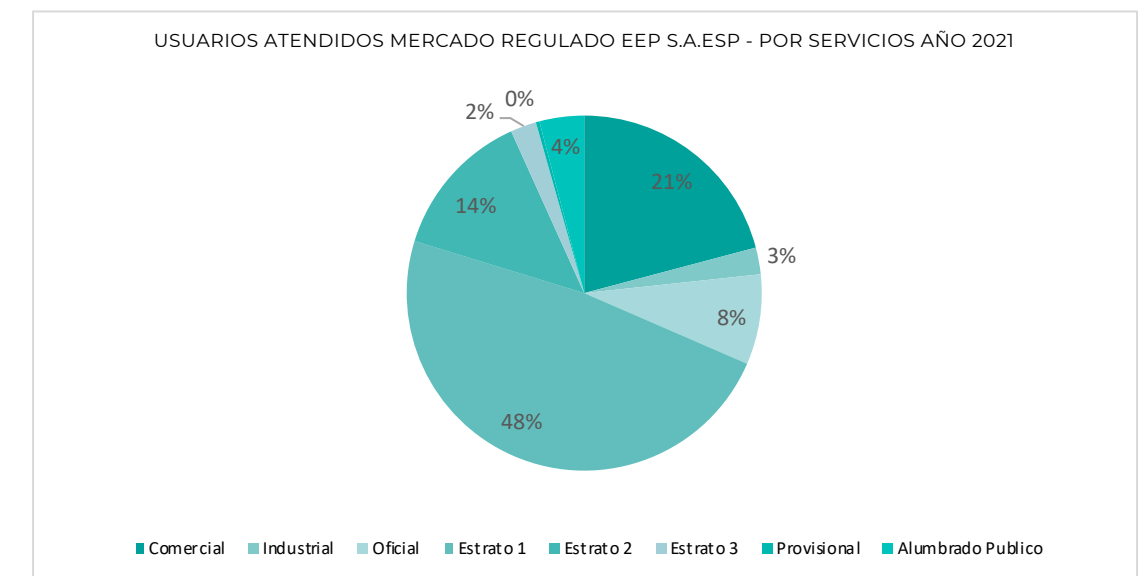


Gráfico 10. Porcentaje demanda

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

Facturación y recaudo corriente E.E.P. S.A. E.S.P.

A continuación, se presenta la facturación y recaudo corriente para el año 2021, junto con el comportamiento del porcentaje de recaudo.

Mes	Concepto	Comercial	Estrato 1	Estrato 2	Oficial	Industrial	Alumbrado Público	Estrato 3	Provisional	Recaudo Regulado	% Recaudo Regulado
Enero	Facturación	683.608.808	716.071.402	249.941.395	211.323.116	77.922.695	47.990.421	62.243.524	8.478.044	2.057.579.405	79,59%
	Recaudo	584.173.745	512.706.044	191.617.860	170.396.273	72.637.098	47.494.986	50.312.978	8.227.259	1.637.566.242	
Febrero	Facturación	705.221.352	873.964.467	253.040.821	254.456.242	76.062.592	42.586.965	65.752.430	9.448.601	2.280.533.470	73,07%
	Recaudo	613.020.944	490.091.841	187.644.683	204.627.039	66.870.289	42.586.965	53.111.113	8.520.739	1.666.473.612	
Marzo	Facturación	744.332.044	672.344.964	247.182.895	248.713.296	77.270.006	132.569.248	64.918.803	9.758.243	2.197.089.499	81,72%
	Recaudo	661.045.070	530.258.496	199.212.371	222.328.054	70.166.638	47.998.529	56.343.177	8.049.633	1.795.401.968	
Abril	Facturación	714.793.740	663.414.826	241.991.632	237.783.839	79.444.780	128.519.877	63.382.101	10.602.399	2.139.933.194	85,14%
	Recaudo	628.921.773	512.935.168	203.452.666	212.539.497	73.155.918	125.625.894	55.478.945	9.895.011	1.822.004.872	
Mayo	Facturación	688.829.618	684.835.755	249.300.994	231.803.088	58.138.144	133.735.743	64.314.932	10.416.628	2.121.374.902	84,55%
	Recaudo	596.585.535	551.721.508	211.176.915	201.483.573	38.480.024	129.119.291	56.378.070	8.754.427	1.793.699.344	
Junio	Facturación	682.101.056	679.131.032	254.690.113	226.476.720	48.218.054	133.424.998	65.779.521	12.703.275	2.102.524.769	82,65%
	Recaudo	598.526.103	532.109.371	204.300.387	206.169.287	27.244.427	102.668.807	56.440.126	10.377.565	1.737.836.073	
Julio	Facturación	780.479.639	667.175.252	235.840.755	218.520.553	107.122.204	135.631.835	62.200.128	11.928.768	2.218.899.134	83,88%
	Recaudo	688.817.432	526.791.408	199.402.065	201.347.381	46.536.603	134.066.274	53.502.001	10.667.161	1.861.130.324	
Agosto	Facturación	775.173.109	640.782.443	229.895.074	237.461.691	84.737.395	137.604.722	60.319.530	14.637.762	2.180.611.726	84,69%
	Recaudo	682.861.050	519.092.444	193.952.628	220.924.474	29.787.824	135.631.800	53.941.264	10.654.649	1.846.846.134	
Septiembre	Facturación	881.698.622	654.069.230	234.037.271	260.863.918	76.636.746	134.313.497	63.211.481	13.795.600	2.318.626.365	76,08%
	Recaudo	718.136.093	525.748.322	197.397.484	212.883.310	41.348.866	2.737.274	56.800.708	9.056.167	1.764.108.224	
Octubre	Facturación	888.938.340	731.971.707	262.267.221	293.662.289	80.355.139	142.727.610	69.552.980	13.028.833	2.482.504.119	84,52%
	Recaudo	783.715.441	589.487.425	222.597.611	241.341.306	43.672.305	142.727.610	62.853.847	11.842.086	2.098.237.631	
Noviembre	Facturación	838.540.202	672.576.678	238.447.796	262.334.821	68.880.338	125.098.087	65.122.364	13.315.294	2.284.315.580	81,07%
	Recaudo	705.656.092	518.938.300	192.911.741	214.557.377	26.161.063	125.098.087	58.033.272	10.571.124	1.851.927.055	
Diciembre	Facturación	836.131.712	649.593.036	229.006.841	258.759.112	80.891.755	141.490.189	68.640.036	13.651.203	2.278.163.884	83,47%
	Recaudo	733.077.397	526.384.553	199.214.148	209.676.828	34.660.922	124.243.700	62.805.233	11.548.289	1.901.611.070	
Total	Facturación	9.219.848.242	8.305.930.792	2.925.642.808	2.942.158.685	915.679.848	1.435.693.192	775.437.830	141.764.650	26.662.156.047	81,68%
	Recaudo	7.994.536.675	6.336.264.880	2.402.880.557	2.518.274.399	570.721.977	1.159.999.217	676.000.734	118.164.110	21.776.842.549	

Tabla 15. Facturación

Se puede observar que, a pesar de la emergencia sanitaria y el paro nacional, se generó un incremento en la facturación corriente del 17.28% respecto al año 2020, y un cumplimiento del 102,17% de acuerdo con lo proyectado en el año 2021. Inicios de año, enero, febrero y marzo, seguían con el impacto pandemia, esto teniendo en cuenta que, en 2020, en estos meses no se había declarado la emergencia sanitaria. Los meses de abril, mayo y junio, en los que se ubica el paro nacional, no tuvieron mayor afectación, manteniendo el promedio de aumento general del año.

Mes	2020	2021	Proyección 2021	% Crecimiento 2020-2021
Enero	2.143.370.670	2.057.579.405	2.109.038.678	-4,00%
Febrero	2.126.444.824	2.280.533.470	2.004.592.021	7,25%
Marzo	2.047.471.913	2.197.089.499	2.195.322.581	7,31%
Abril	1.599.081.202	2.139.933.194	2.139.070.698	33,82%
Mayo	1.662.703.839	2.121.374.902	2.212.989.426	27,59%
Junio	1.732.729.298	2.102.524.769	2.111.954.057	21,34%
Julio	1.785.315.879	2.218.899.134	2.115.973.768	24,29%
Agosto	1.794.412.895	2.180.611.726	2.085.952.500	21,52%
Septiembre	1.809.793.481	2.318.626.365	2.238.951.365	28,12%
Octubre	1.969.055.236	2.482.504.119	2.414.734.805	26,08%
Noviembre	2.014.133.013	2.284.315.580	2.159.791.629	13,41%
Diciembre	2.048.881.643	2.278.163.884	2.306.420.232	11,19%
Total	22.733.393.893	26.662.156.047	26.094.791.760	17,28%

Tabla 16. Recaudo corriente

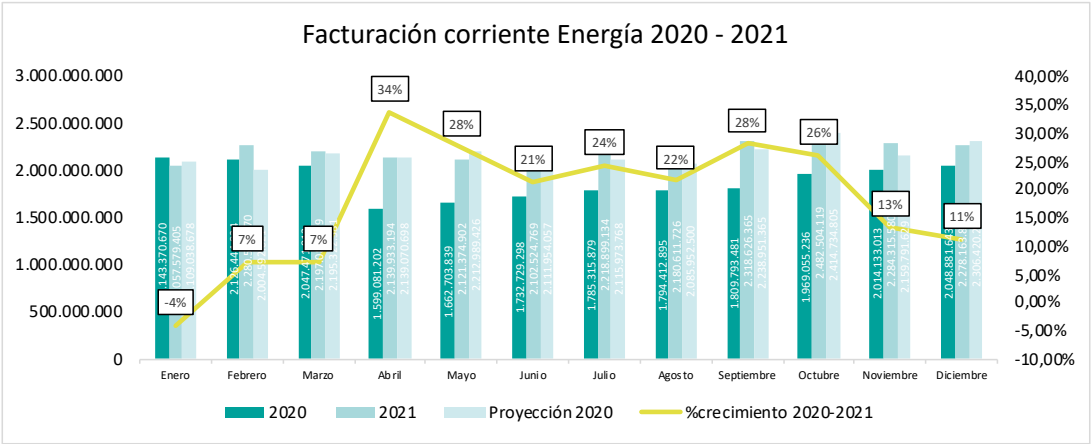


Gráfico 11. Facturación corriente

Facturación y recaudo total E.E.P. S.A. E.S.P.

A continuación, se presenta la facturación y recaudo total para el año 2021, junto con el comportamiento del porcentaje de recaudo.

FACTURACIÓN - RECAUDO TOTAL										
Mes	USUARIOS	COMERCIAL	ESTRATO 1	ESTRATO 2	OFICIAL	INDUSTRIAL	ALUMBRADO PUBLICO	ESTRATO 3	PROVISION-AL	TOTAL
Ene	Indicador Recau-do (%)	65,74%	59,53%	61,90%	48,25%	78,34%	99,48%	65,05%	41,32%	61,42%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	1.024.400.550	1.260.662.650	470.035.750	495.473.750	150.227.200	46.988.550	106.161.550	23.181.450	3.577.131.450
	Recaudo (Mill COP)	673.432.185	750.515.433	290.935.860	239.045.132	117.691.939	46.744.650	69.054.000	9.578.900	2.196.998.099
Feb	Indicador Recau-do (%)	70,78%	52,55%	65,21%	53,56%	72,89%	111,94%	71,74%	42,28%	61,03%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	1.105.448.200	1.511.954.550	474.336.100	554.248.900	111.144.350	42.202.250	109.545.450	24.100.900	3.932.980.700
	Recaudo (Mill COP)	782.473.968	794.486.231	309.329.470	296.882.976	81.011.898	47.240.100	78.591.445	10.190.150	2.400.206.238
Mar	Indicador Recau-do (%)	71,71%	64,13%	69,38%	72,83%	64,66%	55,36%	76,69%	37,70%	67,73%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	1.113.162.800	1.223.746.250	426.752.000	509.564.900	136.049.300	250.413.350	99.737.250	24.047.800	3.783.473.650
	Recaudo (Mill COP)	798.274.924	784.737.828	296.071.752	371.127.610	87.969.254	138.634.018	76.489.150	9.064.950	2.562.369.486
Abr	Indicador Recau-do (%)	70,15%	63,25%	75,14%	70,09%	62,70%	120,64%	79,98%	45,88%	70,02%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	1.126.154.000	1.178.766.750	413.245.250	401.390.300	141.980.450	127.757.900	91.758.000	25.983.100	3.507.035.750
	Recaudo (Mill COP)	789.949.277	745.556.232	310.511.113	281.314.890	89.020.322	154.125.418	73.383.904	11.920.900	2.465.782.056
May	Indicador Recau-do (%)	68,64%	64,49%	77,14%	67,60%	43,53%	96,40%	78,40%	38,73%	68,37%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	1.111.131.250	1.132.529.850	395.153.150	375.544.500	118.949.350	132.527.800	92.486.950	25.711.400	3.384.034.250
	Recaudo (Mill COP)	762.627.270	730.343.839	304.807.936	253.866.823	51.773.642	127.757.800	72.514.050	9.957.150	2.313.648.510
Jun	Indicador Recau-do (%)	66,74%	65,51%	73,09%	68,81%	31,09%	80,69%	78,01%	43,73%	66,61%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	1.102.414.500	1.176.441.150	394.588.300	374.314.500	126.764.050	133.425.000	93.660.850	29.708.250	3.431.316.600
	Recaudo (Mill COP)	735.733.700	770.694.257	288.415.513	257.580.534	39.411.582	107.656.250	73.064.809	12.992.200	2.285.548.845
Jul	Indicador Recau-do (%)	72,61%	67,65%	79,90%	73,99%	34,80%	121,13%	77,77%	41,30%	71,41%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	1.211.055.050	1.160.070.070	366.113.850	346.316.410	205.238.290	135.631.800	90.339.390	29.698.090	3.544.462.950
	Recaudo (Mill COP)	879.399.496	784.755.995	292.537.384	256.247.568	71.426.900	164.290.900	70.261.400	12.264.000	2.531.183.643
Ago	Indicador Recau-do (%)	71,73%	67,01%	79,82%	70,63%	39,73%	98,65%	85,04%	43,22%	69,97%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	1.163.574.529	1.006.768.764	323.129.044	373.697.373	224.809.582	137.490.750	82.558.050	33.244.053	3.345.272.145
	Recaudo (Mill COP)	834.657.743	674.613.240	257.920.236	263.934.525	89.321.142	135.631.800	70.210.110	14.367.000	2.340.655.796
Sep	Indicador Recau-do (%)	68,14%	63,91%	77,87%	69,49%	83,93%	0,00%	83,60%	37,75%	66,25%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	1.265.302.950	972.470.050	324.901.050	384.237.350	175.689.000	131.462.100	81.221.750	32.593.350	3.367.877.600
	Recaudo (Mill COP)	862.200.790	621.477.649	252.998.050	266.987.656	147.448.157	0	67.900.900	12.304.100	2.231.317.302

FACTURACIÓN - RECAUDO TOTAL										
Mes	USUARIOS	COMERCIAL	ESTRATO 1	ESTRATO 2	OFICIAL	INDUSTRIAL	ALUMBRADO PUBLICO	ESTRATO 3	PROVISIONAL	TOTAL
Oct	Indicador Recaudo (%)	75,74%	68,64%	80,46%	66,52%	68,26%	188,60%	87,09%	48,20%	77,16%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	1.273.558.850	1.144.649.850	368.958.200	399.518.800	145.043.500	142.727.600	89.490.150	31.259.100	3.595.206.050
	Recaudo (Mill COP)	964.635.070	785.675.743	296.870.701	265.753.192	99.004.000	269.181.250	77.937.200	15.067.250	2.774.124.406
Nov	Indicador Recaudo (%)	70,32%	63,18%	76,97%	65,16%	55,85%	87,05%	86,63%	40,66%	68,44%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	1.252.206.700	1.071.784.350	341.454.800	445.533.850	119.551.000	142.727.600	83.597.900	29.736.050	3.486.592.250
	Recaudo (Mill COP)	880.533.201	677.114.015	262.830.050	290.290.034	66.769.800	124.243.700	72.419.700	12.091.300	2.386.291.800
Dic	Indicador Recaudo (%)	74,51%	66,63%	83,56%	56,50%	48,02%	87,05%	89,44%	49,49%	70,34%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	1.285.035.850	1.061.624.300	333.488.300	440.881.250	139.497.900	142.727.600	88.466.750	32.190.850	3.523.912.800
	Recaudo (Mill COP)	957.484.810	707.333.522	278.676.850	249.110.171	66.984.190	124.243.700	79.122.650	15.931.300	2.478.887.193
Total	Indicador Recaudo (%)	70,70%	63,50%	74,30%	64,54%	56,15%	91,93%	79,43%	42,68%	68,17%
	Puesto al Cobro (Mill COP)	14.033.445.229	13.901.468.584	4.632.155.794	5.100.721.883	1.794.943.972	1.566.082.300	1.109.024.040	341.454.393	42.479.296.195
	Recaudo (Mill COP)	9.921.402.434	8.827.303.984	3.441.904.915	3.292.141.111	1.007.832.826	1.439.749.586	880.949.318	145.729.200	28.957.013.374

Tabla 17. Facturación y recaudo total

El incremento de la facturación total, se debió principalmente a la acumulación de la cartera de energía, producto de la emergencia sanitaria y el paro nacional. En la siguiente gráfica, se muestra el comportamiento del recaudo total a lo largo del año 2021, teniendo en cuenta que la meta trazada fue del 70%.

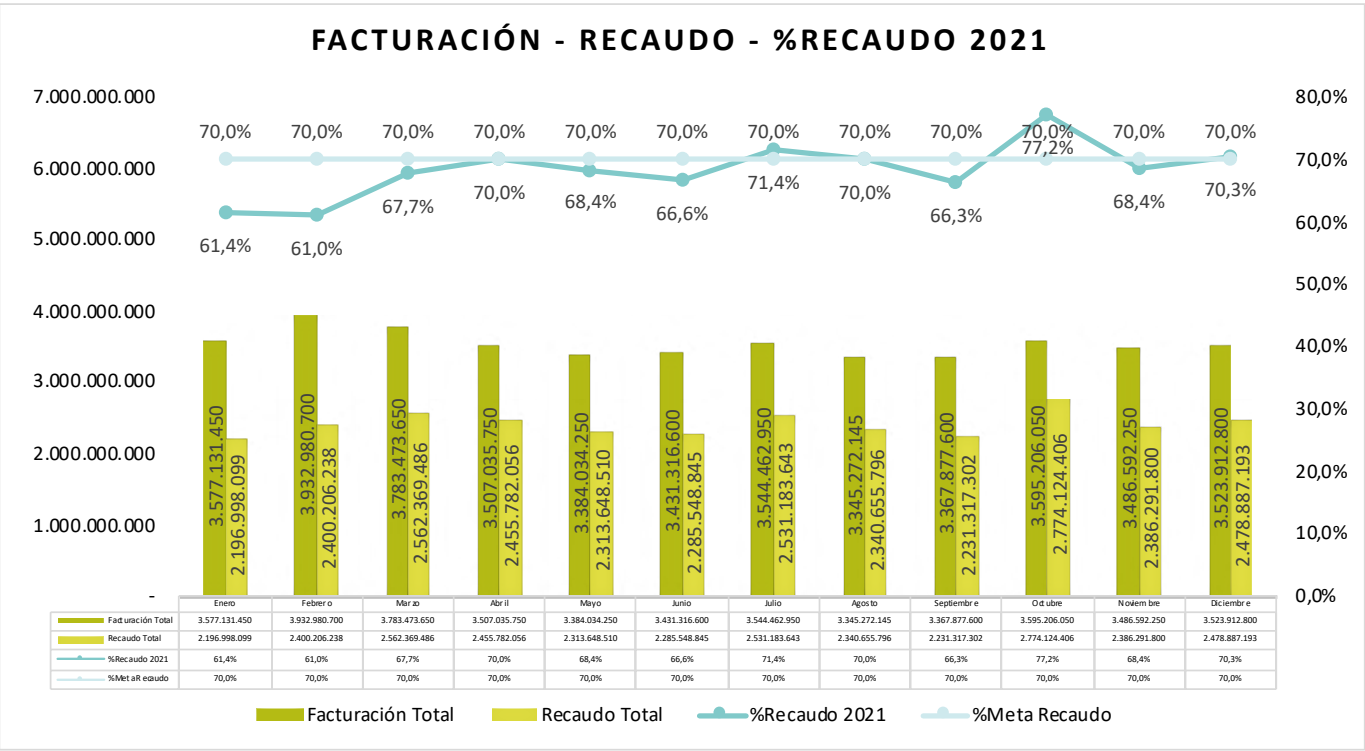


Gráfico 12. Facturación, recaudo y porcentaje recaudo

Realizando el comparativo respecto al año 2020, la facturación total – recaudo total y % recaudo del año 2021, se presenta un aumento del 10,93%.

Mes	Facturación Total (\$)	Recaudo Total (\$)	%Recaudo 2021	Facturación 2020 (\$)	Recaudo total 2020 (\$)	%Recaudo 2020
Enero	3.577.131.450	2.196.998.099	61,4%	3.170.098.392	2.309.067.452	72,8%
Febrero	3.932.980.700	2.400.206.238	61,0%	3.077.425.232	2.214.130.504	71,9%
Marzo	3.783.473.650	2.562.369.486	67,7%	3.311.256.663	2.165.883.189	65,4%
Abril	3.507.035.750	2.455.782.056	70,0%	3.355.536.990	1.581.439.076	47,1%
Mayo	3.384.034.250	2.313.648.510	68,4%	3.462.524.140	1.585.254.190	45,8%
Junio	3.431.316.600	2.285.548.845	66,6%	3.496.475.500	1.765.468.279	50,5%
Julio	3.544.462.950	2.531.183.643	71,4%	3.559.602.850	1.726.180.419	48,5%
Agosto	3.345.272.145	2.340.655.796	70,0%	3.674.787.850	1.825.154.574	49,7%
Septiembre	3.367.877.600	2.231.317.302	66,3%	3.334.538.750	1.988.123.286	59,6%
Octubre	3.595.206.050	2.774.124.406	77,2%	3.453.224.839	1.972.675.855	57,1%
Noviembre	3.486.592.250	2.386.291.800	68,4%	3.522.267.301	2.157.946.847	61,3%
Diciembre	3.523.912.800	2.478.887.193	70,3%	3.585.493.171	2.177.149.846	60,7%
Total	42.479.296.195	28.957.013.374	68,17%	41.003.231.678	23.468.473.517	57,24%

Tabla 18. Facturación, recaudo y porcentaje recaudo total

Los meses de enero y febrero, aun siendo impactados con la pandemia, ven un porcentaje de recaudo menor al 62%, mientras en marzo se empieza a ver una recuperación llegando a ser mayor al 67%, cumpliendo con la proyección en abril. Sin embargo, con el inicio del paro nacional, los meses de mayo y junio recibieron un impacto estando por debajo de la meta proyectada; julio en adelante, marcó una mayor estabilidad, logrando alcanzar la meta establecida; y para diciembre, el recaudo fue del 70,3%, finalizando el año con un promedio del 68,17% lo que representa una mejora de casi 11 puntos porcentuales, con respecto al año 2020. En términos de recaudo, la Compañía logró normalidad para cubrir las obligaciones operacionales corrientes.



Reducción de ingresos por efecto paro nacional

En el mes de abril de 2021, se presentó el paro nacional, dando las siguientes reducciones durante el tiempo que este duró:

Mes	Abril		Mayo		Junio		Total		
Sector	Consumo kWh/mes	Valor	Consumo kWh/mes	Valor	Consumo kWh/mes	Valor	Consumo kWh/mes	Valor	Porcentaje de impacto
Comercial	-19.682	-12.724.617	-75.136	-48.341.915	-106.348	-71.809.227	-201.166	-132.875.759	40,28%
Industrial	-1.278	-826.200	-41.958	-26.995.243	-63.460	-42.849.796	-106.695	-70.671.239	21,42%
Oficial	-265	-171.179	-24.080	-15.492.704	-38.348	-25.893.614	-62.692	-41.557.497	12,60%
Estrato 1	-24.518	-15.851.359	-	-	-49.484	-33.413.370	-74.002	-49.264.729	14,93%
Estrato 2	-19.998	-12.929.339	-18.922	-12.174.394	-11.570	-7.812.706	-50.491	-32.916.439	9,98%
Estrato 3	-304	-196.321	-2.076	-1.335.727	-1.574	-1.062.760	-3.954	-2.594.808	0,79%
Total	-66.044	-42.699.014	-162.172	-104.339.983	-270.784	-182.841.473	-499.001	-329.880.470	

Tabla 19. Reducción ingresos paro nacional

Cálculo tarifario - Componente de G (Res. CREG 030 - 2018)

Parágrafo 2 del anexo 2 de la Resolución CREG 030 de la 2018

“Parágrafo 2. En el caso que para el mes de cálculo la demanda contratada mediante contratos bilaterales por un Comercializador Minorista para atender al Mercado Regulado sea mayor que la Demanda Comercial Regulada, el valor de Pcm-1, i se determinará como el promedio ponderado del precio de cada uno de los contratos bilaterales por la cantidad contratada, multiplicado por un factor equivalente al cociente entre la Demanda Comercial Regulada y la demanda contratada mediante contratos bilaterales.”

Como antecedente, la resolución CREG 017 de 2008 eliminó el mismo parágrafo 2 del art. 6 de la resolución CREG 119 de 2007.

Considerando: “Que en consecuencia se realizan aclaraciones y correcciones a la Resolución CREG-119 de 2007 en lo relacionado con: i) el cálculo de los Precios de Contratos Bilaterales en caso de sobrecontratación, para eliminar el factor que no es

necesario para su determinación.”

Sector	Proyección energía entrada kWh-mes	Energía entrada kWh-mes	Reducción de energía	% reducción
Res. Estrato 1	2.718.670	2.655.882	-62.787	97,70%
Res. Estrato 2	876.662	765.761	-110.901	87,30%
Res. Estrato 3	156.992	134.751	-22.241	85,80%
Comercial	1.368.901	1.129.162	-239.739	82,50%
Oficial	833.028	476.829	-356.198	57,20%
Industrial	146.521	137.365	-9.157	93,80%
Alumbrado Publico	268.348	256.511	-11.837	95,60%
Provisional	12.568	15.065	2.497	119,90%
Total	6.381.690	5.571.326	-810.364	87,30%

Tabla 20. Cálculo tarifario

Proyección Energía 2021	
Concepto	Valor
Proyección Energía Entrada kWh-mes	6.381.690
Compra Contrato Bilateral kWh-mes	6.000.000
Cubrimiento Contrato Bilaterales	94%
Exposición en Bolsa	6%

Tabla 21. Proyección Energía

Mes	Demanda kWh	G(\$/kWh)	G(\$/kWh)	Dif G(\$/kWh)	Valor dejado de trasladar al usuario \$
Febrero	5.555.305	219,55	233,13	-13,58	-75.434.368
Marzo	5.400.472	218,34	236,94	-18,59	-100.408.144
Abril	5.854.934	237,33	241,93	-4,6	-26.925.811
Mayo	5.580.970	231,99	245,46	-13,48	-75.211.879
Total					-277.980.201

Tabla 22. Impacto Financiero

Se solicita modifique el parágrafo 2, del anexo 2, de la resolución CREG 030 de 2018, hasta tener la normalidad de la demanda del Mercado Regulado, tal como en su momento, lo estableció la resolución CREG 017 de 2008.

Costo unitario prestación del servicio
C.U. por nivel de tensión

COSTO PRESTACION DEL SERVICIO - (CU) Año 2021					
Mes	Nivel 1			Nivel 2	Nivel 3
Mes	Propiedad EEP	Propiedad Compartida	Propiedad Usuario	Nivel 2	Nivel 3
Enero	629,91	617,81	590,23	527,93	461,51
Febrero	645,03	624,11	604,40	540,60	467,42
Marzo	648,90	608,35	608,02	543,84	460,99
Abril	652,79	625,87	611,67	547,11	472,05
Mayo	651,77	622,43	614,92	550,39	463,17
Junio	675,23	653,77	632,31	563,87	474,36
Julio	668,66	647,09	625,51	571,02	475,57
Agosto	676,57	654,71	632,85	578,78	488,86
Septiembre	687,07	665,09	643,11	584,82	495,39
Octubre	705,26	683,07	660,88	592,16	503,38
Noviembre	645,83	623,35	600,87	557,10	494,48
Diciembre	644,33	621,41	598,50	557,53	496,99

Tabla 23. Costo unitario del servicio (CU)

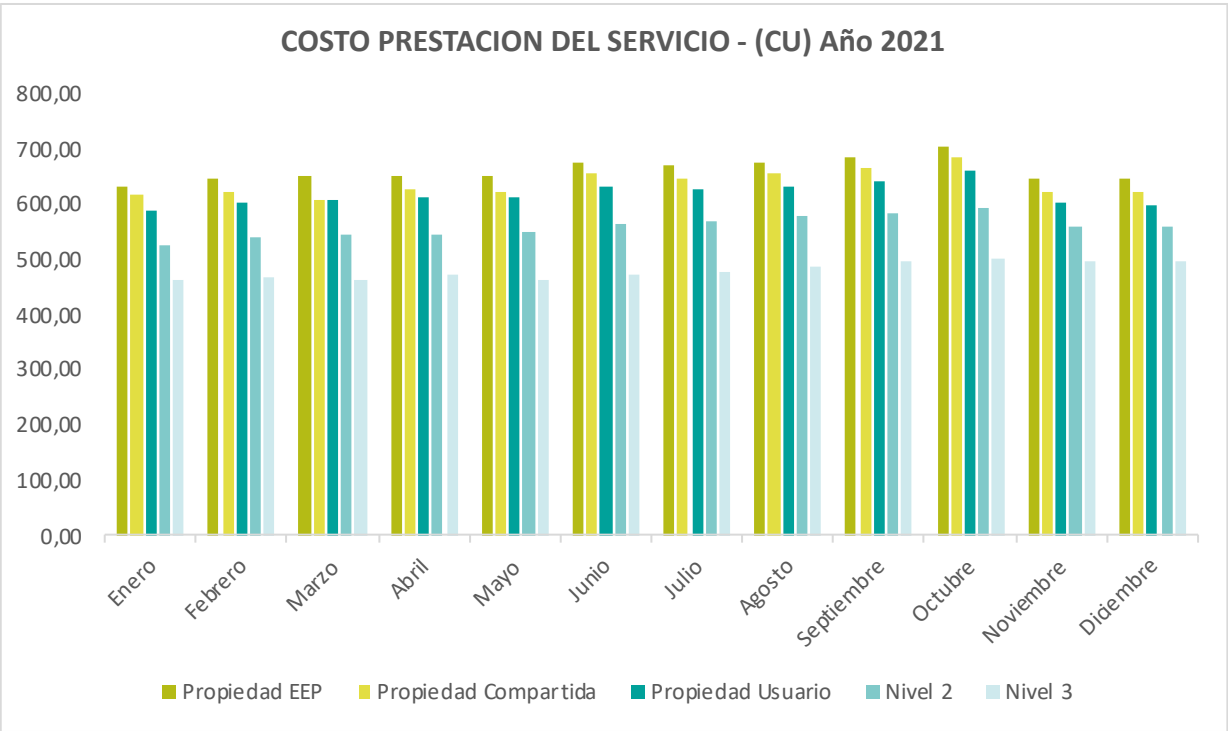


Gráfico 13. Costo servicio CU

Componentes C.U. Nivel de tensión 1 – Propiedad E.E.P S.A. E.S.P.
C.U. por componente

Componentes costo unitario prestación del servicio (CU) - Año 2021							
Mes	Compra (Gm)	Transmisión (Tm)	Distribución Nivel 1 (DtUn)	Comercialización (Cvm)	Restricciones (Rm)	Pérdidas Nivel 1 (PR1m)	CU
Enero	231,99	36,10	226,51	74,75	24,08	44,00	629,91
Febrero	233,13	43,96	223,39	76,64	22,02	44,87	645,03
Marzo	236,94	41,18	215,80	76,38	13,43	44,84	648,90
Abril	241,93	36,08	224,50	76,80	21,70	45,52	652,79
Mayo	231,99	36,32	233,91	75,90	21,16	44,11	651,77
Junio	239,29	47,93	250,75	77,97	12,46	46,84	675,23
Julio	237,91	41,57	235,52	78,62	29,03	46,00	668,66
Agosto	241,64	40,28	235,51	79,84	33,49	45,80	676,57
Septiembre	249,14	36,97	237,76	78,59	38,21	46,40	687,07
Octubre	249,97	38,07	252,31	80,94	36,92	47,05	705,26
Noviembre	260,98	37,31	176,33	79,98	42,79	48,46	645,83
Diciembre	266,67	38,05	171,96	75,98	42,26	49,40	644,33

Tabla 24. Componentes CU servicio

Compra de energía en contratos bilaterales y bolsa E.E.P S.A. E.S.P.

A continuación, se presenta el balance de compra y venta de energía en contratos bilaterales y spot de bolsa para el año 2021.

Mes	Compras en contratos (\$)	Compras en contra-tos (kWh)	Compras energía en bolsa (\$)	Compras energía en bolsa (kWh)	Ventas energía en bolsa (\$)	Ventas energía en bolsa (kWh)	Compras totales (\$)	Compras totales (kWh)
Enero	1.405.903.306	6.000.003	84.990.423	424.024	150.474.245	868.721	1.340.419.484	5.555.306
Febrero	1.427.851.433	6.000.006	79.751.175	266.420	217.215.451	865.954	1.290.387.157	5.400.472
Marzo	1.459.597.601	6.000.003	99.779.734	538.126	97.319.098	683.195	1.462.058.237	5.854.934
Abril	1.480.762.810	6.000.005	115.530.536	643.847	81.921.730	562.885	1.514.371.616	6.080.967
Mayo	1.515.959.181	6.000.003	74.701.508	708.190	54.177.763	570.614	1.536.482.926	6.137.579
Junio	1.523.844.846	6.000.005	59.180.657	639.052	51.134.422	582.036	1.531.891.081	6.057.021
Julio	1.544.139.697	6.000.003	57.147.751	611.846	48.467.198	537.878	1.552.820.250	6.073.971
Agosto	1.552.489.578	6.000.003	80.662.534	827.928	50.987.097	570.526	1.582.165.015	6.257.405
Septiembre	1.567.507.529	6.000.005	87.757.902	732.736	50.376.926	519.436	1.604.888.505	6.213.305
Octubre	1.587.888.516	6.000.003	115.568.399	980.595	34.997.173	394.347	1.668.459.742	6.586.251
Noviembre	1.618.418.615	6.000.005	105.893.131	929.920	41.138.541	437.960	1.683.173.205	6.491.965
Diciembre	1.644.599.729	6.000.003	408.372.272	1.114.855	97.556.301	329.248	1.955.415.700	6.785.610
Año 2021	18.328.962.842	72.000.047	1.369.336.022	8.417.539	975.765.945	6.922.800	18.722.532.919	73.494.786

Tabla 25. Compra energía EEP 2021



CAPÍTULO 2

Operación de DISTRIBUCIÓN

Operación de Distribución

La estructura de nuestro sistema de distribución de energía eléctrica permite iluminar los hogares de las familias putumayenses en los municipios de Mocoa, Villagarzón, Puerto Guzmán, Orito, y en el departamento del Cauca, el municipio de Piamonte y el centro poblado de Santa Rosa.

Dentro de los procesos regulatorios, para el periodo 2021, se aprobaron los cargos por remuneración, mediante la resolución CREG 216 de 2020, la cual fue puesta en firme bajo la resolución CREG 017 DE 2021, donde también se aprobó un Plan de Inversión, que ya se viene ejecutando desde el año 2019, cuyo proyecto más significativo a nivel de confiabilidad y expansión es el Proyecto de construcción de la nueva subestación Renacer 2x50 MVA de 230/115/34,5/13,2 kV con tecnología GIS.

Adicional al plan de inversión aprobado, hemos desarrollado y ejecutado otras actividades enfocadas a la mejora de la calidad en la prestación del servicio, la ampliación en la cobertura del sistema para aumentar la atención de las necesidades de nuevos usuarios y la implementación del proyecto de instalación de la nueva tecnología AML.

Mantenimiento del sistema de distribución

La confiabilidad del sistema y la calidad del servicio, son la parte fundamental para la prestación continua del servicio de energía eléctrica en los municipios donde hacemos presencia. Con el equipo técnico y profesional, nos hemos enfocado en realizar mantenimientos predictivos, preventivos y correctivos, mejorando la infraestructura eléctrica; por eso, para el 2021, hemos ejecutado 598 actividades orientadas a la predicción y prevención de nuestra infraestructura eléctrica, realizando una inversión de \$ 2,069,000,217.



Gráfico 15. Mantenimientos ejecutados por municipio 2021



Los mantenimientos más representativos fueron, el cambio de cable ACSR a cable ecológico, con el fin de evitar salidas por vegetación, el cambio de los bajantes en los transformadores, por un conductor de mayor calibre y así mejorar la regulación de tensión, aumento de calibre en los alimentadores de media tensión existente, para mejorar la caída de tensión.

Plan de inversión – CREG 216 de 2020

Para el mes de noviembre de 2020, mediante la resolución CREG 216 de 2020, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, aprobó cargos de remuneración en cumplimiento a la resolución CREG 015 de 2018, los cuales quedaron en firme, al igual que el plan de inversión, con la resolución CREG 017 de 2021, los cuales se han venido ejecutando y desarrollando las actividades de reposición y expansión, de acuerdo con lo aprobado, llevando la siguiente inversión y porcentaje de ejecución.

Para el 2021, fueron aprobados 10 proyectos orientados a la repotenciación del sistema, expansión de activos y el mejoramiento de la calidad del servicio, para un total aprobado de \$ 3.295.609.369, como se ilustra en la siguiente gráfica.



Gráfico 16. Avance plan de inversión 2021

En total, se pudo ejecutar un 51.7% del presupuesto aprobado para el 2021.

Los proyectos que presentaron un porcentaje de ejecución bajo, son proyectos que están contratados para el primer trimestre del 2022, tal como lo permite la regulación.

A continuación, presentamos cuáles han sido las causas que han afectado la ejecución del plan de inversión:

- Disminución de flujo de caja, debido a la aprobación de cargos de remuneración mediante las resoluciones: CREG 216 de 2020 y CREG 017 de 2021.
- Con la aprobación de la resolución CREG 216 de 2020 y CREG 017 de 2021, se establecieron unos indicadores de calidad SAIDI y SAIFI, muy limitados para la configuración del sistema radial; por lo tanto, no se pudo cumplir con algunos proyectos de inversión, que necesitaban realizar suspensiones que afecten una gran cantidad de usuarios por un largo periodo.
- Adicional a esto, el paro nacional del primer trimestre limitó la adquisición de material eléctrico, la distribución y el desarrollo de las actividades programadas; de igual manera, todas las restricciones que se han presentado por la pandemia.

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, la instalación de equipos de control y protección en los circuitos.

Reconectores en el sistema de distribución

Un reconector eléctrico es un interruptor con reconexión automática, instalado normalmente en las líneas de distribución. Es un dispositivo de protección que puede detectar una sobre corriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para reenergizar la línea.

Una de sus principales funciones es el control, que le permite realizar varias reconexiones sucesivas, disminuyendo el tiempo de suspensiones y protegiendo el circuito, por consiguiente, la EEP S.A. E.S.P, incluyó en su plan de inversión la instalación de reconectores en puntos estratégicos de nuestro sistema.

Se puede apreciar que para el año 2021 en comparación al año 2020, tuvo una mejora muy notoria, reduciendo la cantidad de salidas en un 29 % y en un 56% el tiempo de las salidas para los 14 circuitos principales, como se observa a continuación

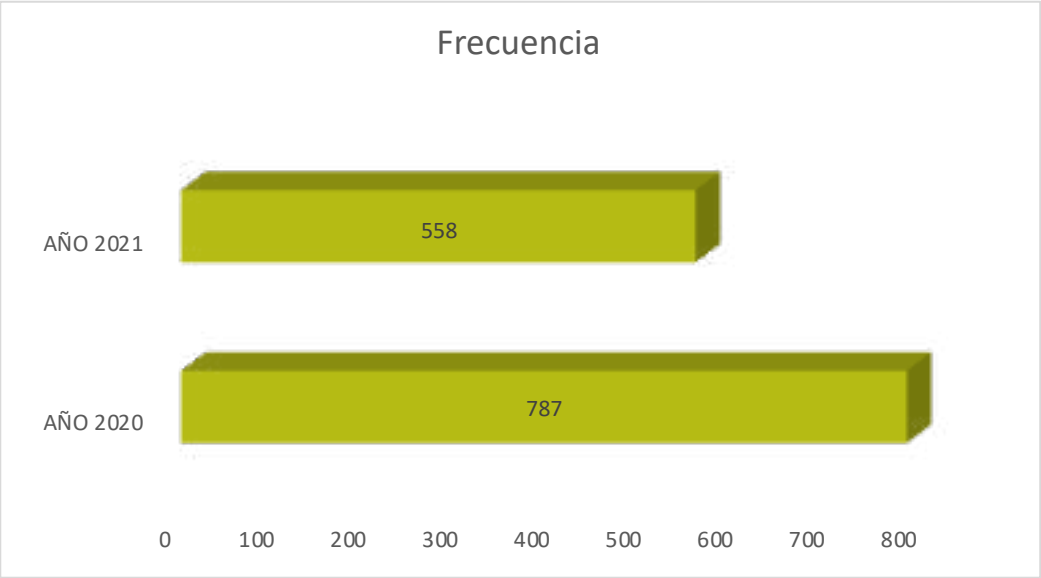


Gráfico 17. Reducción de salidas (Frecuencia) de circuitos después de instalados los reconectores

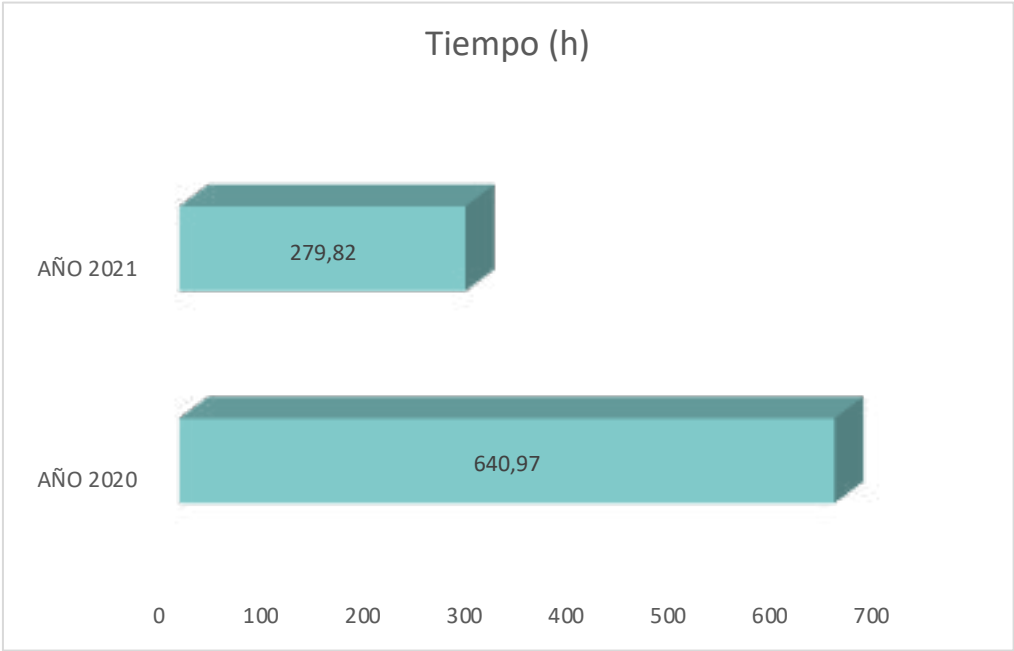


Gráfico 18. Reducción de salidas (Tiempo) de circuitos después de instalados los reconectores

Otras inversiones

Sumado al plan de inversión aprobado, desde el área técnica operativa se han adelantado actividades adicionales, para mejorar la prestación del servicio y atender las solicitudes de cobertura, debido a las dinámicas de desarrollo de la población.

En los municipios donde hacemos presencia, hemos atendido las solicitudes de

nuestros usuarios y hemos realizado las siguientes inversiones para aumentar la cobertura:

Municipio	Inversión	Nuevos usuarios
Mocoa	\$153,330,432	48
Orito	\$82,020,188	35
Piamonte	\$2,499,811	3
Puerto Guzmán	\$18,710,811	7
Villagarzón	\$82,381,861	31
Total	\$ 338,943,103	124

Tabla 26. Expansiones realizadas fuera del plan de inversión 2021

Para proyectos de expansión, se realizó una inversión total de \$ 338,943,103, con lo cual se les dio cobertura a 124 nuevos usuarios, en los diferentes municipios.

Se realizaron trabajos de mantenimiento preventivo y correctivo, los cuales fueron necesarios con el fin de garantizar la confiabilidad y mejorar la calidad del servicio, realizando una inversión de \$ 1,256,362,807.

Municipio	Inversión
Mocoa	\$ 439,229,402
Villagarzón	\$ 304,041,503
Puerto Guzmán	\$ 178,753,532
Orito	\$ 231,777,548
Piamonte	\$ 102,560,820
Total	\$ 1,256,362,807

Tabla 27. Mantenimientos realizados 2021

Ingresos por otros conceptos

Desde la aérea de Distribución, se planteó generar ingresos extras por remuneración, y se proyectó realizar cobro por la revisión de los estudios de conexión, tal y como se establece en la regulación (actividades de expansión y mantenimientos, así como por suspensión del sistema por concepto de demanda no atendida); por los cuales, para el 2021, tuvimos un ingreso de \$367.095.272 y por Arriendo infraestructura: \$ 89,336,204.82.

Descripción del sistema

El departamento del putumayo tiene como punto de conexión con el STN la línea Altamira – Mocoa que conecta a la subestación Renacer propiedad de GEB de 230 kV, donde sale una conexión temporal a la subestación Junín 50 MVA 230/115/34,5/13,2 kV de Propiedad de la Empresa de Energía del Putumayo en donde se realiza la distribución de la energía para la población del medio y bajo putumayo.

Esta subestación cuenta con un autotransformador de 50 MVA a 230/115/13,8 kV del cual se alimentan dos transformadores de 12,5 MVA 115/34,5 kV que satisfacen el consumo de los municipios de Mocoa, Villagarzón, Puerto Guzmán y Piamonte, adicionalmente sale una línea de 115 kV hacia la subestación de Puerto Caicedo y luego a la subestación Yarumo de la Empresa de energía del Bajo Putumayo. De la subestación yarumo se alimentan nuestros usuarios del municipio de Orito.

A continuación, se presentan las figuras del Sistema de Transmisión Regional y el Sistema de distribución Local SDL de la Empresa de Energía del Putumayo.

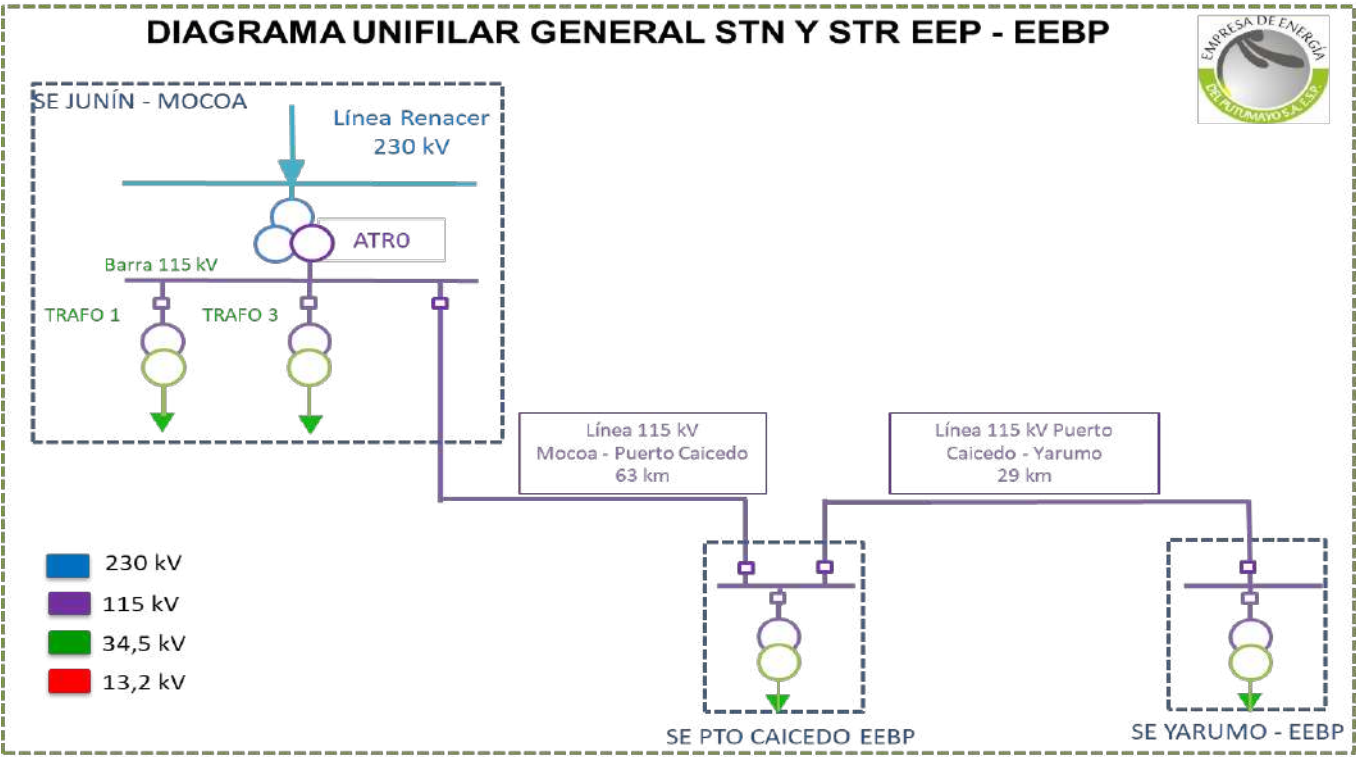


Gráfico 20. Diagrama unifilar STN-STR

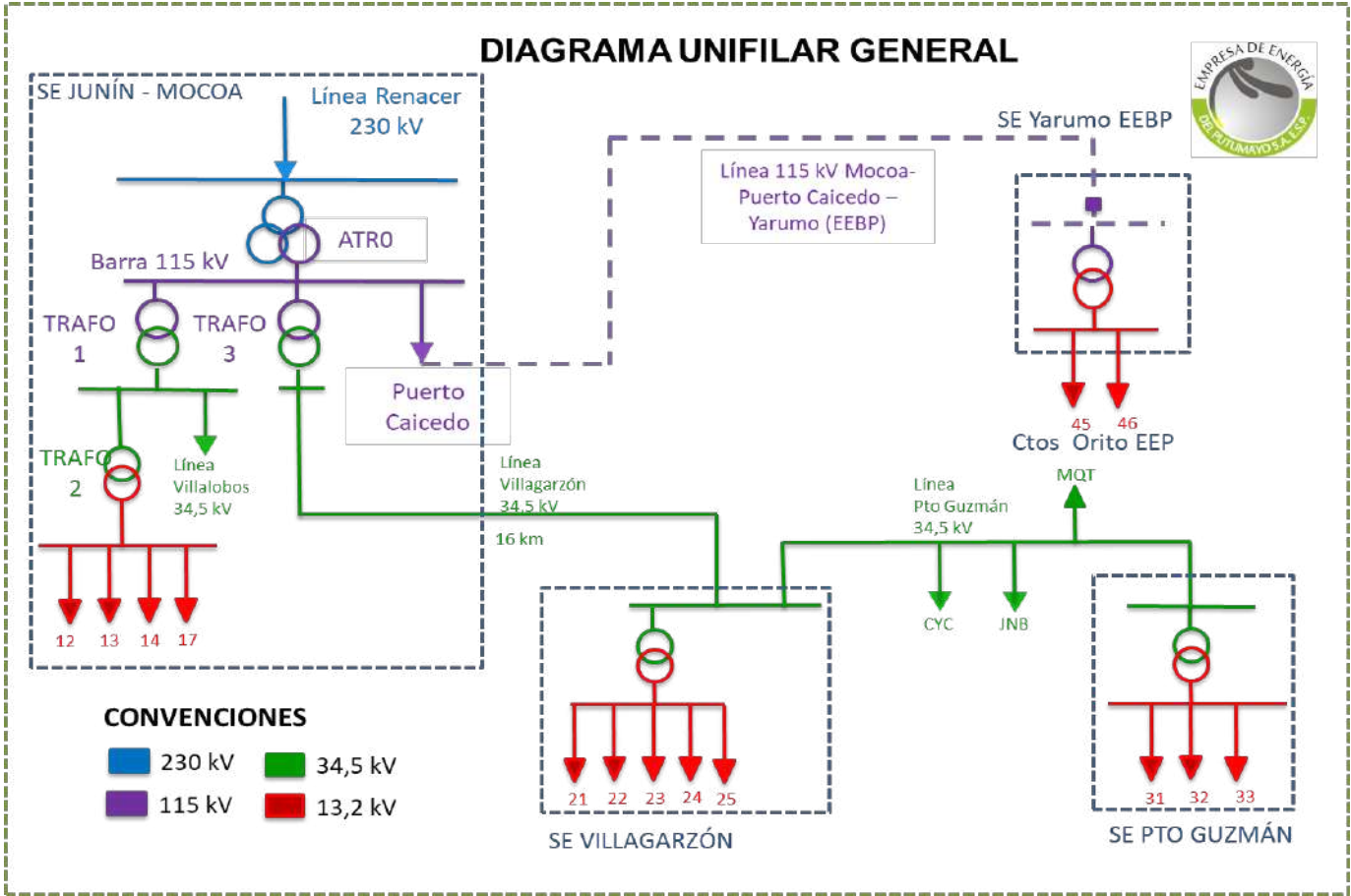


Gráfico 21. Diagrama unifilar general SDL

En el año 2021, se operó la subestación Junín con la conexión en 230 kV, desde Altamira Renacer, y se presentaron las siguientes salidas todas asociadas a la línea, siendo estas las afectaciones más importantes por su alto impacto.

Evento	Fecha	Descripción	Duración horas	Tipo
1	24/01/2021	Evento programado GEB Conexión nueva sub-estación RENACER.	5,39	Programada
2	31/01/2021	Evento programado GEB Conexión nueva sub-estación RENACER.	12,65	Programada
3	14/02/2021	Apertura No programada Disparo Altamira Renacer 230 kV	1,1	No programado
4	19/03/2021	Apertura No programada Disparo Altamira Renacer 230 kV.	1,2	No programado
5	10/06/2021	Apertura No programada Disparo Altamira Renacer 230 kV.	0,87	No programado
6	21/10/2021	Apertura No programada Disparo Altamira Renacer 230 kV.	0,75	No programado
7	25/11/2021	Apertura No programada Error maniobras SE Renacer 230 kV.	0,67	No programado

Tabla 28. Eventos STN Junín - 2021

En la tabla anterior, se observa que se presentaron 5 eventos no programados, después de la entrada en operación de la subestación Renacer GEB, en enero de 2021, pero se ha presentado una mayor estabilidad del sistema; adicionalmente, se debe esperar a que se pueda poner en operación la línea Jamundino – Renacer 230 kV, por parte de GEB, con lo cual se logrará un sistema anillado en 230 kV, que genere mayor confiabilidad.

Mantenimientos en subestaciones

En el año 2021 con la subestación Junín, se logró operar con todas las obras de restablecimiento finalizadas, lo cual generó un impacto positivo tanto en la operación como en el mantenimiento del sistema y la estabilidad que genera tener una conexión en 230 kV con el sistema de transmisión nacional.

La subestación Junín tiene como objetivo dar las garantías necesarias al sistema eléctrico del departamento, mientras se finaliza el proyecto “CONSTRUCCION SUBESTACIÓN RENACER 2x50 MVA 230/115/34,5/13,2 kV CONEXIÓN AL STN MOCOA – PUTUMAYO” que determinara la solución estructural.

Durante el año 2021, se realizaron mantenimientos generales de las subestaciones Junín, Villagarzón y Puerto Guzmán, para garantizar su óptima operación, siguiendo el plan de mantenimiento anual previsto. Estas labores son importantes para mantener la disponibilidad y aumentar la vida útil de los activos críticos.

El Total de las inversiones realizadas en las actividades de mantenimiento, es de \$196.190.949.

A continuación, se presentan algunas actividades representativas:



Imagen 2. Pruebas a equipos SE Junín (Seccionador)



Imagen 3. Mantenimiento revision de Transformador T1



Imagen 4. Pruebas a Autotransformador SE

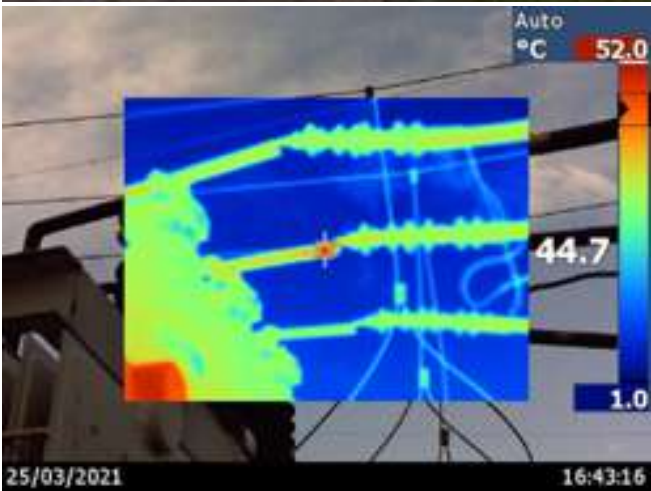


Imagen 5. Prueba Termográfica subestación

Además, se realizaron actividades reposición de equipos que cumplieron con su vida útil, como DPS del transformador T1 de Junín, transformadores de corriente de la subestación Villagarzón y reparación de los radio enlaces de comunicación de las subestaciones Villagarzón, Puerto Guzmán- Cerro Mirador- Junín – Centro de control.



Imagen 6. Instalación de Cts 34.5 Villagarzón

Inversiones realizadas en infraestructura subestaciones

En el año 2021, se materializaron las inversiones de proyectos importantes para la EEP S.A ESP en su compromiso de continuar mejorando la infraestructura y maximizar el aprovechamiento de las herramientas tecnológicas con las que cuenta la Empresa y el centro de control.

El total de las inversiones realizadas, en desarrollo de las actividades descritas, es de \$ 537.871.794.

Acto seguido, se destacan los siguientes proyectos:

Integración de las subestaciones de Villagarzón y Puerto Guzmán con el centro de control.

Este proyecto ha permitido que se realice una supervisión y control en tiempo real de las subestaciones desde el centro de control ubicado en Mocoa, con lo cual, se pueden atender de manera oportuna los eventos que se presentan. Con este proyecto se da cumplimiento al ítem d del capítulo 5.2.10 requisitos del esquema de calidad de la resolución CREG 015 de 2018.

Medidores de calidad de la potencia Junín.

Los medidores de calidad de Potencia es una exigencia regulatoria que ha estado exenta de cumplimiento por las resoluciones asociadas a la tragedia del 31 de marzo de 2017. Con la resolución CREG 189 de 2021 se extendió el plazo para reporte de ésta, hasta febrero de 2022. Es por esto que en el año 2021 se realizó la contratación y la ejecución de la instalación de éstos, con el objetivo de iniciar el reporte.

La medición de calidad se realiza en las barras de la subestación Junín 115 kV, 34,5 kV y 13,2 kV con la cual se determina la calidad de la potencia entregada a los usuarios del sistema eléctrico.



Imagen 7. Tablero medidores Calidad potencia Instalado

Integración de equipos reconectores de circuitos

Durante el año 2021 se logró realizar la contratación de la integración de 14 equipos reconectores ubicados en los circuitos de distribución de la EEP S.A ESP con el centro de control en Mocoa, con esto se podrá tener mando, control y vigilancia de estos equipos, permitiendo tener una mejora en la prestación del servicio, disminuyendo los tiempos de respuesta a fallas.

La integración de los equipos reconectores es obligación regulatoria del cumplimiento de los requisitos del esquema de calidad. Este contrato será ejecutado en el año 2022, con lo cual se podrá realizar la auditoria de cumplimiento de los requisitos de capítulo 5.2.10 Requisitos del esquema de incentivos y compensaciones de la resolución CREG 015 de 2018.

Municipio	Circuito	Seccionador	Longitud	Latitud	Marca
Mocoa	Cp12	Smoc0005	-76,647815	1,144029	NOJA RC 10
Mocoa	Cp13	Smoc0014	-76,648474	1,153032	SCHNEIDER U27
Mocoa	Cp14	Smoc0021	-76,664144	1,080893	NOJA RC 10
Mocoa	Cp17	Smoc0026	-76,645305	1,194197	NOJA RC 10
Orito	Cp45	Rori001-cp45	-76,860085	0,6525	NOJA RC 10
Orito	Cp46	Sori0028	-76,874521	0,666644	NOJA RC 10
Villagarzón	Cp21	Rvil001-cp21	-76,617671	1,029317	NOJA RC 10
Villagarzón	Cp22	Svil0005	-76,617827	1,032332	NOJA RC 10
Villagarzón	Cp23	Svil0045	-76,601614	0,96803	NOJA RC 10
Villagarzón	Cp24	Rvil003-cp24	-76,556219	1,002334	NOJA RC 10
Villagarzón	Cp25	Svil0031	-76,665117	0,987304	NOJA RC 10
Guzmán	Cp33	Spgz0010	-76,277551	0,945824	NOJA RC 10
Piamonte	Cp32	Spia5031	-76,455926	1,003543	NOJA RC 10
Villagarzón	Cp3 (limón)	Rvil3001	-76,537519	1,023178	ABB PCD2000
Mocoa	Centro control	Centro control	-76,649332	1,14812	

Tabla 29. Ubicación de segundo equipo reconector en circuitos SLD

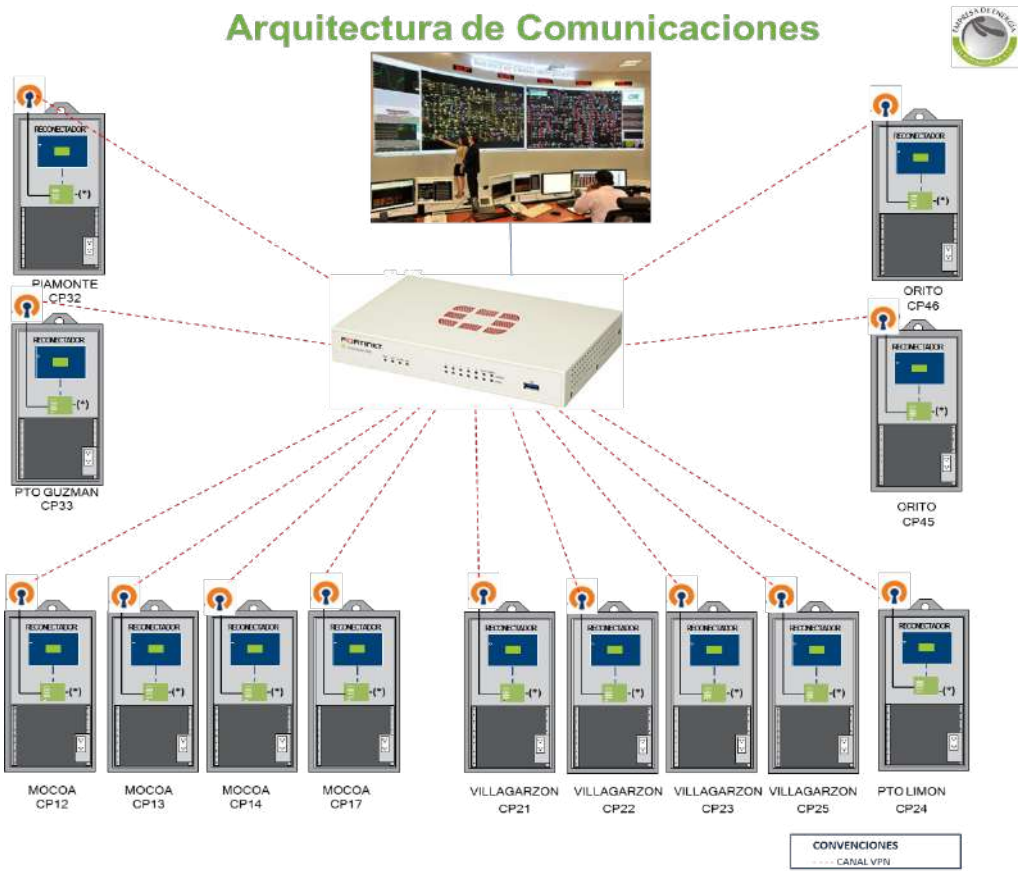


Imagen 8. Arquitectura de comunicaciones integración reancladores

Nueva subestación Mocoa

Para la Empresa de Energía del Putumayo, el proyecto “CONSTRUCCIÓN SUBESTACIÓN RENACER 2x50 MVA 230/115/34,5/13,2 kV CONEXIÓN AL STN MOCOA – PUTUMAYO”, es el proyecto más importante desarrollado dentro de la gestión del plan de recuperación de la tragedia de la avenida fluvio torrencial, del 31 de marzo de 2017, así como el principal proyecto del plan de inversión, aprobado en el marco de la resolución CREG 015 de 2018.

En el año 2021, se logró un avance estratégico en los diferentes componentes técnicos de ingeniería, legales y regulatorios, que un proyecto de esta magnitud requiere. Ahora, se mencionan los avances en cada área específica del proyecto.

1. Adquisición del terreno

Durante el año 2021, a pesar de las dificultades económicas derivadas del impacto de la aprobación de nuevos cargos, se logró materializar los pagos pactados en el contrato de promesa de compraventa del predio El Porvenir de la Vereda Los Guaduales en el Municipio de Mocoa, el cual se firmó en el mes de octubre de 2020, por un valor final de Quinientos sesenta millones de pesos (\$560.000.000), con un área total de 1 Ha + 6215 m2.

En el mes de diciembre de 2021 se realizó el proceso de firma del documento del terreno, la cual quedo registrada mediante la escritura pública número 1685 del 30 de diciembre de 2021, en la notaría única del círculo de Mocoa.



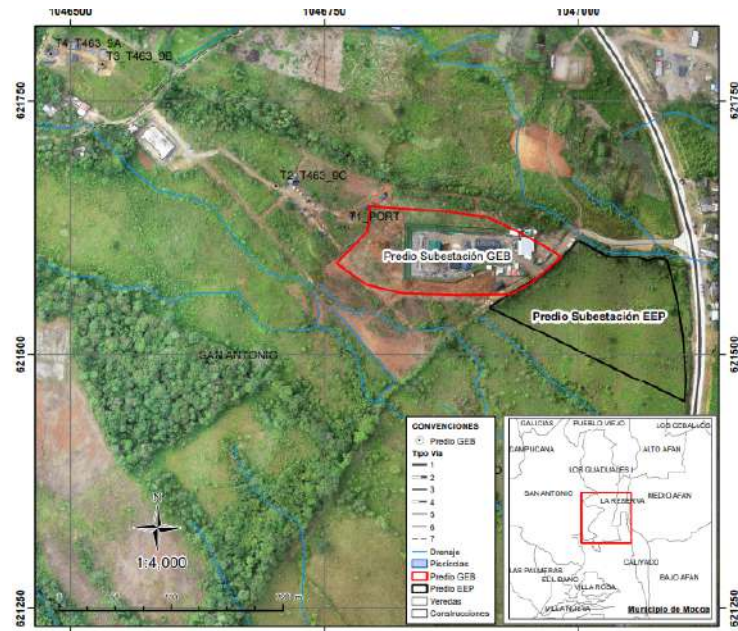


Imagen 9. Ubicación geográfica del terreno Nueva Subestación

2. Proceso de licencia ambiental

La Energía del Putumayo realizó la contratación del “ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA NUEVA SUBESTACIÓN MOCOA (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 (CORPOAMAZONÍA), para la construcción y operación de la nueva subestación eléctrica Mocoa (RENACER) 230/115/34,5/13,2 KV.

El valor total de esta inversión, fue de \$699.589.016. El licenciamiento ambiental es parte fundamental del proceso de inicio de obras.

Durante el periodo de julio a diciembre de 2021 la dirección territorial del Putumayo de CORPOAMAZONIA realizo la revisión y posterior concepto favorable del estudio de impacto ambiental presentado para la emisión de la respectiva licencia ambiental, para ello, era necesario finalizar el proceso de compra del terreno y tener la escritura de este, lo cual se logró el 30 de diciembre de 2021.

Una vez entregada la escritura a CORPOAMAZONÍA, se expidió la resolución 0031 de 19 enero de 2022 “Por medio de la cual se otorga Licencia Ambiental a la EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P., identificada con NIT No. 846000241-8 para el proyecto “CONSTRUCCION SUBESTACIÓN ELECTRICA MOCOA (RENACER) 230/115/34,5/13,2 kv CON CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN 2x50 MVA PARA EL DEPARTAMENTO DEL PUTUMAYO”.

Diseño y construcción de subestación Nueva Mocoa 230 kV

La Empresa de Energía del Putumayo, realizó el proceso de la SPO 001 del 2020, cuyo objeto es la “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 día 30 de agosto de 2020, se cumplió la adjudicación de este, el cual fue entregado a la empresa EDEMSA S.A.

Dentro de las actividades iniciales que se ejecutaron, se destaca la ingeniería de detalle, insumo principal para el éxito del proyecto.

3. Ingeniería de Detalle

El constructor del proyecto (EDEMSA) presenta avances significativos en la ingeniería de detalle, ingeniería civil de la obra y está avanzando en la gestión de compras de equipos GIS y de potencia que se encuentran definidos y caracterizados.

A continuación, se presenta el levantamiento topográfico actualizado con la última versión de la implantación de la vista superior de la nueva subestación.

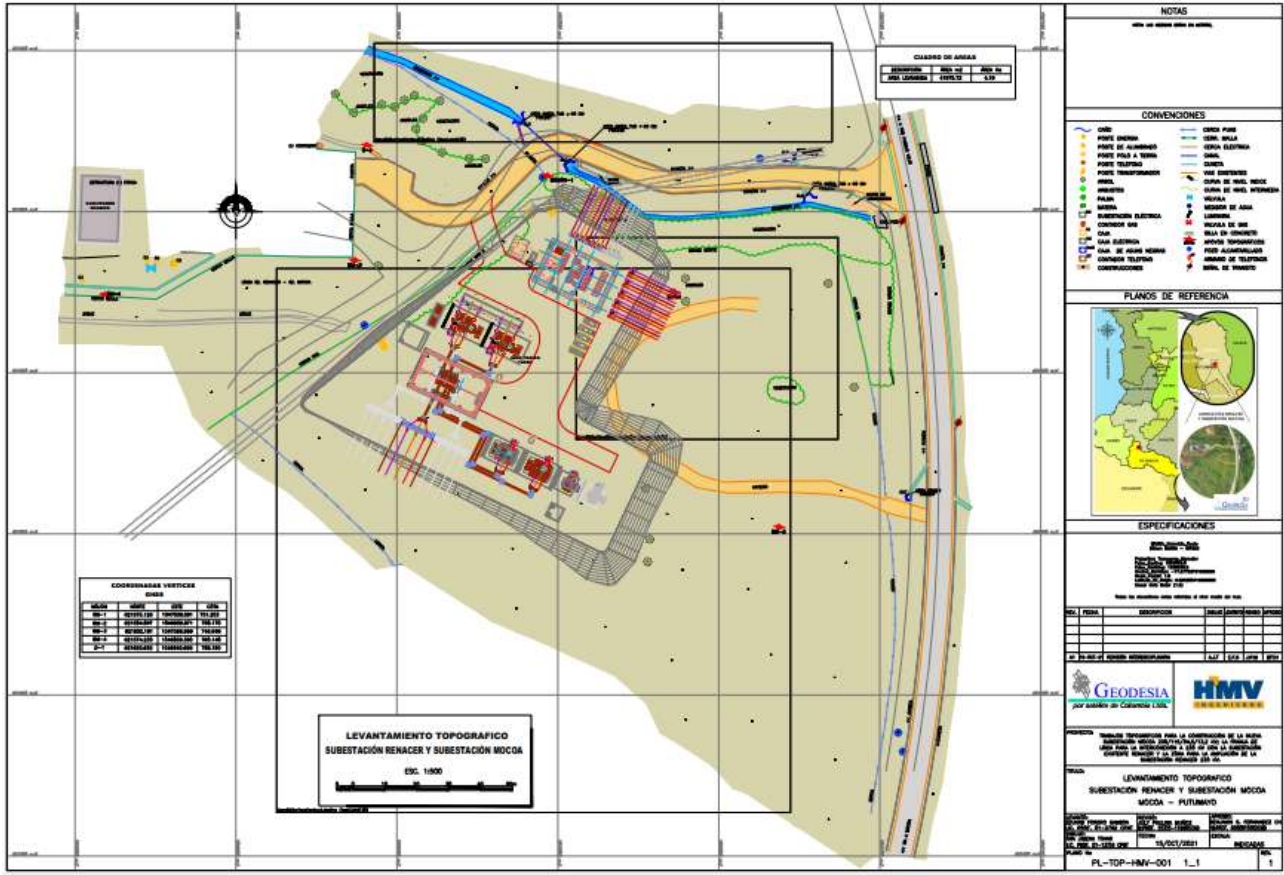


Gráfico 22. Plano topográfico con implantación actual de vista planta

En el desarrollo de la ingeniería fue necesario realizar una reorganización del diseño inicial de distribución en patio de la subestación

A continuación, se muestra la vista de planta del proyecto.

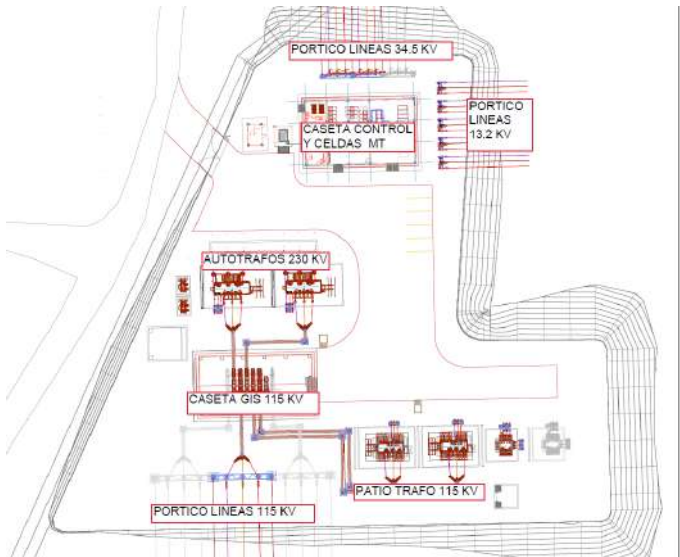


Gráfico 23. Vista Planta Proyecto Subestación Renacer Mocoa

4. Configuración final de la subestación

La subestación Renacer, será una subestación con capacidad de 100 MVA, suministrada por dos transformadores 230/115/13,2 kV de 50 MVA cada uno, y que trabajarán en paralelo.

En 115 kV, se tendrán 2 transformadores de 25 MVA; igualmente, tendrán la capacidad de trabajar en paralelo, que junto a la configuración doble barra de la subestación, en las bahías de 230kV, 115 kV y 34,5 kV, le darán a la subestación RENACER una alta confiabilidad,permitiendo realizar mantenimiento programadosobre cualquier activo, sin necesidad de consignaciones con DNA; esto, contemplando la alta confiabilidad de una subestación GIS y su larga vida útil.

Adicionalmente, se dejaron los espacios de reservas necesarios en cada nivel de tensión, con el objetivo de realizar expansiones necesarias, para los 50 años de proyección de funcionamiento.



5. Obras de mitigación de riesgo en terreno

Durante el mes de marzo de 2021, se recibieron los diseños de las obras de mitigación que se plantearon en el terreno que se adquirió.

La obra que se contempla construir se trata de un muro de contención en concreto reforzado, con una longitud de aproximadamente 100m en forma de L, ubicada en la esquina occidente del predio distribuido en 50m sobre el lindero con la Subestación del Grupo de Energía de Bogotá (GEB) y 50m sobre el lindero familia Ortega Lozano, el cual se proyecta construir en el año 2022.

El muro de contención se conforma de una altura total de cinco (5) metros, de los cuales, tres (3) metros corresponden a estructura de contención y dos (2) metros para protección en caso de avenida torrencial.

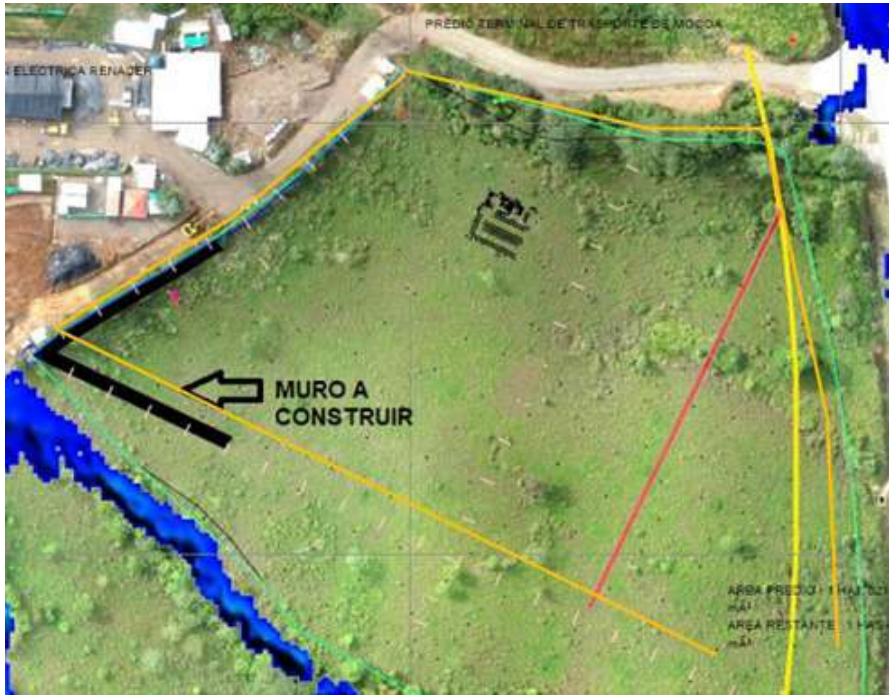


Gráfico 24. Ubicación en Planta Obras de Mitigación Proyecto Subestación Renacer Mocoa

6. Avance reportado del proyecto subestación Retener MOCOIA EDEMSA

Con el avance presentado en ingeniería de detalle, el contratista estima un adelanto del proyecto del 28%, frente a un avance planificado del 45%, como se muestra en la siguiente curva S.

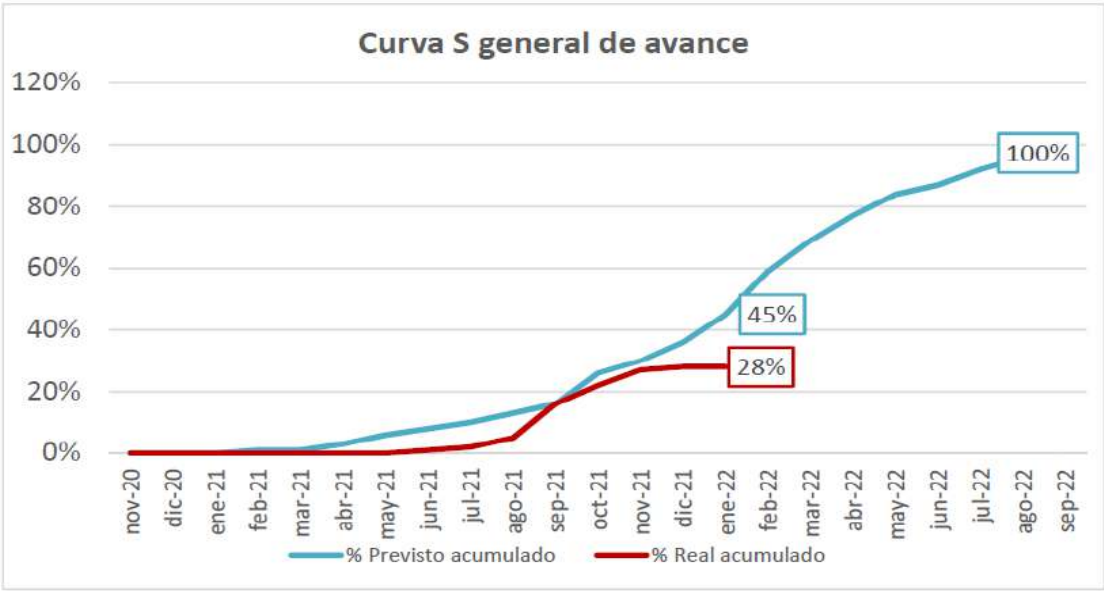


Ilustración 1 Curva S general de avance

Gráfico 26. Curva S general de avance Subestación Retener Mocoa

Sumado a los productos de ingeniería que se han presentado, se tiene que el avance financiero del proyecto, presenta las siguientes órdenes de compra:

- Gabinete eléctrico a GIS Retener 230 Kv
- Subestación GIS 115 KV
- Dos (2) Transformadores 115/34,5 kV 25 MVA
- Un (1) Transformador 34,5/13.2 kV 15 MV

Con respecto al anterior, el avance financiero del proyecto es de un 6,3%, con 3.293 millones de pesos, de un total de 52.554 millones de pesos.

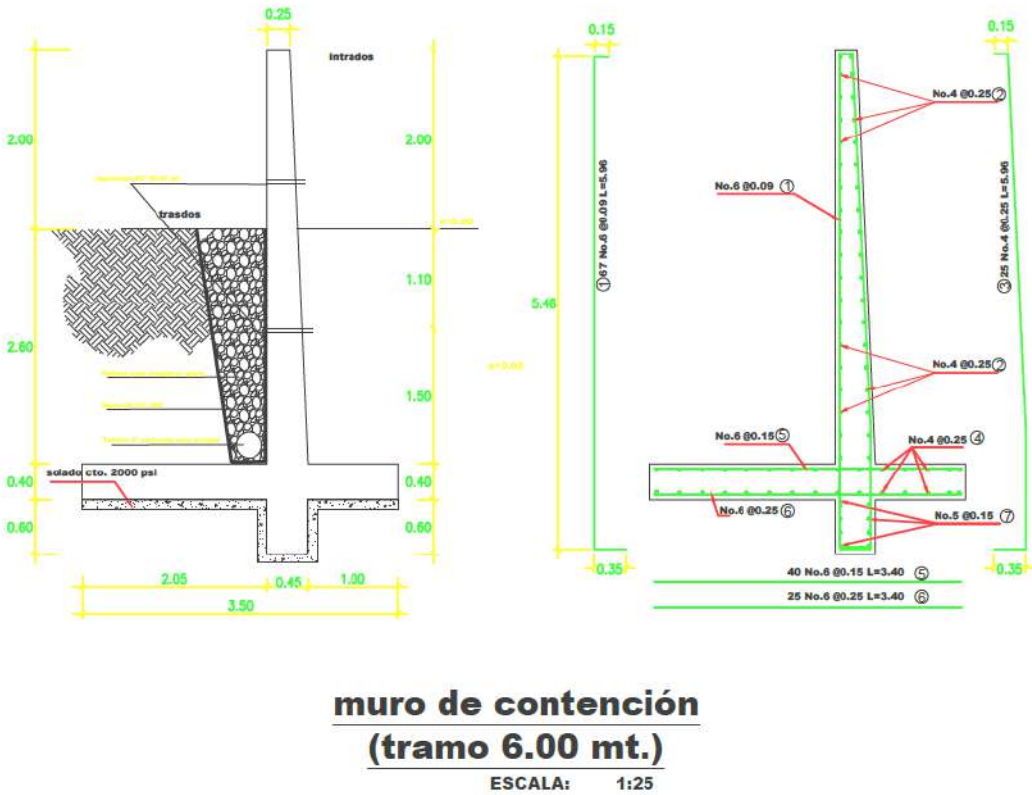


Gráfico 25. Corte y medidas de Obras de Mitigación Subestación Retener Mocoa

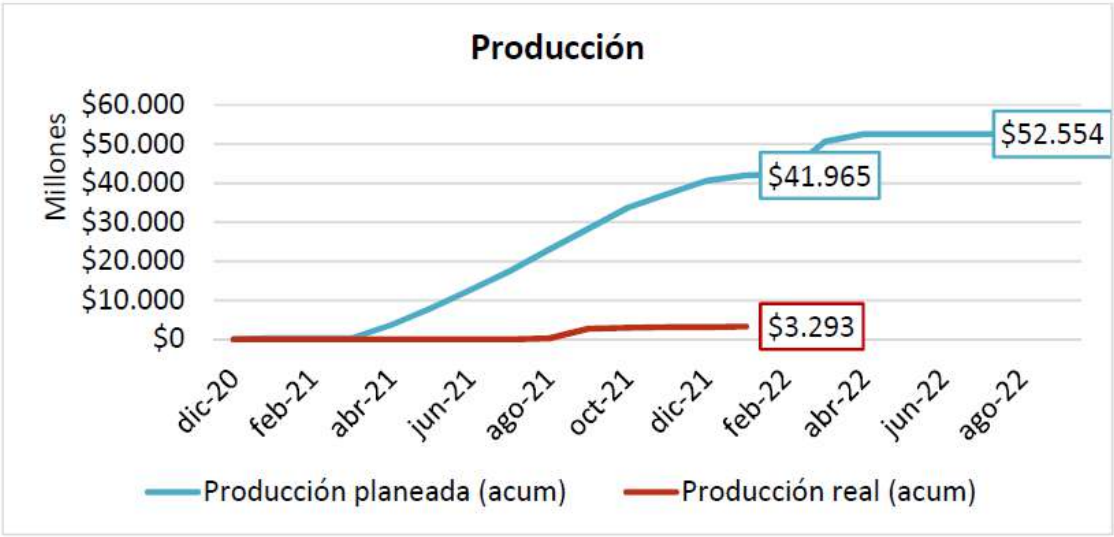


Gráfico 27. Curva S de producción Subestación Renacer Mocoa

Actualmente, la empresa EDEMSA SA ESP, continúa trabajando en la ingeniería final de detalle, que se entregará en el mes de febrero 2022, con lo cual se iniciará la etapa constructiva en el mes de marzo de 2022. Con la resolución CREG 189 de 2021, se estableció la fecha de finalización del proyecto en septiembre de 2023.

Gestión regulatoria del Proyecto

Frente a los avances legales y regulatorios, durante el mes de julio de 2021, se presentó ante la CREG una solicitud de ampliación a la Resolución CREG 105 de 2019 que modifico la Resolución CREG 141 de 2017 “Por la cual se modifican temporalmente algunos aspectos de las resoluciones CREG que regulan la calidad del servicio y el suministro de información, con motivo del evento ocurrido en el municipio de Mocoa, departamento del Putumayo, el 31 de marzo de 2017”. Frente a lo anterior la CREG expidió la resolución CREG 189 de 2021 donde aceptó la solicitud de la Empresa para modificar la fecha final de la etapa 3 del restablecimiento para el mes de septiembre de 2023 y ajustando así los términos de esta.

Adicionalmente, en el mes de julio de 2021, se presentó a la UPME mediante radicado 20211110054922, el estudio técnico económico de “CONSTRUCCIÓN SUBESTACIÓN RENACER MVA 230/115/34,5/13,2 kV CONEXIÓN AL STN MOCOA – PUTUMAYO.” El cual mediante radicado UPME 20211520113921 del 09 de diciembre de 2022 se aprobó con el asunto: “Concepto de viabilidad Subestación Renacer 230/115/34.5 kV, para cargos de nivel de Tensión 4”.

En el concepto de viabilidad se estableció entre otros la FPO (Fecha puesta en

operación) para el proyecto así:

“Con las obras de expansión en el STR, tales como la nueva subestación Renacer 115 kV y los transformadores 230/115 kV de 50 MVA cada uno en Renacer, se elimina la Demanda No Atendida ± DNA en caso de no contar con el proyecto, de esta manera, la red asociada presenta un adecuado comportamiento en cuanto a cargabilidad y perfiles de tensión en condición normal de operación y ante contingencias. En tal sentido, los beneficios por eliminación de la DNA superan los costos adicionales de inversión, valorados con Unidades Constructivas de la Resolución CREG 015 de 2018.

En consecuencia, existe justificación técnica y económica para la ejecución del proyecto de expansión subestación Renacer 115 kV y obras asociadas, con fecha de puesta en operación para abril de 2023 en la primera etapa y septiembre de 2023 en la segunda etapa, según lo reportado por el Operador de Red.”

Implementación de esquema de calidad

La Empresa de Energía del Putumayo, ha avanzado en el desarrollo de actividades tendientes al cumplimiento de los requisitos establecidos el Capítulo 5.2.10: Requisitos para la Aplicación del esquema de Incentivos y Compensaciones de la resolución CREG 015 de 2018, que se convierten en obligatorios, una vez se realiza la aprobación de cargos definitivos en la resolución CREG 017 de 2021.



En el desarrollo de las actividades, ha realizado un análisis interno de cumplimiento de los requisitos, que se presenta en la tabla siguiente:

No.	Requisito	Cumplimiento a junio de 2021
5.2.10 Requisitos para la Aplicación del Esquema de Incentivos y Compensaciones		
a	Vinculación de cada usuario a la red de distribución, identificando los elementos a través de los cuales se conecta al SDL, como son los transformadores de nivel de tensión 1, 2 y 3 y los circuitos de nivel de tensión 1, 2 y 3. El OR deberá contar con un procedimiento que garantice la actualización permanente de la información de georreferenciación de la red y de la vinculación de usuarios a la red de distribución, que haga parte de su certificación de gestión de la calidad	100%
b	Certificación del sistema de medición y procedimientos de registro y reporte del OR, en el que se incluyen como mínimo las condiciones establecidas en esta resolución.	100%
c	Sistema de gestión de la distribución, DMS	100%
d	Telemedición y control automático en elementos de corte y maniobra instalados en todas las cabeceras de circuito	100%
e	Contar con un segundo equipo instalado en por lo menos el 90% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3 del OR, el cual por lo menos debe ser telemedido y detectar ausencia o presencia de tensión en el circuito. Este equipo es adicional al mencionado en el literal d anterior	80%
f	Contar con un tercer equipo de telemedición, que sea de corte y maniobra y telecontrolado y que sea adicional a los mencionados en los literales d y e. Estos equipos deben estar instalados en por lo menos el 70% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3	25%

Tabla 30. Requisitos esquema Incentivos y Compensaciones CREG 015 de 2018

Ahora, se presentan los criterios internos que se utilizaron para cuantificar el avance del cumplimiento de cada requisito.

1. Evaluación frente a los requisitos de la resolución CREG 015 de 2018

a)

Vinculación de cada usuario a la red de distribución, identificando los elementos a través de los cuales se conecta al SDL, como son los transformadores de nivel de tensión 1, 2 y 3, y los circuitos de nivel de tensión 1, 2 y 3. El OR deberá contar con un procedimiento que garantice la actualización permanente de la información de georreferenciación de la red y de la vinculación de usuarios a la red de distribución, que haga parte de su certificación de gestión de la calidad.

b)

Certificación del sistema de medición y procedimientos de registro y reporte del OR, en el que se incluyen como mínimo las condiciones establecidas en esta resolución.

La EEP S.A ESP cuenta con el sistema gestión de calidad, debidamente certificado en la norma ISO 9001 2015 por ICONTEC, en la cual se establecen los procedimientos de todas las áreas de la Compañía, particularmente los del área de distribución, donde se realiza este proceso. Con lo anterior se estima un cumplimiento del 100% del requisito.

c)

Sistema de gestión de la distribución, DMS. La EEP S.A ESP desde el año 2016 construyo el centro de control para lo cual adquirió el sistema SPARD, de la empresa Energy Computer Systems, que incluye las características del sistema que se establecen en el numeral 5.2.11.2 Registro de la información de los eventos donde establece que:

“El DMS deberá estar compuesto por un sistema SCADA, un sistema de información histórica, HIS; un sistema de información geográfico, GIS; un sistema de gestión de eventos, OMS; un sistema de información de usuarios, CIS; un sistema de información de cuadrillas, CMS; y un servicio de reporte de eventos vía telefónica, IVR. Todos estos sistemas deben contar con una plataforma integrada de operación, con interfaces que les permitan comunicarse entre ellos.” La EEP S.A ESP cuenta con un sistema integral para los requisitos mencionados, adquirido con la plataforma SPARD, en el centro de control. Con lo anterior, se da cumplimiento del 100% del requisito.

d)

Telemedición y control automático en elementos de corte y maniobra instalados en todas las cabeceras de circuito. La EEP S.A ESP cuenta con 14 circuitos de distribución de nivel 2 y 2 circuitos de nivel 3 para un total de 16 circuitos.

Actualmente la Empresa tiene instalados equipos de telemedición y control automático en elementos de corte y maniobra, instalados en las 16 cabeceras de circuito mencionados. Los 16 equipos citados, están integrados y efectivamente telemedidos y controlados al centro de control control y al sistema DMS de la Compañía.

La EEP S.A ESP estima que el cumplimiento del 100% del requisito se dé con la finalización de los trabajos de integración de equipos de subestación a diciembre 2021

e)

Contar con un segundo equipo instalado en al menos el 90% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3 del OR, el cual por lo menos debe ser telemedido y detectar ausencia o presencia de tensión en el circuito. Este equipo es adicional al mencionado en el literal d anterior.

La EEP S.A ESP cuenta con 14 circuitos de distribución de nivel 2, y 2 circuitos de nivel 3, para un total de 16 circuitos. A la fecha, la Empresa tiene instalados equipos de corte maniobra y telemedición, en 15 de los 16 circuitos señalados.

En la actualidad, los 15 equipos mencionados, se encuentran en proceso de ser integrados y efectivamente telemedido y controlados al centro de control y al sistema DMS de la EPP. Se estima el cumplimiento del 80% del requisito.

La Empresa proyecta que los trabajos se ejecutarán entre el segundo y tercer trimestre de 2022, para alcanzar 100% del requisito.

f)

Contar con un tercer equipo de telemedición, que sea de corte y maniobra y telecontrolado, y que sea adicional a los mencionados en los literales

d y e. Estos equipos deben estar instalados en por lo menos el 70% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3.

Actualmente, la Empresa espera que para marzo del 2022 se pueda tener el cumplimiento del requisito con la instalación de los equipos reconectores. Con el balance anterior, la EEP S.A ESP ha estimado internamente que se tiene un cumplimiento del 84% del esquema de calidad de la resolución CREG 015 de 2018.

Plan de acción de cumplimiento

La EEP es consciente de la necesidad de cumplir la totalidad de los requisitos, para presentar las auditorías solicitadas en los numerales 5.2.10 y 5.2.12 de la resolución CREG 015 de 2018; por consiguiente, presenta el siguiente plan de acción:

Integración de segundo equipo reconector del literal e)

La EEP S.A ESP proyecta que, en el mes de marzo de 2022, tendrá respuesta de los recursos interpuestos ante la CREG, frente al cálculo de los cargos por distribución; por tal motivo, establece que en este mes podrá tener flujo de caja para pagar el anticipo del contrato de integración del segundo equipo reconector de cada circuito (14 equipos). La implementación de la integración de los equipos será de 4 meses, a partir de la fecha, con lo cual, en el mes de julio de 2022, se tendrá implementado este punto.

Solicitud de firmas auditora

En el mes de enero 2022, se solicitará al CNO la terna de firmas auditoras que serán asignadas a la EEP S.A ESP para la selección. Una vez se tenga la lista, se iniciará el proceso de contratación, para el primer trimestre de 2022.

Proceso de contratación auditoría

De la lista de auditores, se realizará el proceso precontractual y contractual, en el año 2022. Se establece que para el mes de febrero de 2022, se tendrá el proceso de contratación de las auditorías del numeral 5.2.10 y del 5.2.12.

Inicio de auditoría

Una vez se inicien los trabajos de integración de los equipos en julio de 2022, se iniciará el proceso de auditoría al numeral 5.2.10 literal a, b, c y d con la firma seleccionada; al mismo tiempo se avanzará en la integración y cumplimiento del requisito e), con lo cual todo el esquema estará auditado para el mes de septiembre de 2022.

Entrega de informes Auditoría

Con lo anterior la Empresa de Energía del Putumayo propone la entrega de resultados de la auditoría al numeral 5.2.10 en el mes de septiembre del 2022 a la SSPD (Super Intendencia de Servicios Públicos).

Centro de control de la Empresa de Energía del Putumayo

Dentro del negocio de la distribución de energía eléctrica, los operadores de red OR en nuestro país, cada vez están más encaminados a sistematizar sus procesos de recolección de información, operatividad de sus equipos, supervisión y reportes de indicadores de calidad de los mismos; en ese sentido, la EEP, siendo consecuente con la reglamentación actual, impartida por el Ministerio de minas y energía, como lo es la resolución CREG 097 del 2008, y posteriormente la CREG 015 del 2018, ha realizado grandes esfuerzos e inversiones, tanto de capital como intelectual, para lograr cumplir con las exigencias regulatorias.

La implementación de sistemas de información robustos, confiables y eficaces, como Survalent (SCADA) y Energy Computer System (SPARD), con todo su portafolio de aplicaciones y servicios, son nuestra respuesta para las necesidades de sistematización y control que exigen los entes reguladores de la distribución y comercialización de energía eléctrica en el país; por lo tanto, se describen las interfaces, metodologías de manejo e ingeniería aplicada a estos sistemas.

SCADA – Survalent

En el centro de control, contamos con equipos integrados que permiten garantizar la calidad del servicio en tiempo real y la supervisión de la red eléctrica, mediante el sistema SCADA de Survalent, con interfaz SmartVU, al cual están integrados. Contamos con personal 24/7 que operan el sistema, con el fin de solucionar incidentes que se presenten. Este sistema permite ver el estado de interruptores y su manipulación en tiempo real.

En la subestación Junín tenemos veinticinco (25) equipos conectados a un concentrador, donde se integran las señales análogas (tensiones y corrientes) y digitales (estados y posiciones), y al mismo tiempo estas señales se ven reflejadas en el esquemático que se muestra a continuación.

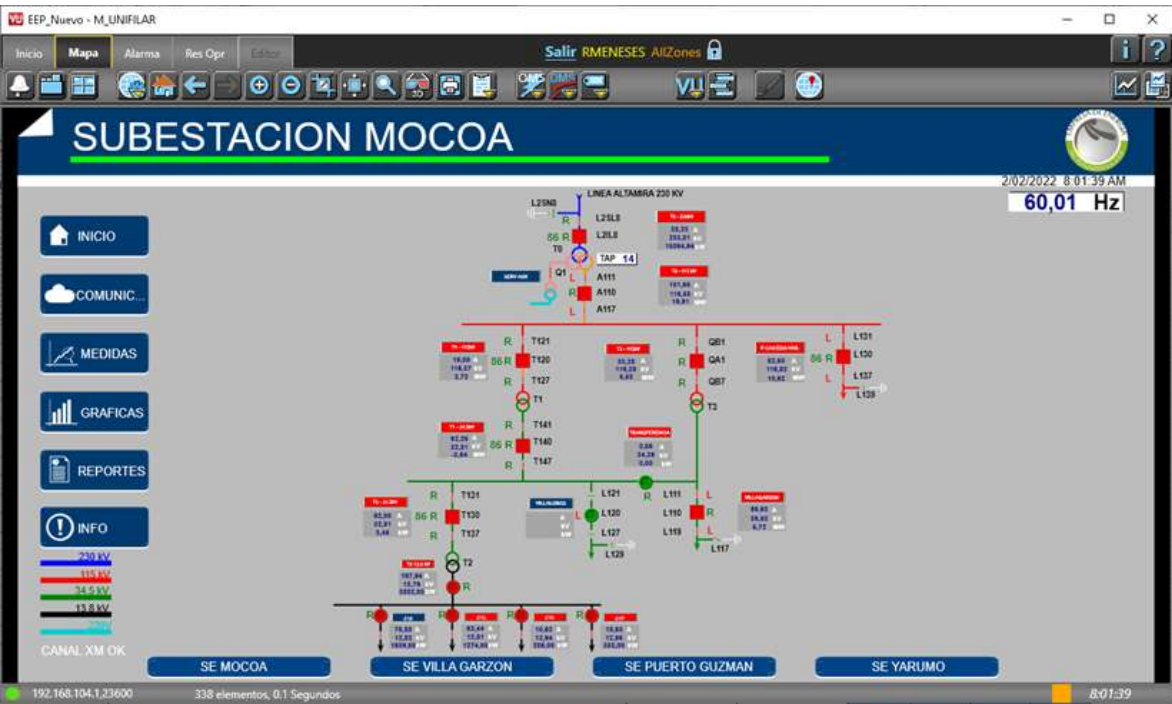


Imagen 10. Esquemático de subestación Junín SCADA

Para la comunicación con la subestación Villagarzón, se cuenta con un sistema de radioenlaces punto a punto, tomando como nodo de referencia el cerro mirador, que conecta directo con la subestación Villagarzón, a Puerto Guzmán y Junín.

En la subestación Villagarzón, tenemos ocho (8) reconectadores integrados, como se muestra en la siguiente figura.

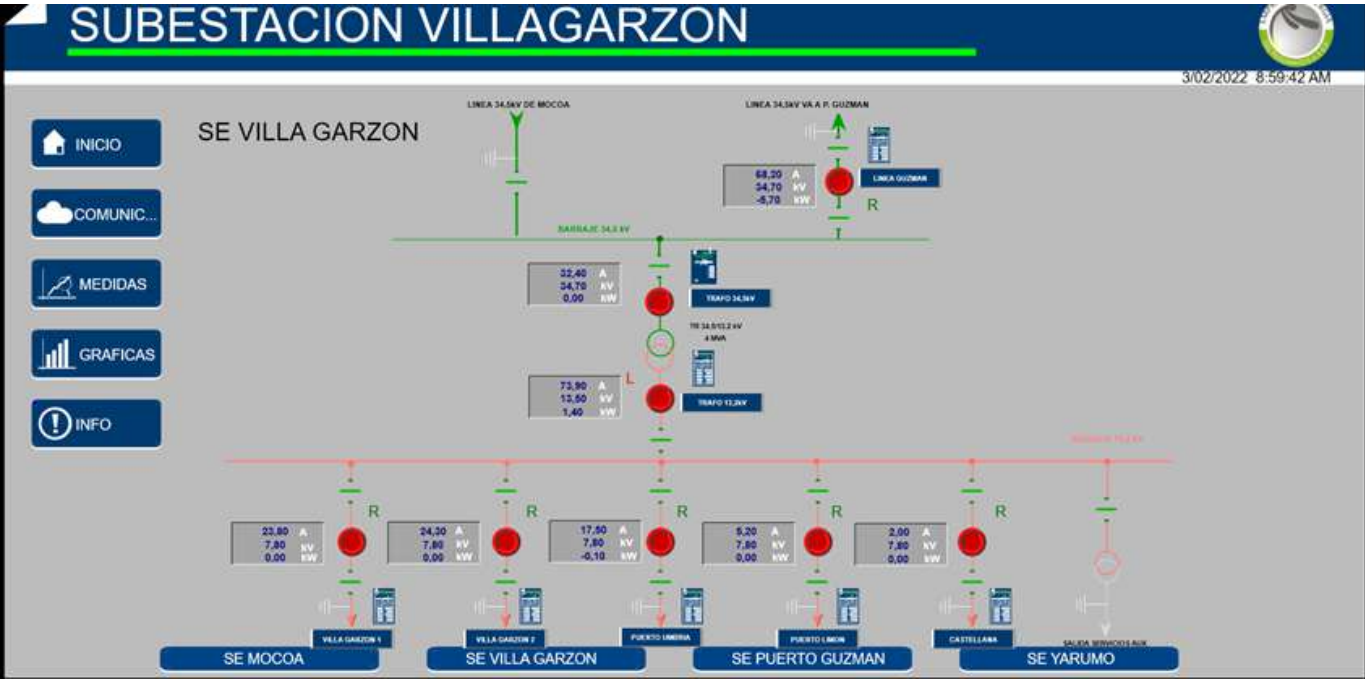


Imagen 11. Esquemático de Subestación Villagarzón SCADA

En la subestación Puerto Guzmán, tenemos cuatro (4) reconectadores, como lo indica la sucesiva figura.

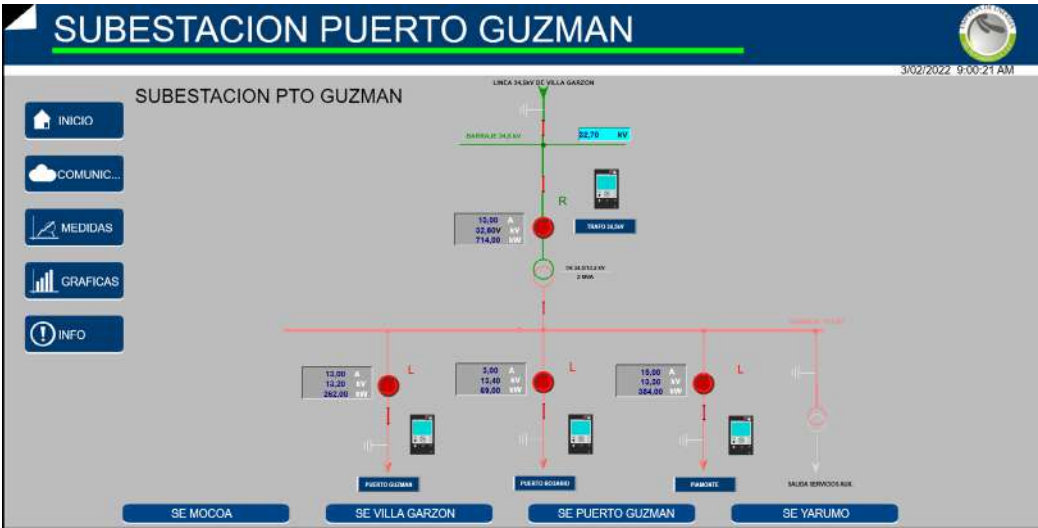


Imagen 12. Esquemático de Subestación Puerto Guzmán SCADA

El centro de control, logra con esta herramienta mantener la supervisión del estado de todos los circuitos, realizar maniobras y dar información veraz y precisa a los técnicos de campo, sobre el estado del sistema; adicionalmente, se puede mantener un registro de mediciones que permiten realizar análisis y planeación de la operación.

SPARD OMS – Energy Computer System

La herramienta que se usa para la ejecución y análisis de los mantenimientos, gestión de cuadrillas y formatos regulatorios, se llama SPARD®OMS, la cual permite que el flujo de información sea totalmente coordinado, al tener una base de datos unificada de la red, en tiempo real, que le permitirá evaluar, de manera precisa, cómo una interrupción afecta a los clientes, de qué manera priorizar las respuestas, asignar cuadrillas, determinando la mejor posibilidad de solución.

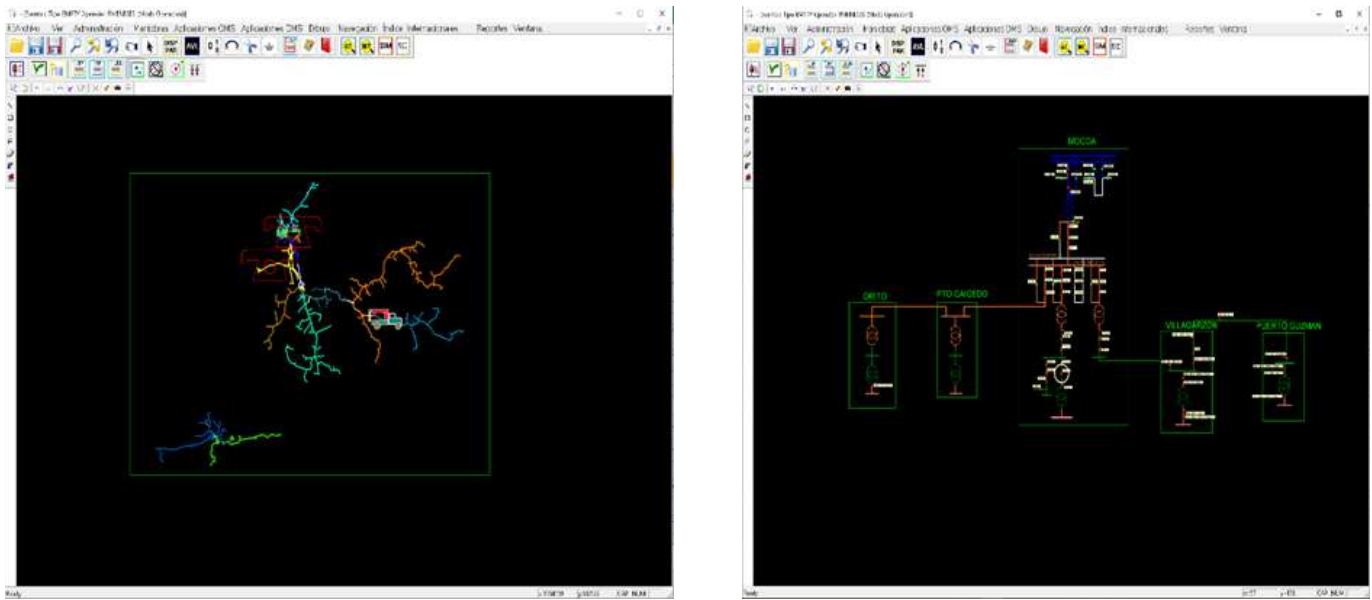


Imagen 13. Ubicación Geográfica Redes SDL y Sistema STR EEP SPARD

El SPARD®OMS ayuda a reducir los tiempos de restauración del servicio, mejora la comunicación con los clientes, gracias a su conexión con el SPARD®TCS, y permite facilitar el registro de información correspondiente a interrupciones, maniobras y eventos que se generaron en la red y que se reportan por los usuarios.

El SPARD®OMS obtiene la información de los equipos que están telecontrolados, haciendo una consulta continua del estado de (apertura/cierre) de cada interruptor en la red de distribución, mediante la conexión con el sistema SCADA; además, permite

al operador introducir manualmente la información sobre las maniobras que afectan el estado de los dispositivos de corte; una vez determina la afectación de los circuitos energizados y desenergizados, muestra la nueva topología de la red visualmente.

El centro de control también cuenta con un sistema SPARD®GIS, este es un sistema de información geográfica, especializado para redes eléctricas, que permite crear elementos de la red geográficamente, editar y consultar la base de datos de distribución; esta información hace posible realizar un análisis y optimización de redes, tales como: asignación de cargas, flujo de carga balanceado y desbalanceado, corto circuito, entre otras funciones.

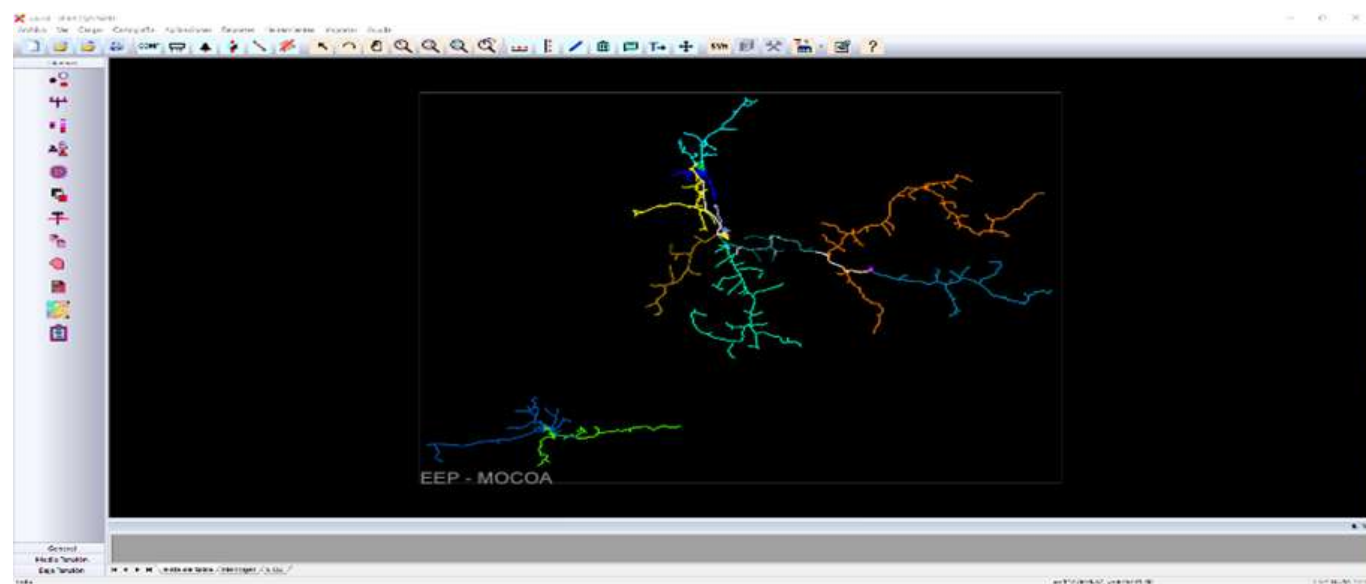


Imagen 14. Redes EEP SPARD GIS

Al permitir graficar toda la red de distribución, nos facilita la búsqueda de todos los elementos, como son subestaciones, transformadores, reconectadores, seccionadores, acometidas, usuarios, permitiendo la ubicación automática de la zona donde se encuentra el elemento.

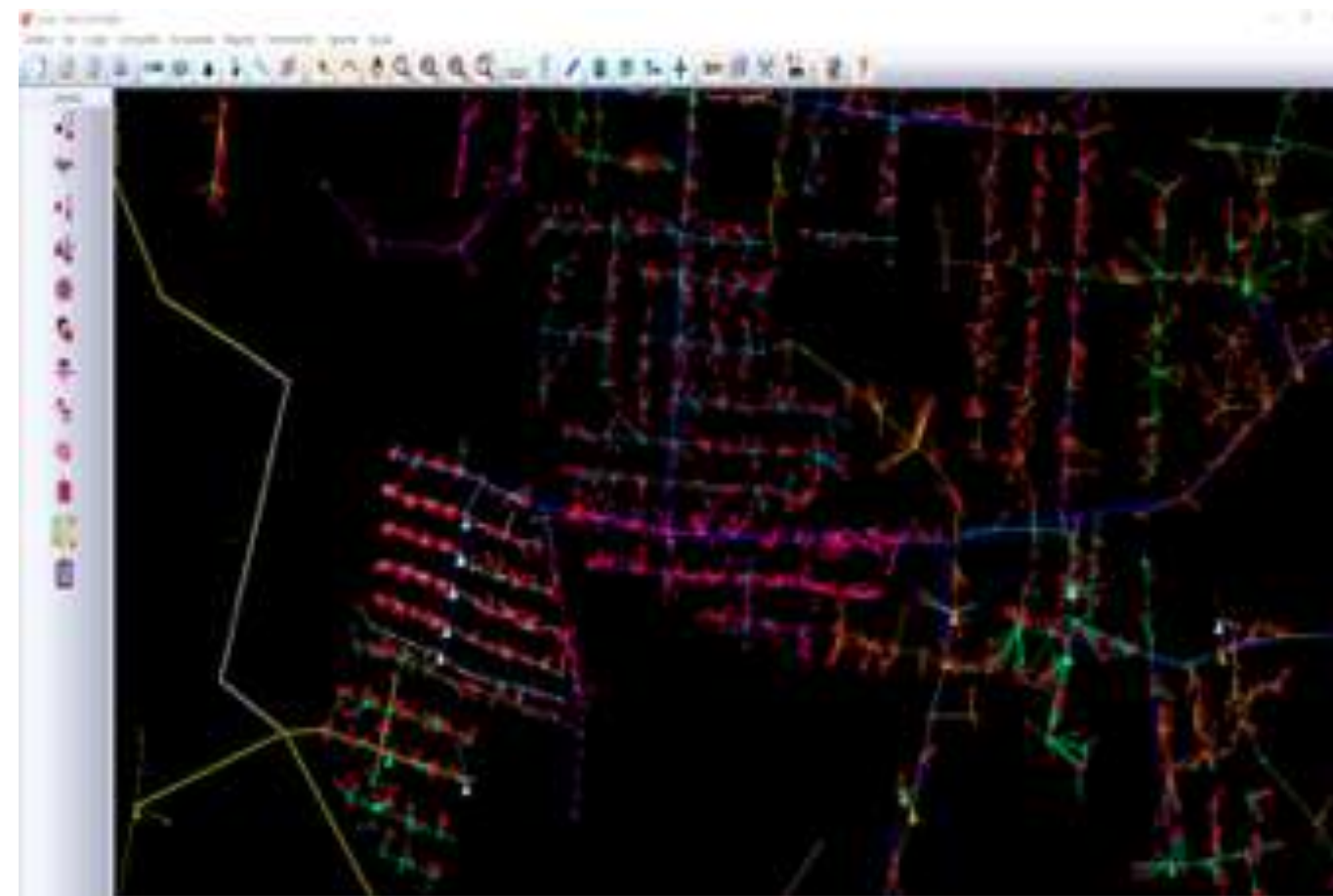


Imagen 15. Detalle red SPARD GIS

En este aplicativo se realiza la gestión de toda la red de distribución de la empresa, se actualizan los trabajos realizados y se mantiene actualizada la infraestructura eléctrica de la EEP S.A ESP registrando cada trabajo realizado, mantenimiento, extensión o repotenciación del sistema, lo cual es particularmente necesario a la hora de realizar los reportes de inversiones en infraestructura nueva que se remiten periódicamente tanto al SUI, XM y la CREG.

El otro aplicativo con el que cuenta el centro de control, es el SPARD®POWER, el simulador de sistemas de potencia de Energy Computer Systems, que permite un análisis integral de los sistemas de distribución y transmisión.

SPARD®POWER hace posible la ejecución del flujo de carga del sistema de potencia, y se pueden simular diferentes tipos de fallas y la reacción del sistema ante ellas.

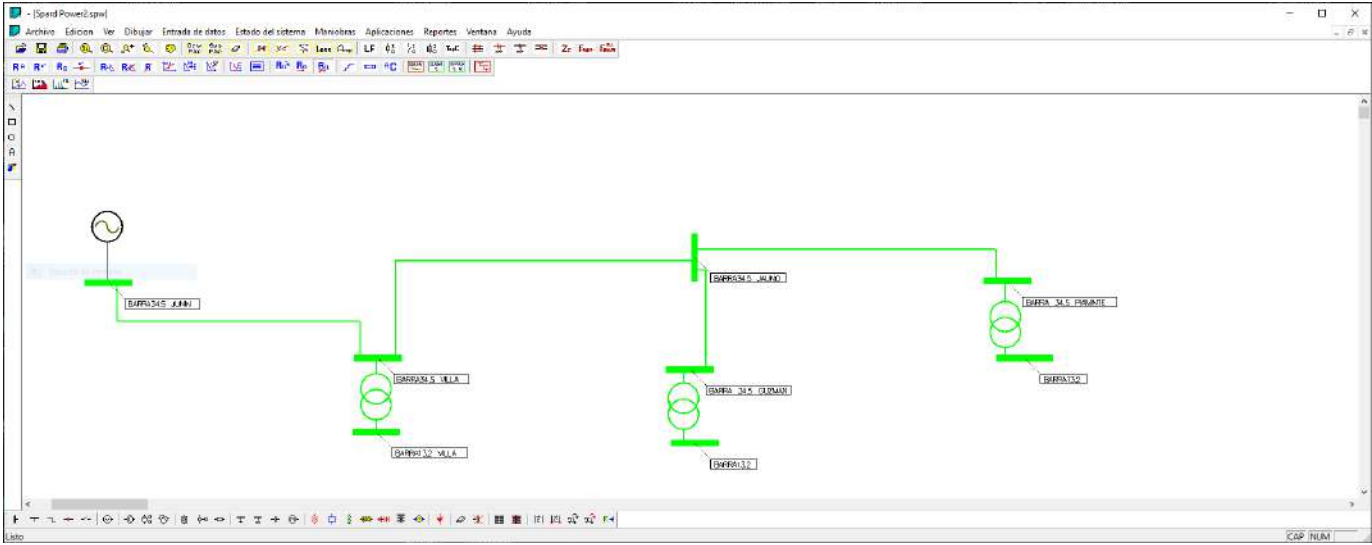


Imagen 16. Simulación Red SPARD POWERD

Este aplicativo es indispensable para la gestión de la red y la planificación de los proyectos de expansión, dado que permite realizar simulaciones para determinar el comportamiento del sistema. Una vez se integren los proyectos de expansión, se suministra la información técnica necesaria a los diferentes interesados en desarrollar proyectos eléctricos que se conectaran al SDL para que realicen los cálculos de ingeniería que sean necesarios.

Contact Center

En los últimos años, debido a la situación de salud pública actual, en la cual la virtualidad y la comunicación no presencial han tomado mayor participación, la atención al cliente mediante servicios de Call Center, ha tomado cada día más importancia, ya que permite realizar soporte, ayuda y asistencia a los clientes, sin los riesgos de salud pública de la presencialidad. La Empresa de Energía del Putumayo, ha venido afianzando el desarrollo de estas herramientas, desde el año 2015, lo cual le permitió perfilarse como líder en la región, en la transición hacia lo que se reconoció como “la nueva normalidad”, permitiendo ser reconocida por sus usuarios, por su calidad, aportando en el desarrollo de la Compañía.

El servicio al cliente en un Call Center, se afianza cada día como una herramienta importante para la sociedad y las organizaciones, constituyéndose en el foco de la cultura social, económica; por consiguiente, la Empresa viene consolidando el desarrollo

tecnológico y del talento humano, para que el cliente reciba un buen servicio, esté satisfecho y vea que se cumple con sus expectativas y solicitudes.

Por lo anterior, se exaltan las habilidades, actitudes y aptitudes, para ser la voz de la Empresa, formando excelentes agentes de Call Center, que se enfoquen en las necesidades de los usuarios, para brindar mayor atención y contacto con ellos.

Con la nueva forma de marcación en Colombia, nuestra línea Contact Center es atendida 24/7, marcando 115 desde un teléfono fijo, o 608 4201300 desde un teléfono celular.

El Call Center, ubicado dentro de las oficinas del centro de control de la EEP, cuenta con 4 agentes, que llevan turnos de 8 horas cada una, para una atención de 24 horas continuas desde su puesta en funcionamiento en el año 2015.

La descripción del proceso el Contact Center se describe así:

- Se reciben las llamadas, en las cuales se solicita el NIU (número de identificación del usuario) o nombre de quien se encuentra registrada la matrícula de la vivienda y número de teléfono celular.
- Saber cuál es el motivo de la llamada
- Se ingresa la información y datos al aplicativo SPARD TCS. Dependiendo el motivo se direcciona al área competente ya sea comercial o técnica.
- El área encargada realiza las maniobras de solución del evento
- Se informa al auxiliar de Contac Center los datos para el cierre de la novedad
- Se procede a llamar al usuario para confirmar que ha sido atendida su solicitud y/o restablecido el servicio.

Estos datos también se registran en una bitácora en un archivo Excel, la cual se utiliza para sacar diferentes indicadores que permiten llevar un control de los eventos reportados y los sectores con mayor incidencia en llamadas como se pueden apreciar en la siguiente tabla.

Durante el año 2021, se han recibido un total de 2.759 llamadas que corresponden a un total de tiempo en línea de 105 horas 416 minutos y 297 segundos, y están discriminadas de la siguiente manera mensual.

Mes	No. Llamadas	Duración de las llamadas
Enero	142	380 minutos 39 Segundos
Febrero	186	665 minutos 54 Segundos
Marzo	292	834 minutos 43 Segundos
Abril	227	556 minutos 54 Segundos
Mayo	213	577 minutos 55 Segundos
Junio	243	637 minutos 43 Segundos
Julio	228	587 minutos 44 Segundos
Agosto	292	737 minutos 35 Segundos
Septiembre	208	505 minutos 26 Segundos
Octubre	254	598 minutos 59 Segundos
Noviembre	289	735 minutos 58 Segundos
Diciembre	93	274 minutos 55 Segundos
Total	2.667	7.094 minutos 42 Segundos

Tabla 31. Atención usuarios - Cumplimiento esquema de calidad Res. CREG 015 de 2018

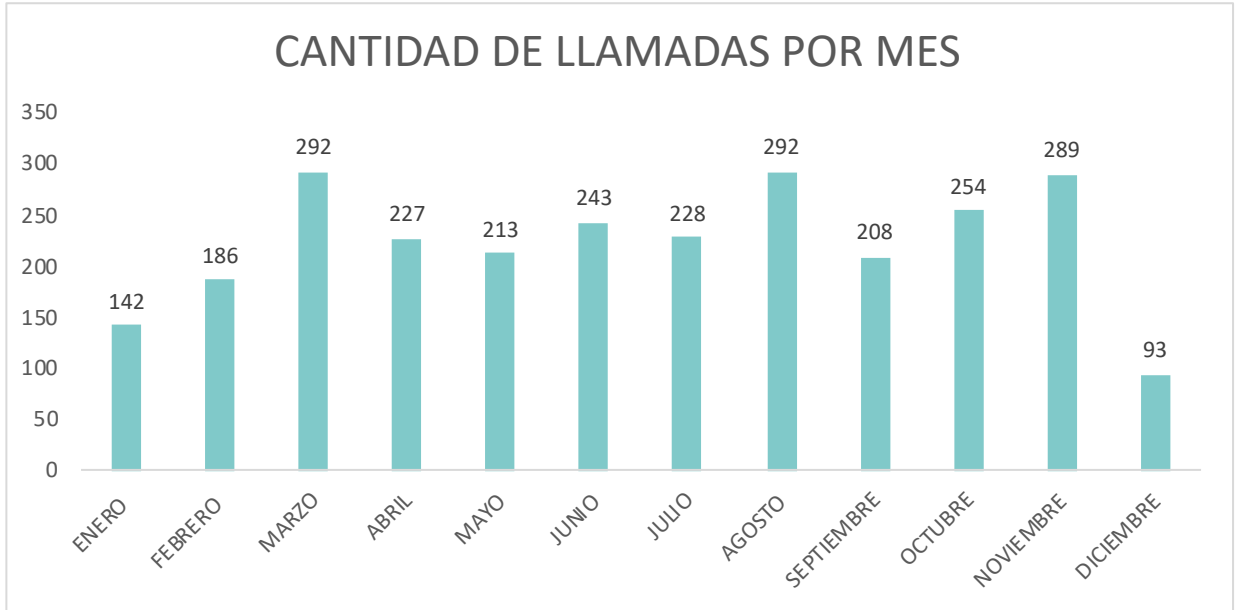


Gráfico 28. Cantidad de llamadas para cada mes en 2021

Indicadores de calidad

En el mes de junio de 2021, se le notificaron mediante la resolución CREG 017 de 2021, los límites establecidos para la Empresa de Energía del Putumayo los indicadores SAIFI y SAIDI, que son los indicadores de calidad media del sistema de distribución.

Los límites mencionados por la resolución son:

Variable	Unidad	Valor
SAIDI _L	Horas	31,285
SAIFI _L	Veces	9,3

Tabla 32. Indicadores de referencia de calidad media

Los indicadores de referencia, se deben aplicar desde el año 2019, referenciado como año 1, y disminuyen a una tasa del 8%, como objetivo de mejora anual. Dado lo anterior, se tiene que los índices de referencia para cada año serán los siguientes:

Variable	Unidad	2019	2020	2021	2022	2023	2024
SAIDI _{Rj}	Horas	31,29	28,78	26,48	24,36	22,41	20,62
SAIFI _{Rj}	Veces	9,30	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00

Tabla 33. Indicadores de referencia de calidad media 2019-2024

La Empresa identificó que el indicador SAIFI y SAIDI, no se ajusta a la realidad de la EEP y a la información reportada al SUI, como base para el cálculo, y, por tanto, presentó en el mes de agosto un recurso extraordinario de revisión, dado que es un indicador imposible de cumplir con las condiciones del sistema eléctrico radial, y principalmente rural, que se tiene; dicho recurso aún se encuentra en revisión, por lo cual indicadores de referencia SAIDI_{Rj} y SAIFI_{Rj} están sujetos a ser modificados.

A partir de lo anterior, se realizó el cálculo de los indicadores SAIFI y SAIDI, desde los años 2019 al 2021, con lo cual se tienen los siguientes gráficos.

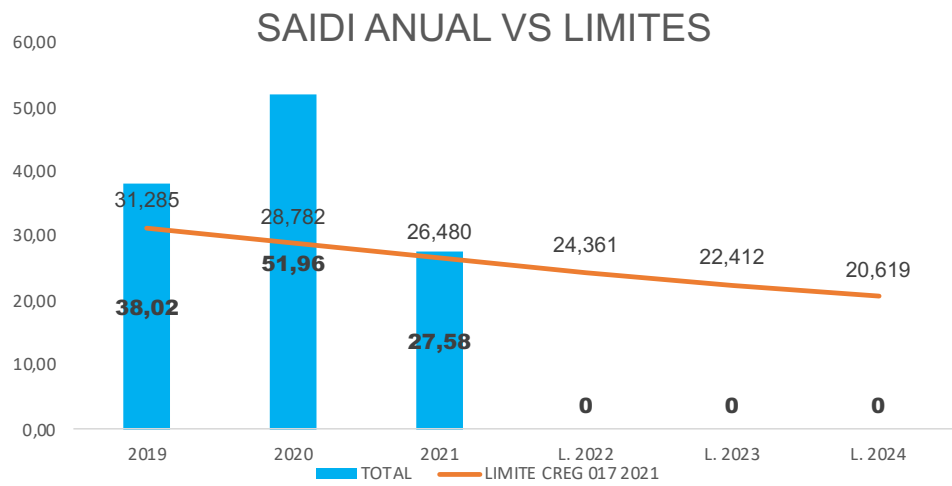


Gráfico 29. Indicador calidad SAIDI 2019-2021

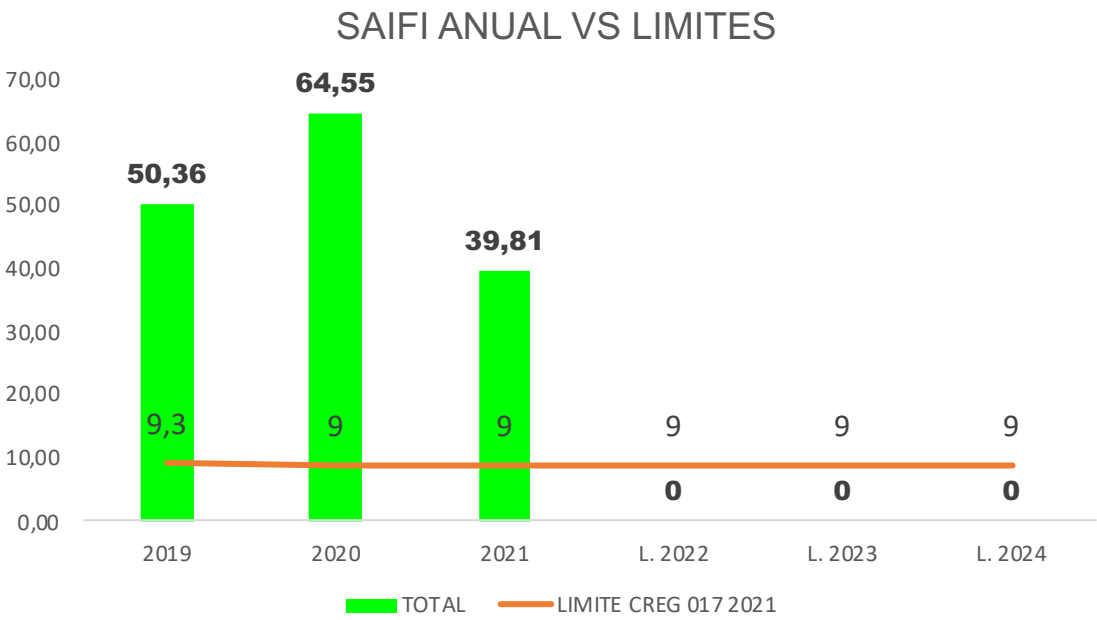


Gráfico 30. Indicador calidad SAIFI 2019-2021

De las anteriores graficas se observa que, si bien se superó los límites establecidos, se puede ver que disminuyó el indicador SAIDI en 24,4 horas con una disminución del 46,7% y en el indicador SAIFI en 24,74 veces con una disminución de 38,3% respecto al año 2020.

A continuación, se relaciona el comportamiento de estos indicadores durante el año 2021 en los 14 circuitos distribuidos de la siguiente manera:

- Mocoa: CP12, CP13, CP14 y CP17
- Villagarzón: CP21, CP22, CP23, CP24 y CP25
- Puerto Guzmán y Piamonte: CP31, CP32 y CP33
- Orito: CP45 y CP46

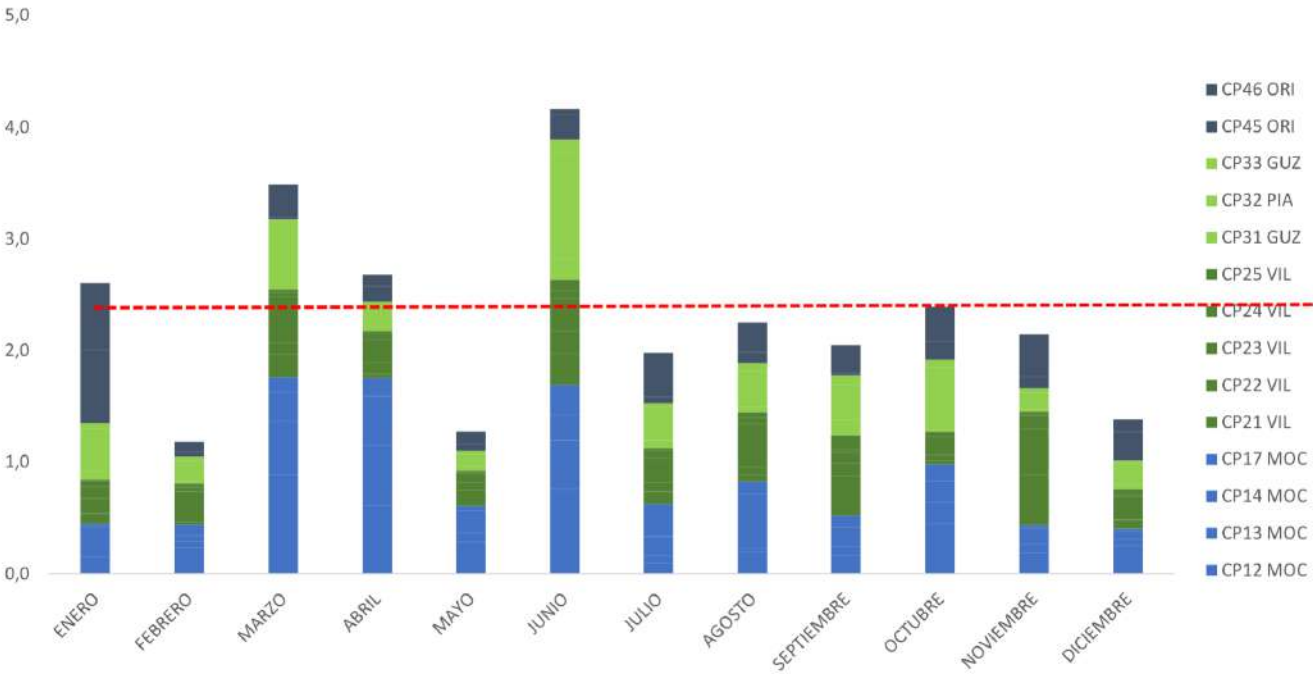


Gráfico 31. SAIDI mensual por Circuito año 2021

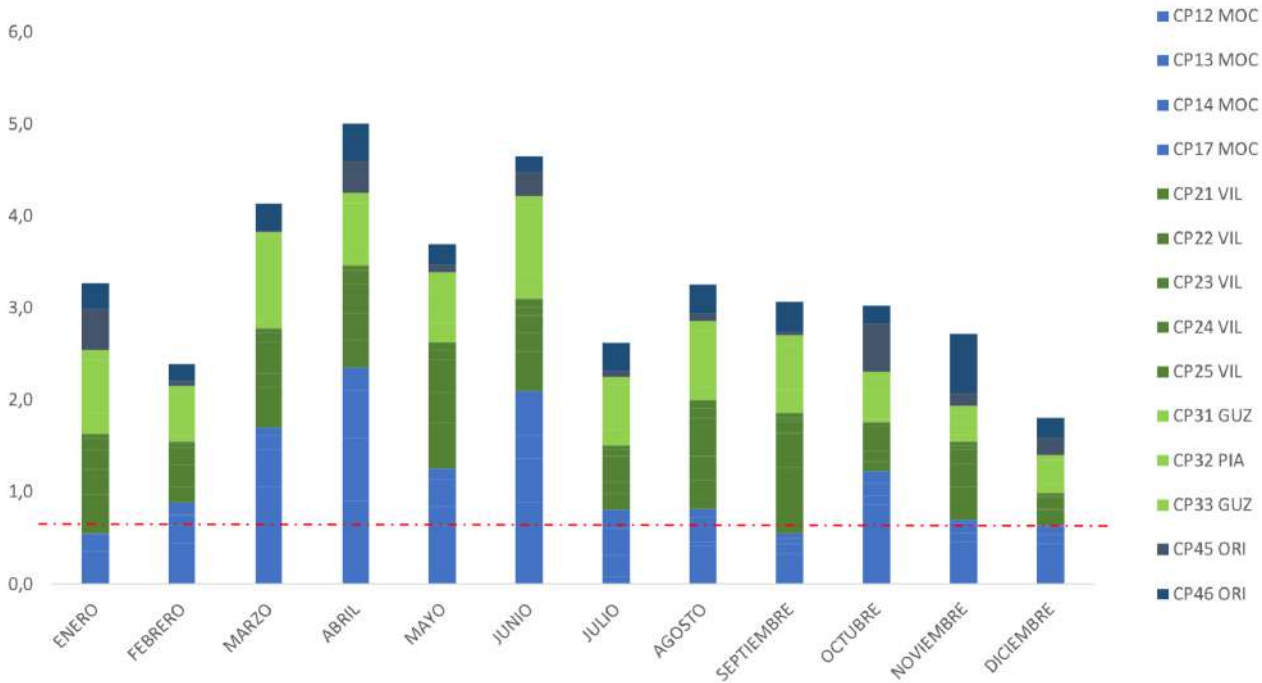


Gráfico 32. SAIFI mensual por Circuito año 2021

Se observa que en el primer semestre, antes de la asignación de los índices de referencia, se presentaron los mayores indicadores SAIFI Y SAIDI, una vez se tienen los indicadores asignados por la CREG 017 de 2021, se inicia el control de las salidas basados en el indicador SAIFI y SAIDI, logrando mantenerlos por debajo del promedio

mensual.

En el año 2021, se presentaron un total de 2036 salidas No programadas en el SDL, para un promedio mensual de 174 salidas por mes. De las salidas presentadas, se tiene la siguiente relación.

Causa	Mocoa	Orito	Guzmán	Villagarzón	Total
Fallas por terceros	40	40	33	29	142
Fallas por animales con las redes del SDL.	35	39	43	44	161
Apertura de emergencia	42	40	28	44	154
Fallas por vegetación	50	61	115	76	302
Fallas por causa desconocida	156	16	139	196	507
Fallas por condiciones atmosféricas	76	120	104	170	470
Falla en transformador de potencia (S/E).	4	0	1	1	6
Falla de equipos instalados en la red, como: reconectadores, cuchillas, seccionador.	6	3	8	17	34
Falla por estructuras que soportan las redes.	49	10	12	18	89
Fallas por deterioro de la red	33	25	32	42	132
Falla en transformador de distribución.	4	5	13	17	39
Total	495	359	528	654	2036

Tabla 34. Salidas No programadas año 2021 por municipio

El municipio más afectado con salidas ocasionadas por condiciones atmosféricas y fallas de origen desconocido es Villagarzón y salidas por vegetación el municipio de Puerto Guzmán y Piamonte.

Se observa que las fallas predominantes son las de origen desconocidas, atmosféricas y por vegetación estas representan el 64% de las interrupciones no programadas. Se ve también un decrecimiento, comparado con el año 2020, donde se tuvieron un promedio mensual de 234 vs el año 2021, con 175 salidas promedio mensual, lo cual es resultado de la gestión desarrollada con los mantenimientos.

Compensaciones

Con la expedición de la resolución CREG 017 de 2021, se tienen dos sistemas de compensación: uno de incentivos, por cumplimiento de los indicadores de referencia de calidad media SAIFI y SAIDI, y la compensación por calidad individual de los usuarios de energía, basado en los indicadores DIU y FIU.

Incentivos por calidad media SAIFI y SAIDI

Este tipo de incentivos, será positivo (mayores ingresos) o negativo (disminución de ingresos), y se calculan comparando el indicador de referencia del año SAIDI_R y SAIFI_R con el valor obtenido en el año y el valor del incentivo, depende las inversiones nuevas en redes de nivel 1, 2 y 3 del año. La metodología de cálculo se encuentra en el capítulo 5.2.3.2.2: Incentivos a la calidad media, de la resolución CREG 015 de 2018.

En este sentido, una vez calculados los índices de calidad del servicio, la Empresa tiene un incentivo negativo, por superar los índices de calidad media SAIFI y SAIDI, que muestran el siguiente valor:

Concepto	Valor
Valor incentivo SAIDI	-\$ 101.557.522
Valor incentivo SAIFI	-\$ 104.269.300
Valor total	-\$ 205.826.822

Tabla 35. Valor de incentivos por SAIFI y SAIDI - 2021

Se deja la salvedad de que, este incentivo se debe recalcular, una vez la CREG establezca los índices de calidad media definitivos, que se encuentran en reclamación.

Incentivos por calidad Individual DIU y FIU

La resolución CREG 017 de 2021, estableció los límites para la calidad de los usuarios, basado en un indicador de riesgo y un indicador de densidad poblacional, por lo cual para la EEP S.A ESP se tienen usuarios en los grupos de calidad, así:

- Grupo 21 usuarios urbanos de Mocoa y Santa Rosa Cauca
- Grupo 22 usuarios urbanos Orito, Villagarzón, Puerto Guzmán y Piamonte
- Grupo 31 usuarios rurales de Mocoa y Santa Rosa Cauca
- Grupo 22 usuarios rurales Orito, Villagarzón, Puerto Guzmán y Piamonte

Con base en lo anterior, la CREG 017 2021 establece los siguientes indicadores de calidad

individual.

Indicadores de calidad individual de duración de eventos:

La duración máxima anual de los eventos percibidos por los usuarios, DIUGj,n,q, en los niveles de tensión 2, 3 y 1, es la siguiente:

DIUG niveles de tensión 2 y 3, horas

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	-	-
Riesgo 2	-	82,03	30,85
Riesgo 3	-	-	-

DIUG nivel de tensión 1, horas

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	19,33	18,97
Riesgo 2	-	78,73	78,98
Riesgo 3	-	-	-

Tabla 36. Niveles de tensión DIUG

Indicadores de calidad individual de frecuencia de eventos:

La frecuencia máxima anual de los eventos percibidos por los usuarios, FIUGj,n,q, en los niveles de tensión 2, 3 y 1, es la siguiente:

FIUG niveles de tensión 2 y 3, veces

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	-	-
Riesgo 2	-	17	10
Riesgo 3	-	-	-

FIUG nivel de tensión 1, veces

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	6	11
Riesgo 2	-	18	17
Riesgo 3	-	-	-

Tabla 37. Niveles de tensión FIUG

Los indicadores FIUG y DIUG, se deben calcular mensualmente, con el acumulado de salidas de los últimos 11 meses, por lo cual este indicador es acumulado.

Una vez recibidos estos índices FIUG y DIUG, se observa que tampoco corresponden a la realidad de la Empresa, por lo cual se presentó reclamación a los indicadores de referencia, y se espera que la CREG dé respuesta de fondo a la solicitud.

El valor de la compensación individual se realiza según lo indicado en el subcapítulo 5.2.4.3 Esquema de compensaciones, de la resolución CREG 015 de 2018, y actualizado con el artículo 31 de la resolución CREG 036 de 2019.

A la fecha, la EEP ha realizado compensaciones con esta metodología, desde el mes de Julio de 2021, hasta diciembre de 2021, con base en lo cual se presenta aquí el resumen del valor acumulado en compensaciones individuales por mes.

Año 2021	Compensación total	Compensación FIUG	Compensación DIUG
Julio	\$ 105.061.737,01	\$ 88.519.433,75	\$ 16.542.303,26
Agosto	\$ 125.568.214,06	\$ 108.970.327,18	\$ 16.597.886,88
Septiembre	\$ 65.257.750,92	\$ 54.874.835,27	\$ 10.382.915,65
Octubre	\$ 62.891.543,83	\$ 52.516.999,89	\$ 10.374.543,94
Noviembre	\$ 63.209.124,46	\$ 53.704.881,67	\$ 9.504.242,79
Diciembre	\$ 51.695.684,00	\$ 43.762.529,00	\$ 7.933.155,00
Total	\$ 473.684.054,28	\$ 402.349.006,76	\$ 71.335.047,53

Tabla 38. Compensación mensual a Usuarios por DIUG y FIUG

La Empresa de Energía del Putumayo, debe realizar el cálculo y compensación individual de cada usuario, según estos indicadores que se consideran temporales, pero se deja la salvedad de que, una vez se tengan los indicadores definitivos, se deben recalcular todas las compensaciones y refacturar las mismas.

Impacto regulatorio de aprobación de cargos

En el mes de junio de 2021, se emitió la resolución CREG 017 de 2021, como respuesta del recurso de reposición interpuesto por la EEP S.A ESP a la resolución 216 de 2020,

en la cual se determinaba la aprobación de cargos de distribución para la Empresa, mediante la metodología de la resolución CREG 015 de 2018. Hasta ese momento *se continuaba recibiendo remuneración con los cargos aprobados mediante la metodología CREG 097 de 2008.*

Una vez la resolución 017/2021 queda en firme, se presentó un impacto negativo extremadamente mayor al esperado y planificado por la EEP S.A ESP, tanto en el componente de remuneración, como en el componente de indicadores de referencia de calidad, exigidos a la EEP S.A ESP.

El 08 de julio del 2021, a través de comunicado copiado a la Empresa, por parte de la gerencia del Mercado de Energía, XM S.A. E.S.P., se informó a la Comisión que el resultado de aplicar las resoluciones particulares mencionadas en los numerales 1.5. y 1.6 producirían un AIM negativo para la EEP.

“(…) la liquidación de ingresos de distribución tiene implícita una disminución de 1.327 MCOP, asociada al valor citado de 15.807 MCOP a devolver desagregado en doce meses, además de una disminución en ingresos para cada mes por cerca de 607 MCOP, es decir un impacto total mensual, durante por lo menos los primeros doce meses, de 1.934 MCOP, lo cual corresponde a 23.208 MCOP en el año.”

La EEP S.A ESP procedió a realizar las revisiones de los ingresos regulatorios y de los cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica, para el mercado atendido por la misma, encontrando que la aplicación de estos compromete, en forma grave, la capacidad financiera de la Empresa, para continuar prestando el servicio de energía eléctrica, asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado atendido por la Empresa, donde encontró una serie de errores que explican los resultados presentados en la resolución CREG 216 de 2020, y la consecuente inviabilidad financiera que estos causarían a la Compañía.

En consecuencia, la gerencia de la EEP, inició un proceso de gestión de alto nivel, de donde se logró que la CREG, el 15 de julio 2021, iniciara una Actuación administrativa con fundamento en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, para revisar las posibles afectaciones a la capacidad financiera de la EEP, derivadas de la aplicación de la resolución CREG 216 de 2020.

Para la revisión de la remuneración de los cargos de distribución, la Empresa realizo

la revisión de toda la data presentada en el marco del proceso establecido por el regulador, actualizando los capítulos que llevaron al error del cálculo, con el objetivo de que la CREG realice la revisión y genere una nueva resolución de aprobación de cargos. La información actualizada se resume en los capítulos:

- Infraestructura eléctrica existente
- Costos AOM
- Indicadores de calidad

Dicho documento, se presenta a la Comisión, el 05 de agosto de 2021, y se establecen los contactos para la revisión de este y la verificación de la información entregada.

A continuación, se presenta un resumen de las pretensiones presentadas a la CREG, en el respectivo estudio.

Infraestructura Eléctrica existente

Se le solicitó a la CREG modificar la Base regulatoria de activos eléctricos, al inicio del período tarifario. de la siguiente forma:

Variable	Pesos de diciembre de 2017 CREG 216/2020	Pesos de diciembre de 2017 SOLICITADA EEP
BRAE _{J4,0}	\$ 14.617.868.503,00	\$ 16.565.496.769,00
BRAE _{J3,0}	\$ 10.235.112.662,00	\$ 13.490.083.213,00
BRAE _{J2,0}	\$ 18.396.350.842,00	\$ 34.143.735.547,00
BRAE _{J1,0}	\$ 10.431.692.332,00	\$ 10.431.692.332,00
TOTAL	\$ 53.681.024.339,00	\$ 74.631.007.861,00

Tabla 39. Comparación de BRAE Aprobado VS Solicitado

Con lo anterior, la EEP S.A ESP realiza una solicitud de modificación de BRAE de \$ 20.949.983.522, con lo cual se incrementa los ingresos de distribución. Toda la información de las modificaciones solicitadas a la CREG, se encuentra debidamente soportadas.

Costos AOM

Se le solicitó a la CREG modificar el artículo 7 de la resolución CREG 216 de 2020, AOM

Base para cada nivel de tensión $AOM_{basej,n}$, según el cálculo ajustado de la siguiente manera:

Variable	Pesos de diciembre de 2017 CREG 216	Pesos de diciembre de 2017 Solicitado EEP
$AOM_{base_{j4}}$	567.622.286	1.054.522.923
$AOM_{base_{j3}}$	397.436.743	858.748.891
$AOM_{base_{j2}}$	714.343.457	2.173.514.764
$AOM_{base_{j1}}$	405.070.072	664.058.485
Total	2.084.472.558	4.750.845.063

Tabla 40. Comparación de AOM Aprobado VS Solicitado

Con lo anterior, la EEP S.A ESP realiza una solicitud de modificación de AOM Base, por un total de \$ 4.750.845.063, con lo cual se incrementa los ingresos de distribución. El aumento solicitado es del 128% frente al inicialmente reconocido.

Indicadores de calidad de referencia

En los indicadores de calidad media e individual, la Empresa sostiene su reclamación en torno a los límites establecidos en los indicadores relativos a la frecuencia, pues se observó que la CREG tuvo un error en el manejo de la información del año 2016, reportada al SUI, y que es la base para los cálculos de los indicadores de referencia SAIFI y FIUG; la EEP S.A ESP ha solicitado los siguientes ajustes.

Indicador SAIFI

El indicador SAIFI, que refleja la frecuencia media de las interrupciones del servicio; se le presentó a la Comisión el soporte para realizar el ajuste de la siguiente forma:

Variable	Unidad	CREG 017 2021	Solicitado EEP
$SAIFL_{Rj}$	Veces	9,3	33,62

Tabla 41. Comparación SAIFI_Rj Aprobado Vs. Solicitado EEP

Indicador FIUG

Refleja la frecuencia individual de las interrupciones del servicio de cada grupo de calidad asignado a los Usuarios de la EEP S.A ESP.

Para usuarios de nivel de tensión 2 y 3:

FIUG	Solicitado EEP		CREG 017 2021	
	Ruralidad 2	Ruralidad 3	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1				
Riesgo 2	52	40	17	10

Tabla 42. FIUG niveles de tensión 2 y 3 Aprobado CREG Vs. solicitado

Para usuarios de nivel de tensión 1

FIUG	Solicitado EEP		CREG 017 2021	
	Ruralidad 2	Ruralidad 3	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	18	28	6	11
Riesgo 2	39	36	18	17

Tabla 43. FIUG niveles de tensión 1 Aprobado CREG Vs. solicitado

Con la aprobación de estos nuevos límites, se podrá reducir drásticamente las compensaciones individuales de la Empresa, los cuales lograrían reducir de \$ 473.684.054 a \$284.946.878.



CAPÍTULO 3



Sistema INTEGRADO de Gestión

Segunda auditoria seguimiento del Sistema de gestión de la calidad ISO 9001-2015

La Empresa de Energía del Putumayo, mediante el liderazgo de Gerencia y su equipo de colaboradores, desarrolla el proceso de mejora continua en su Sistema de distribución local SDL, para el alcance y mantenimiento 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.

Se ejecuta la segunda auditoria de seguimiento, mediante la modalidad totalmente remota, en razón a la emergencia sanitaria Covid-19, alcanzándose la continuidad de la certificación, que estará vigente hasta el 7 de marzo de 2022, con el siguiente alcance:

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



Imagen 17. Sello de certificado de Sistema de gestión de la calidad ISO 9001-2015



Imagen 18. Auditorías internas-Año 2021 Sede Piamonte



Durante la ejecución de la segunda auditoria de seguimiento, los días 19 al 22 de julio de 2021, se reporta una (1) No Conformidad Menor, para la cual se estableció un plan de acción, y se alcanzó una eficacia del 100%, mediante mesas de trabajo con Gerencia y los líderes de procesos, con el siguiente resultado:

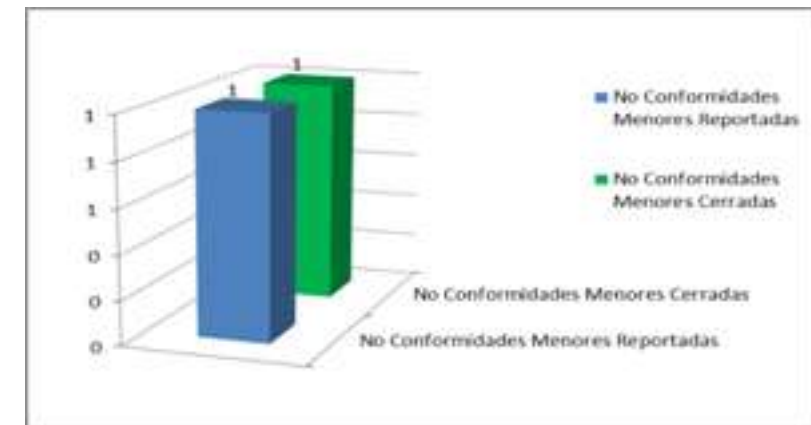


Gráfico 33. Cierre de No Conformidades auditoria de ICONTEC Internacional

Las evidencias del cierre se presentarán durante la auditoria de renovación y ampliación del Sistema de gestión de la calidad ISO 9001:2015, proyectada para el mes de enero de 2022, con el fin de mantener la certificación antes mencionada.



Imagen 19. Capacitación a líderes de procesos en planes de acción

Desarrollo de auditorías internas

Para el mantenimiento y cumplimiento de los requisitos establecidos en la certificación alcanzada en ISO 9001-2015 Sistema de Gestión de la Calidad-Nº 9.2. Auditoría Interna, se desarrolla el Programa de Auditorías Internas: GM-FO-04, del año 2021, aprobado por Gerencia y cumpliendo con los protocolos de bioseguridad establecidos por el Covid-19.



Imagen 20. Auditorías internas - Año 2021 sede Orito



Imagen 21. Auditorías internas - Año 2021 sede Mocoa

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

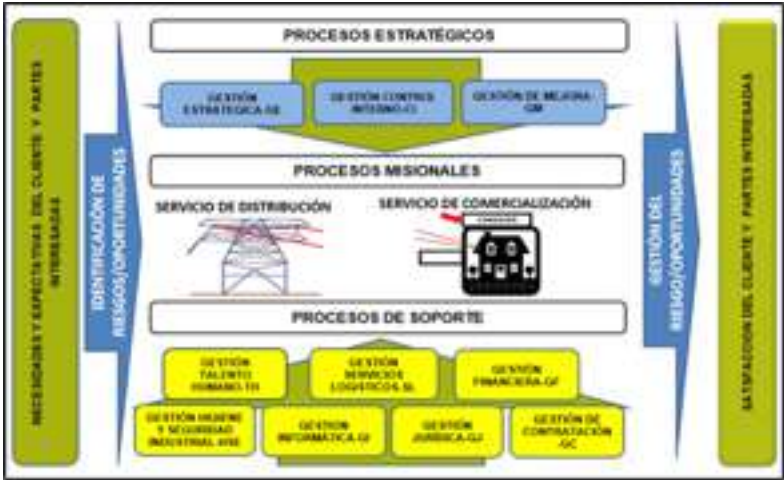


Gráfico 34. Mapa de procesos corporativos

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

- Atención al Cliente: AC
- Facturación y Cartera: FC
- Control Comercial: CC

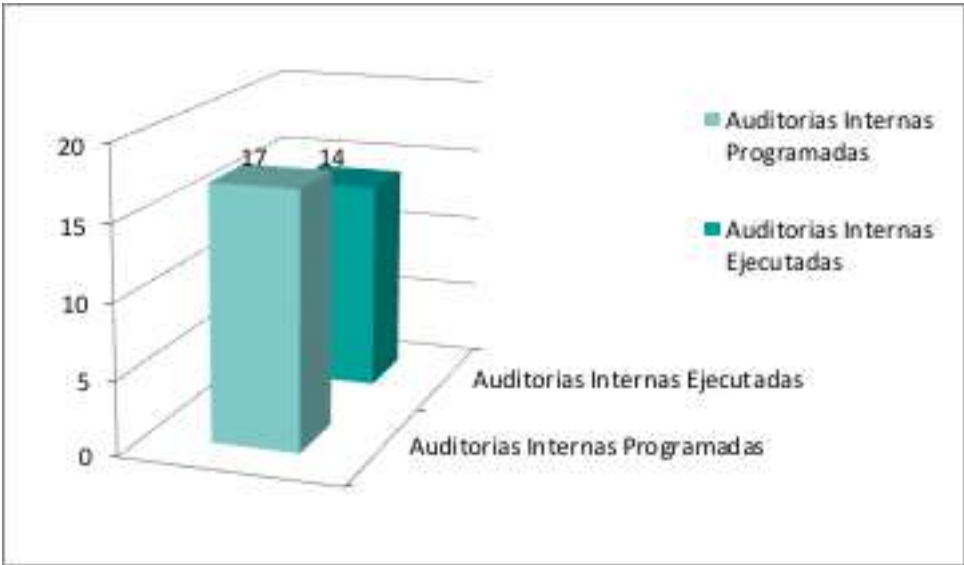


Gráfico 35. Eficacia de la ejecución de auditorías internas - Año 2021

Monitoreo del Sistema integrado de gestión (SIG)

Se desarrolla el monitoreo del desempeño de los diecisiete (17) procesos del Sistema integrado de gestión SIG, mediante la Matriz de Indicadores de Gestión: CI-FO-03, donde se estructuran e implementan cuarenta y siete (47) indicadores, con la siguiente interpretación de los resultados del desempeño global del SIG, para el alcance de los cinco (5) objetivos corporativos, como se muestra aquí:

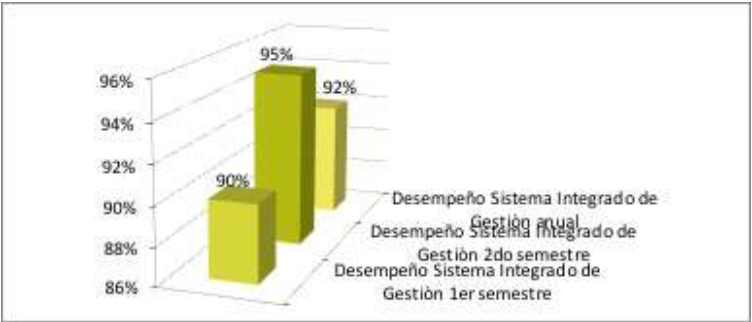


Gráfico 37. Desempeño del Sistema integrado de gestión - Año 2021

Se alcanza un promedio de EXCELENTE desempeño, durante el año 2021, de los diferentes procesos establecidos en la organización, con un promedio anual del 92%, razón por la cual se debe continuar con el fortalecimiento y la mejora continua de la Empresa, mediante:

- El desarrollo de las auditorías internas para el año 2022
- Establecimiento de los planes de acción para el cierre de las No conformidades reportadas en el desarrollo de las auditorías internas.
- Monitoreo del desempeño de los procesos corporativos, mediante los indicadores de gestión.

Seguridad y salud en el trabajo - SST

La Empresa Energía del Putumayo, con el fin de mejorar la calidad de vida laboral de sus trabajadores, contratistas y todos aquellos entes involucrados, continua durante el 2021 el desarrollo del SG-SST, teniendo en cuenta el cumplimiento de la normatividad vigente aplicable en materia de riesgos laborales, identificando los peligros y evaluando los riesgos, así como protegiendo la salud de los trabajadores y contratistas mediante la mejora continua.

Alta gerencia se compromete con la seguridad de la Compañía en busca de la protección y el auto cuidado, en la adopción de una conciencia de riesgo que se encuentran los colaboradores para la toma de decisiones y el desarrollo del liderazgo visible en SST.

La Empresa y sus contratistas, usuarios y proveedores, abordan la salud laboral, de todo su talento humano, a través de la implementación de un proceso lógico y por etapas, cuyos principios se basan en el ciclo PHVA (Planificar, Hacer, Verificar y Actuar), que incluye la política, organización, planificación, aplicación, evaluación, auditoría y acciones de mejora, entre otros.

Desarrollo de actividades ejecutadas

Teniendo en cuenta el alcance de la Compañía, esta ha logrado avances en cultura de seguridad y autocuidado entre los colaboradores, generando mayor promoción y prevención de la misma. La percepción del Sistema de gestión de la seguridad y salud en trabajo SG-SST, por parte de la Empresa y recurso humano, ha determinado un

grado de responsabilidades de sus derechos y deberes al sistema general de riesgos laborales (RL).

Las metas y objetivos propuestas en la política de la seguridad y salud en el trabajo, desde el año 2017 hasta el 2021, permiten a la EEP avanzar en el cumplimiento de los requisitos de ley, propendiendo por la salud de sus trabajadores.

La Compañía asumió el reto de la implementación del trabajo remoto o trabajo en casa, por causa de la pandemia (Covid 19). Por ello, la Gerencia junto con los jefes de área, apoyaron los protocolos de bioseguridad, buscando que se generen los mejores resultados en la salud laboral de los colaboradores, teniendo en cuenta que se incrementaron las horas de trabajo virtual, y con esto aumentó la exposición a riesgos biomecánicos, biológicos y psicosociales.



Gráfico 38. Capacitación de personal

Se sensibilizó a 200 trabajadores, en protocolos de bioseguridad, autocuidado y prevención del Covid 19.



Imagen 22. Socialización protocolos de bioseguridad y entrega elementos bioseguros



Imagen 23. Pausas activas y socialización de riesgo ergonómico

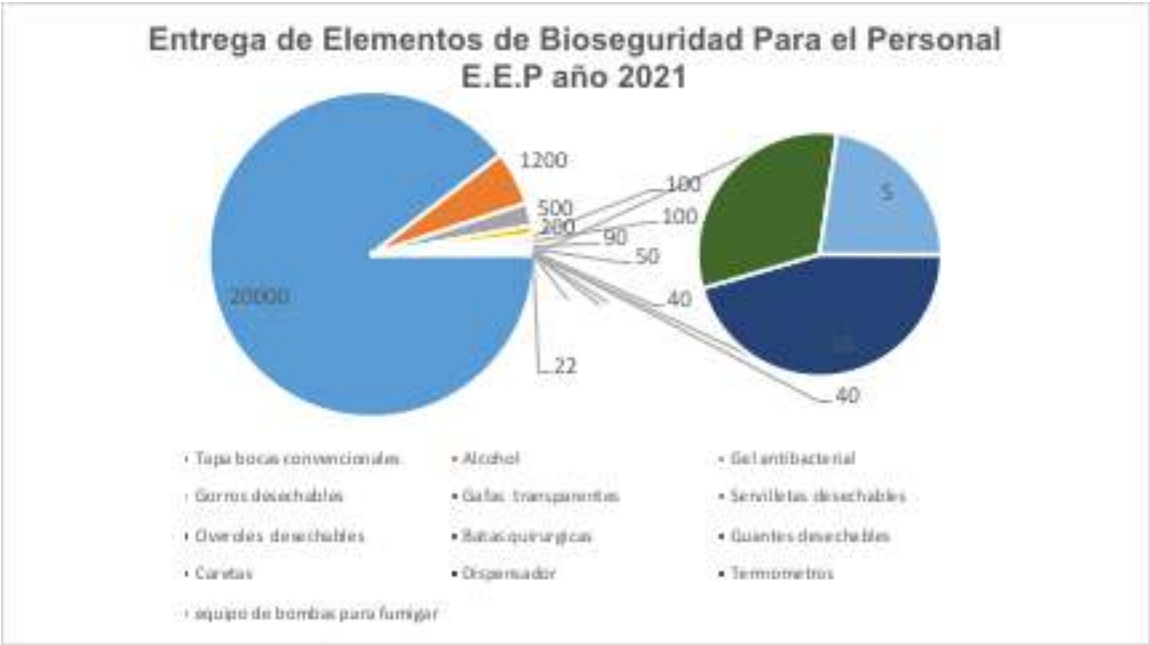


Gráfico 39. Entrega de elementos de bioseguridad

El compromiso de Gerencia con los colaboradores, se ve reflejado en la entrega de elementos de bioseguridad, para cumplir con sus actividades diarias.

Lineamientos frente al trabajo en casa, prevención, promoción mitigación incidentes laborales.

- Capacitación de medidas de control y prevención SST
- Comunicados sobre medidas de prevención Covid en casa
- Capacitación de adaptación ergonómica
- Capacitación de estrés laboral y salud mental
- Capacitación de peligros y riesgos SST

Esta formación fue ejecutada en un 99%, incorporando la asesoría por parte de la ARL SURA.

Seguridad y salud en trabajo

Para la implementación de medidas de seguridad, junto con el cumplimiento de la legislación vigente, la EEP S.A ESP y el área de SST, realizó programas ocupacionales que surgen de la identificación de peligros y riesgos operados dentro de las funciones de los trabajadores, como los mencionados a continuación.

Programa de trabajo en altura

Dado que la mayoría de las actividades de mantenimiento se realizan en postes y torres de transmisión, y dando cumplimiento a la regulación nacional, este programa cumple con las directrices corporativas aplicables al sector eléctrico. Por consiguiente, se ejecutan entrenamientos con elementos de protección, para realizar trabajos de tareas de alto riesgo.

Programa de trabajo con riesgo eléctrico

Este es el principal riesgo dentro de las operaciones de la Empresa, pues aquí se trabaja con líneas de alta, media y baja tensión. Por lo tanto, este programa contempla la identificación las situaciones de mayor riesgo, previniendo el mismo con la aplicación de la metodología de las cinco reglas de oro (desconexión, bloqueo, verificar ausencia de tensión, aterrizar con puesta a tierra y señalizar el área).

Programa promoción y prevención y acciones de medicina preventiva y del trabajo

Actividades ejecutadas año 2021:

- 

Pruebas de
alcoholemia
- 

Exámenes pre
ocupacionales de
ingreso, periódico
y egreso
- 

Capacitación
estilos de vida
saludable
- 

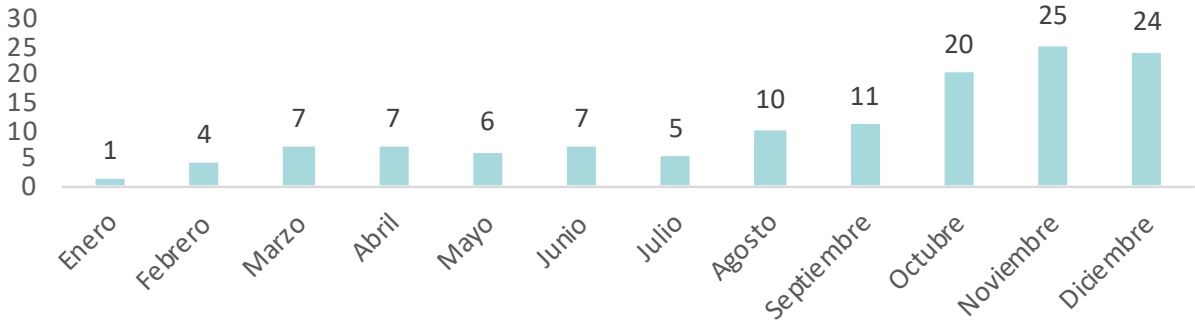
Pausas activas
- 

Actividades de
orden y aseo



Imagen 24. Actividades de promoción y prevención

GESTIÓN DE HIGIENE Y SEGURIDAD INDUSTRIAL



■ GESTIÓN DE HIGIENE Y SEGURIDAD INDUSTRIAL
Gráfico 40. Higiene y seguridad industrial

En el plan de capacitaciones, para el año 2021, se programaron 36 actividades, cumpliendo así el objetivo proyectado con el personal de la EEP.



Imagen 25. Capacitaciones ejecutadas - Año 2021



Imagen 26. Capacitaciones ejecutadas - Año 2021

Se realizan las capacitaciones a todos los trabajadores de la sede y subsedes de la Empresa.

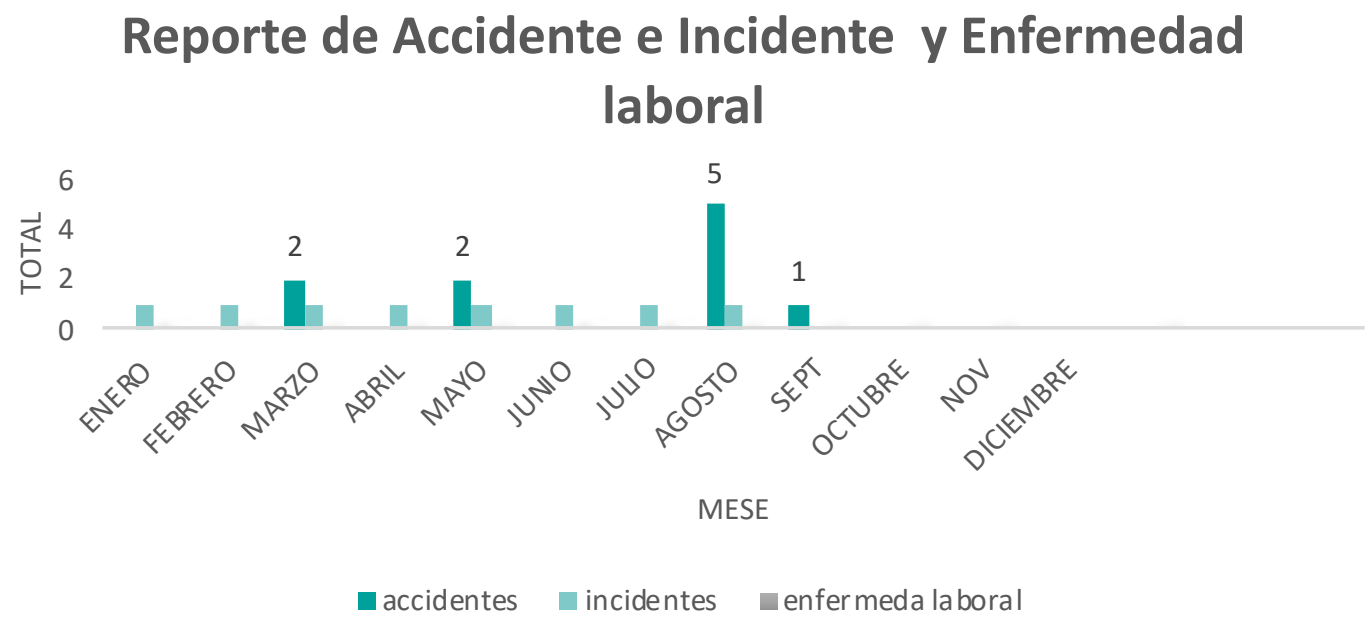


Gráfico 41. Reporte de accidentes e incidentes y enfermedades laborales

La estadística de accidentalidad en el año 2021, aumentó en referencia al año 2020.

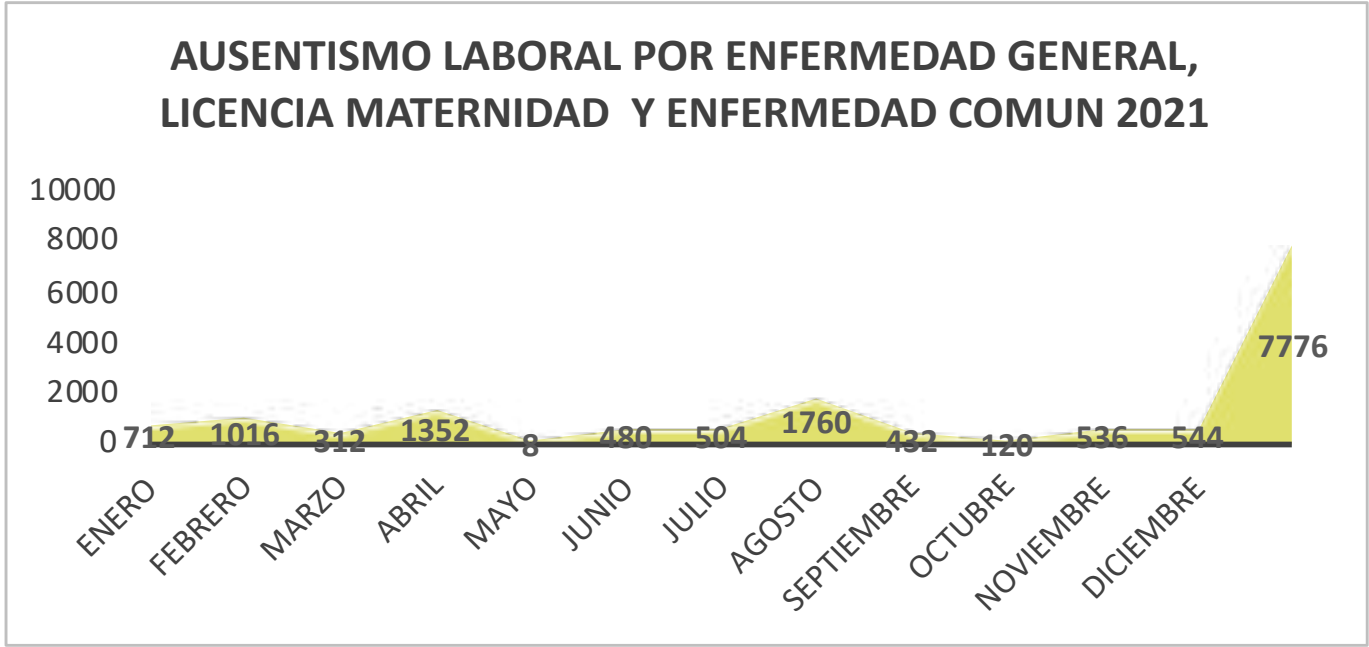


Gráfico 42. Ausentismo laboral



Gráfico 43. Reporte autoevaluaciones de estándares mínimos

En el reporte anterior, se ve reflejado el compromiso y cumplimiento a la normatividad vigente, por parte de la EEP.





CAPÍTULO 4

Sistemas DE INFORMACIÓN

Sistemas de información

1. Software

1.1 Actualización de sistema de gestión documental Orfeo

Se hace la actualización alineándonos a la norma ISO 19005-1:2005, que establece las acciones de preservación digital a largo plazo, de conformidad con la política de archivos y la norma vigente en materia de gestión documental; además de las validaciones necesarias para el uso cotidiano de la aplicación, ahora contamos con importantes beneficios:

Reportes a la medida por diferentes criterios, una forma simplificada, pero completa, de visualizar la información que se quiere medir y analizar.

Mejora de los tiempos de respuesta al usuario del sistema, mediante la optimización de consultas a la base de datos y mejorando el uso de los recursos disponibles.

Radicación automática de correos electrónicos, recepcionados en la oficina de correspondencia, al correo correspondencia@energiaputumayo. com; permitiendo ahorro tiempo y reducción de errores de digitación.

Facilidad de acceso y consulta desde la Web, con número de radicado.

Cargue de archivos por medio de la herramienta Dropzone, haciendo de las tareas de asociar y adjuntar archivos algo mucho más sencillo.

Fácil creación de expedientes, ayudando a la organización de documentos que tengan relación.



Entorno más amigable, que mejora la experiencia de los usuarios de la aplicación, con interfaces visuales mucho más sencillas e intuitivas.

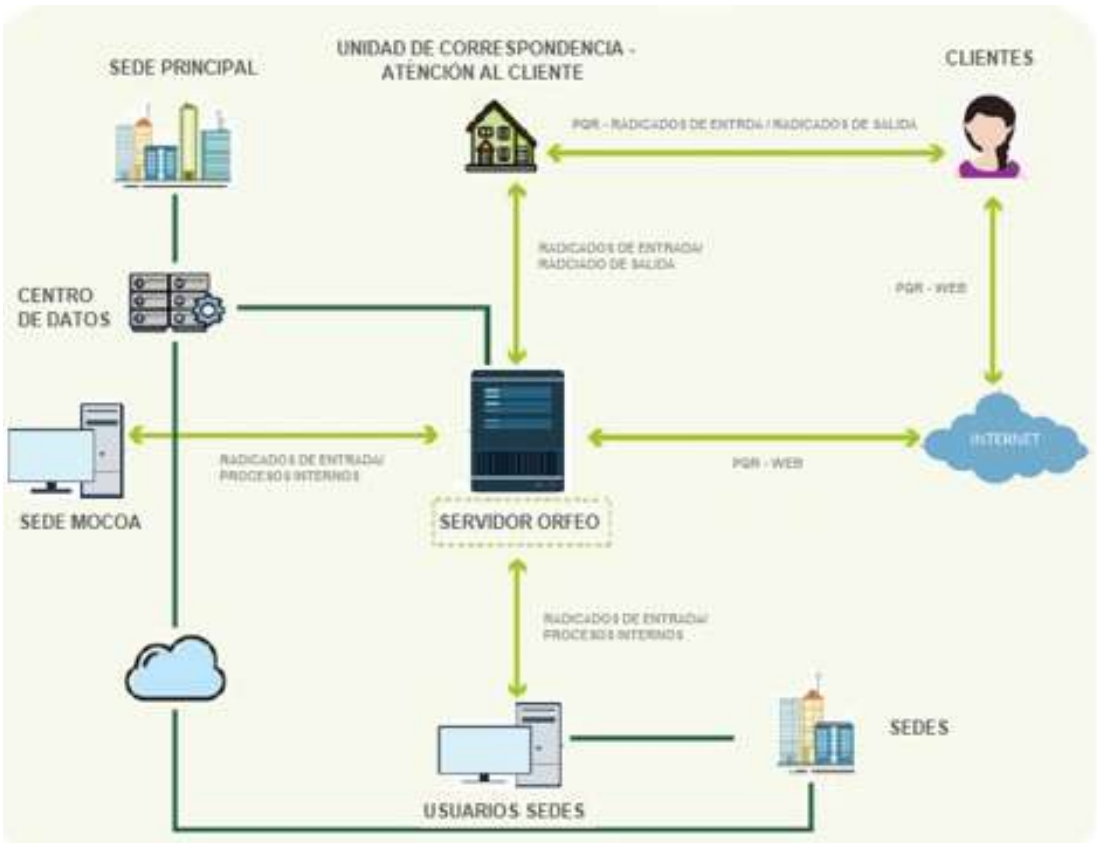


Imagen 27. Unidad de correspondencia

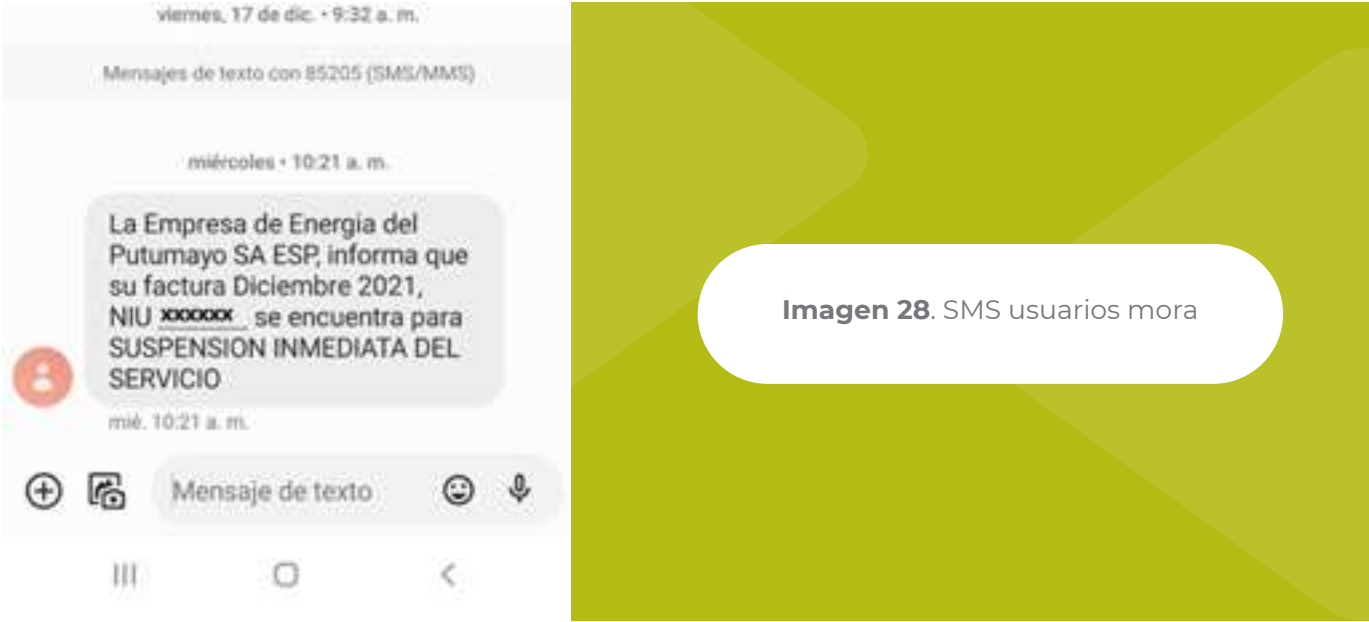
1.2 SMS masivos para usuarios en mora

Los SMS (mensajes de texto) es el medio que más cobertura tiene en la actualidad, pues son recibidos por todos los dispositivos móviles, sin necesidad de Internet, y de manera inmediata; la tasa de apertura es considerablemente mayor que la del correo electrónico.

En mayo de 2021, se implementó el envío de mensaje de texto a celulares de los usuarios, que después de la fecha límite de pago no estén al día con la factura; esta notificación o recordatorio de deuda, tiene una tasa de entrega promedio del 98,95%. Revisando las estadísticas del área comercial, de mayo a diciembre, se evidencia un incremento del porcentaje promedio de recaudo en 2%, después de la implementación.

El mensaje es sencillo y de fácil comprensión al usuario, contiene el Número

Identificación Única del usuario y el mes pendiente de pago.



El siguiente es el desglose de mensajes por estado, de mayo a diciembre de 2021.

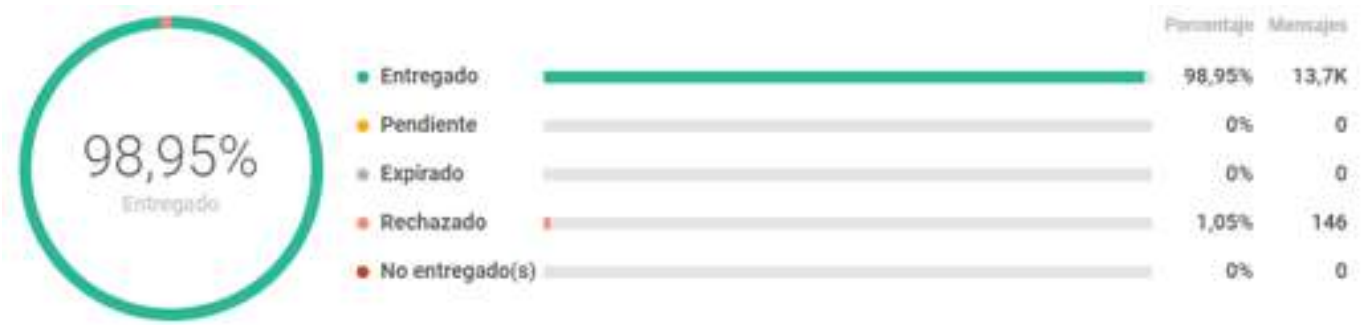


Imagen 29. Desglose mensajes por estado

1.3 Licenciamiento

Con el propósito de brindar seguridad, estabilidad y disponibilidad de todas las herramientas que ofrecen las aplicaciones licenciadas, se actualizan anualmente en los equipos de cómputo de la Empresa de Energía del Putumayo: software de ofimática, software especializado para el área de técnica, hosting y servicios propios de estos.

Para garantizar la seguridad en la red interna e informática, trabajo remoto – teletrabajo, se cuenta con la plataforma FortiGate, con funciones de seguridad de última generación, gestión unificada de amenaza, proporcionando el funcionamiento

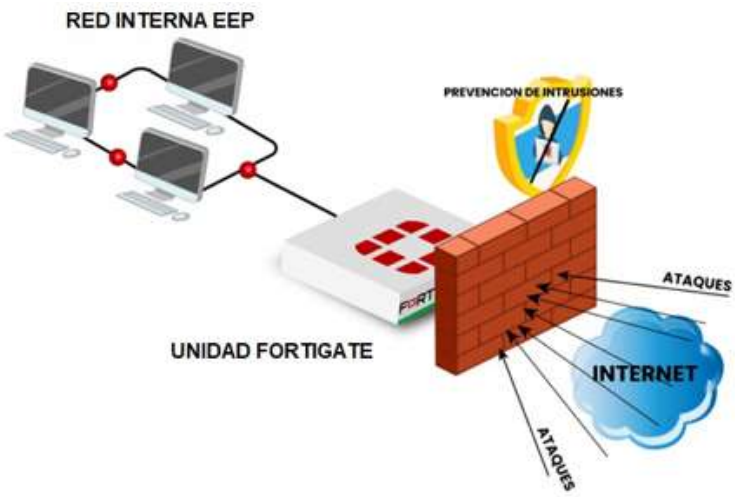


Imagen 30. Red Interma EEP

2. Hardware

2.1 Ampliación de capacidad del servidor donde se aloja la aplicación de recaudo

La aplicación de recaudo se encuentra en un hosting externo, que brinda el respaldo y seguridad de la información, con la intención de mejorar el tiempo de respuesta sobre peticiones realizadas desde los puntos de pago – cajeros; y después de hacer pruebas técnicas y optimizar el código fuente, se amplió la capacidad de almacenamiento y memoria del servidor donde se aloja el aplicativo.

Es así como hoy, contamos con un servidor más robusto, brindando respuestas inmediatas y estables, agilizando los procesos de recaudo y evitando la larga espera de los usuarios en los puntos de pago.

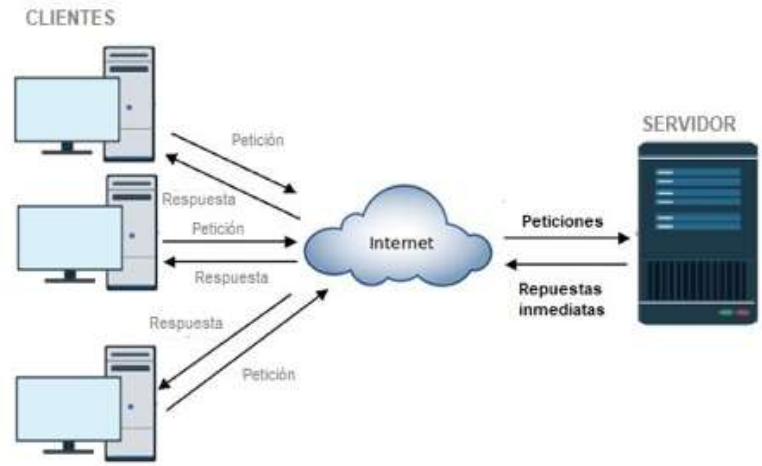


Imagen 31. Circuito atención al cliente



CAPÍTULO 5



**Gestión
OFICINA
JURÍDICA**

Informe de Gestión de Cartera - Año 2021

Para el periodo comprendido entre los meses de diciembre del año dos mil veinte (2020) hasta agosto de dos mil veintiuno (2021), la oficina jurídica trabajó en la gestión de cartera enviando cobros pre jurídicos hasta el predio que se encuentra en deuda con la E.E.P. S.A. E.S.P.

En este orden de ideas se ha enviado alrededor de NOVENTA (90) documentos, por medio de los cuales se ha recuperado la suma de:

MUNICIPIO	VALOR GESTIONADO (Agosto 2021)
Mocoa	\$ 69.697.850
Puerto Guzmán	\$ 8.107.850
Villagarzón	\$ 32.300.800
Orito	\$ 32.674.550
Piamonte	\$ 16.546.050
Total	\$ 159.327.100

Tabla 44

Se realizó visitas a 38 usuarios en mora, se llegó a un acuerdo de pago con 24 usuarios por valor de TRECE MILLONES CUATROCIENTOS SETENTA Y CINCO MIL NOVECIENTOS CINCUENTA PESOS (\$13.475.950 COP), de lo cuáles se recaudó de manera inmediata OCHO MILLONES CIENTO SIETE MIL OCHOCIENTOS CINCUENTA PESOS (\$8.107.850 COP) a título de cuota inicial del acuerdo de pago.



Para el mes de agosto de 2021 se realizó una consulta general de la cartera de los usuarios superiores a 6 meses donde se encontró que estos usuarios también cancelaron la deuda en la totalidad:

Usuarios	Sector	Rango	Días mora	Pendiente
107749	R	181-360	240	\$ 95.150
101008	R	181-360	300	\$ 6.600
105898	R	>360	510	\$ 154.350
197182	R	181-360	240	\$ 71.600
203039	C	>360	390	\$ 69.450
296096	R	181-360	240	\$ 11.900
290124	R	181-360	270	\$ 398.400
201957	R	181-360	360	\$ 17.700
270641	R	181-360	240	\$ 23.000
406352	R	181-360	300	\$ 12.100
407041	R	181-360	360	\$ 97.650
400667	R	>360	480	\$ 35.850
523571	R	>360	540	\$ 7.150
Total				\$ 1.000.900

Tabla 45

Para el año 2021 se realizó un acuerdo de pago con el HOSPITAL JORGE JULIO GUZMAN ubicado en el municipio de Puerto Guzmán donde se han recaudado la suma de CINCUENTA Y SIETE MILLONES SEISCIENTOS SETENTA Y UN MIL SEISCIENTOS CUARENTA Y TRES PESOS M/CTE (\$ 57.671.643 M/CTE) que han sido pagados de la siguiente manera:

Item	Código Transacción	Fecha Pago	Nro. Factura	Usuario	Valor Pago	Sede Agencia	Acciones
1	88cg35r	05/11/2021 03:45:53 pm	67380427	E.s.e Hospital Jorge Julio	18.048,600	EEP - Mocoa	Imprimir Recibo
2	561r32u	06/10/2021 04:44:15 pm	67094867	E.s.e Hospital Jorge Julio	20.000,000	EEP - Mocoa	Imprimir Recibo
3	86e8d53	20/08/2021 02:22:40 pm	63793348	Ese Hospital Jorge Julio	11.867,208	EEP - Mocoa	Imprimir Recibo
4	1b9vgg2	10/06/2021 02:43:03 pm	63191794	E.s.e Hospital Jorge Julio	688,872	EEP - Mocoa	Imprimir Recibo
5	b7oa31c	10/06/2021 02:42:33 pm	63191794	E.s.e Hospital Jorge Julio	1.033,240	EEP - Mocoa	Imprimir Recibo
6	x7aifs6	10/06/2021 02:37:12 pm	63191794	E.s.e Hospital Jorge Julio	1.047,450	EEP - Mocoa	Imprimir Recibo
7	qutkea	19/02/2021 03:27:30 pm	60787811	E.s.e Hospital Jorge Julio	2.084,746	EEP - Pto Guzmán	Imprimir Recibo
8	a1ub4h0	19/02/2021 03:21:16 pm	60787811	E.s.e Hospital Jorge Julio	943,176	EEP - Pto Guzmán	Imprimir Recibo
9	317pcrq	19/02/2021 02:58:36 pm	60787811	E.s.e Hospital Jorge Julio	1.015,161	EEP - Pto Guzmán	Imprimir Recibo
10	3928hwd	09/02/2021 04:52:36 pm	60787811	E.s.e Hospital Jorge Julio	943,190	EEP - Pto Guzmán	Imprimir Recibo

Imagen 32

La oficina jurídica fue encargada a través de la subgerencia administrativa y financiera, de gestionar cartera generada por medio de facturación electrónica, dentro de los

cuales se puede ver la gestión de la siguiente manera:

- **Unión Temporal Mocoa Proyectos & Ingeniería:** Esta empresa tenía una deuda pendiente con la E.E.P. S.A. E.S.P. por un valor de CUARENTA Y SEIS MILLONES NOVECIENTOS OCHO MIL SETECIENTOS VEINTINUEVE PESOS MDA CTE (\$46.908.729 MDA CTE) los cuales ya fueron pagados por medio de un acuerdo de pago.
- **HOPITAL JOSE MARIA HERNANDEZ:** Esta entidad tenía una deuda pendiente con la E.E.P. S.A. E.S.P. por un valor de TREINTA Y UN MILLONES DOSCIENTOS VEINTIOCHO MIL CIENTO SESENTA PESOS MDA CTE (\$31.228.160 MDA CTE) los cuales ya fueron pagados por medio de un acuerdo de pago.

Conclusión

La oficina Jurídica. dentro de las labores encomendadas por la gerencia de la E.E.P. S.A. E.S.P para la gestión de cartera informa al comité de saneamiento contable que en la trayectoria del año dos mil veintiuno (2021) ha recaudado la suma de TRESCIENTOS NUEVE MILLONES SEISCIENTOS DOCE MIL CUATROCIENTOS OCHENTA Y DOS PESOS M/CTE (\$ 309.612.482 M/CTE).



Informe de Gestión de Procesos Administrativos Sancionatorios Año 2021

El proceso administrativo sancionatorio es el mecanismo mediante el cual el Estado ejerce el poder punitivo que la Constitución y la ley le otorgan, a través de las entidades administrativas que determina para llevar a cabo funciones de inspección, vigilancia y control. La empresa se encuentra inmersa en los siguientes procesos administrativos sancionatorios:

Numero	Entidad Investigadora	Sanción	Inicio del proceso	Estado de Proceso	Probabilidad	Cuantía
SSPD 2019240350600001E	SSPD	\$ 1.000.287.126	2019	Se presentó recurso de reposición en contra de la sanción.	Probabilidad de perder alta.	Mayor
PS-06-86-320-033-21	CORPOAMAZONIA	No se ha establecido.	2021	Se notificó pliego de cargos, nos encontramos dentro del término para	Probabilidad de perder media.	No se ha establecido.
PS-06-86-320-015-14	CORPOAMAZONIA	No se ha establecido.	2014	Se envió alegatos de conclusión el 18 de junio de 2021.	Probabilidad de perder media.	No se ha establecido.
PS-06-86-320-104-014	CORPOAMAZONIA	No se ha establecido.	2014	Se envió alegatos de conclusión el 09 de octubre de 2021.	Probabilidad de perder media.	No se ha establecido.

Tabla 46



Naturaleza/ tipo del proceso	1 Tutela	2. Tutela	3. Tutela	4. Tutela	5. Tutela	6 Tutela	7. Tutela	8. Tutela	9. Tutela	10. Acción popular
Autoridad	Juzgado Segundo civil municipal	Juzgado Primero Penal Municipal	Juzgado primero municipal penal de Mocoa	Juzgado segundo municipal penal de Mocoa	Juzgado Primero Promiscuo Municipal (Villagarzón-Putumayo)	Juzgado primero municipal penal de Mocoa	Juzgado Primero Promiscuo Municipal (Orito-Putumayo)	Juzgado tercero penal del circuito transitorio de Mocoa	Juzgado Primero Promiscuo Municipal (Orito-Putumayo)	Juzgado primero administrativo del circuito de Mocoa Putumayo
Identificación del proceso	20201-00049	2021-00240	2021-00080	2021 00103	868854089001-2021-00153-00	2021-00055	863204089001-2021-000143	860014004001-2020-00036-01	863204089001-2020-00168	52 001 23 33 000 2015-00759 00 (6849)
Descripción	El Despacho entrara a resolver: i) Si es posible proteger el derecho que se alega vulnerado por el accionante, pese a que la accionada aduce haber remitido la respuesta dentro del término conferido en la ley.	Determinar si la respuesta emitida por parte de EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P., entidad ante el cual se dirigió la petición, cumple con los parámetros legales y jurisprudenciales y en consecuencia, determinar si se constituye una violación al derecho fundamental de petición del cual es titular MANUEL GERARDO SANTOS LASO.	Los accionantes solicitan que se proteja sus derechos fundamentales de petición y debido proceso, contra La Ascensión S.A., el juzgado vincula de oficio a la EEP.	la parte accionante invoca como vulnerados, el derecho fundamental de petición, propiedad privada en conexidad con el derecho al mínimo vital, vida digna, educación y salud	Se invoca como vulnerado el derecho fundamental de petición	Se invoca como vulnerado el derecho fundamental de petición	Se invoca como vulnerado el derecho fundamental de petición	Se invoca como vulnerado el derecho fundamental al debido proceso.	Se invoca la vulneración de los derechos establecidos reforzada, al trabajo, buen nombre, honra, petición, debido proceso, igualdad	El goce de un ambiente sano, de conformidad con lo establecido en la Constitución, la ley y las disposiciones reglamentarias; La seguridad y salubridad públicas; El acceso a los servicios públicos y a que su prestación sea eficiente y oportuna; Los derechos de los consumidores y usuarios.
Cuántía (art.25 CGP)	No tiene cuantía	No tiene cuantía	No tiene cuantía	No tiene cuantía	No tiene cuantía	No tiene cuantía	No tiene cuantía	No tiene cuantía	No tiene cuantía	Menor
Inicio del proceso	Tutela admitida 15 de febrero de 2021	Notificación tutela 20 abril de 2021.	El 1 de diciembre de 2021 fue notificada la demanda a la EEP	20 de octubre de 2021	14 de septiembre de 2021	31 de agosto de 2021	23 de julio de 2021	9 de diciembre de 2020	14 de diciembre del 2020	8 de febrero de 2016
Probabilidad de pérdida	Se perdió	Baja	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo
Estado	Fallo de primera instancia ordena tutelar	El 3 de mayo de 2021 se emite fallo que decide no tutelar el derecho fundamental de petición del accionante.	El juez decidió no tutelar	El juez declaró improcedente la acción de tutela	El juez declaró la carencia actual del objeto por existir HECHO SUPERADO	9 septiembre de 2021 Fallo de primera instancia declara improcedente la acción de tutela.	El juez decidió no tutelar	El juez declaró improcedente la acción de tutela en primera instancia (8 enero 2021). El fallo fue confirmado en segunda instancia.	El juez declaró improcedente la acción de tutela el 21 de enero de 2021.	Se programó inspección judicial el 11 febrero 2022

Tabla 47. Procesos administrativos sancionatorios

Informe de Gestión de Procesos Judiciales Año 2021

Durante el año 2021 la Empresa fue demandada dentro de 18 procesos judiciales:

1. Jurisdicción de lo contencioso administrativo:

La Jurisdicción de lo Contencioso Administrativo está instituida para juzgar las controversias y litigios administrativos originados en la actividad de las entidades públicas y de las personas privadas que desempeñen funciones propias de los distintos órganos del Estado. Ahora bien, 3 de los 18 procesos de los cuales hizo parte la empresa son medios de control de la jurisdicción de lo contencioso administrativo.

Naturaleza/tipo del proceso	1. Acción de reparación directa	2.Acción de reparación directa	3. Acción de reparación directa
Autoridad	Juzgado primero administrativo del circuito de Mocoa Putumayo	Juzgado Civil del Circuito de Mocoa	Juzgado Segundo Administrativo de Mocoa
Identificación del proceso	2019-00186	2018-0345	2021-0016
Descripción	Establecer si es dable declarar administrativa y patrimonialmente responsables a las entidades demandadas por los perjuicios morales y materiales sufridos por el grupo actor en virtud de la muerte de la menor VICTORIA ALEJANDRA ORTEGA CUESVAS ocurrido en un accidente de tránsito en el sector avenida Colombia del Municipio de Mocoa el día 23 de enero de 2017. En caso de declarar la responsabilidad se estudiarán las condenas solicitadas con la demanda.	Pago de indemnización por los daños sufridos a raíz de la muerte de su compañero permanente.	Pago de indemnización por ocupación de predio
Cuantía (art.25 CGP)	Mayor cuantía	Mayor	Mayor
Inicio del proceso	El 18 de marzo de 2019 se radicó la demanda. El 11 de julio de 2019 se admitió la demanda.	Año 2016	El 13 de octubre de 2021 se admitió la demanda
Probabilidad de pérdida	Baja	Alto	Medio
Estado	El 17 de junio de 2021 se celebró audiencia inicial y se programó audiencia de pruebas para el 20 enero de 2022, sin embargo, esta se canceló el día 19 de enero de 2022. Estamos a la espera de nueva fecha de audiencia.	Terminó con fallo condenatorio de segunda instancia. Se realizó acuerdo de pago el 15 de marzo de 2021 para cumplir con el fallo. Ya terminamos de pagar \$250.000.000.	El día 18 de enero de 2022 se notificó demanda a la EEP.

Tabla 48

2. Jurisdicción ordinaria:

Está compuesta por la Corte Suprema de Justicia, los Tribunales Superiores de Distrito Judicial y Juzgados según su especialidad: busca dirimir conflictos y decidir controversias entre particulares a partir del derecho. Así, 5 de los 18 procesos de los

Naturaleza/tipo del proceso	1. Ordinario laboral	2. Proceso ejecutivo singular	3. Proceso ejecutivo singular	4. Ordinario laboral	5. Proceso ejecutivo singular
Autoridad	Tribunal superior de distrito de Mocoa Mg. Orlando Zambrano Martínez - Despacho 3	Juzgado civil del circuito de Mocoa (P)	Juzgado Segundo civil municipal	Juzgado municipal de pequeñas causas de Mocoa	Juzgado Primero Civil municipal de Mocoa
Identificación del proceso	2013-129	2020-00084	2021 00042	2021 – 00016	2021-0384
Descripción	Solicita reintegro, pago de prestaciones sociales, declaración de relación laboral.	El demandante solicita el pago de las facturas 113 y 188 por valor de \$497.645.384	El demandante solicita el pago de lo adeudado en virtud del contrato de suministro N° 203 del 23/07/2020 más los intereses moratorios causados.	Declaración de despido injusto y pago de indemnización	Solicitud de pago de lo adeudado en virtud de contrato N° 302 de 31/12/2020
Cuantía (art.25 CGP)	Mayor cuantía	Mayor cuantía	Menor cuantía	Mínima cuantía	Menor cuantía
Inicio del proceso	Año 2013	El 14 de diciembre de 2020 se libró mandamiento de pago	10 de marzo de 2021 libra mandamiento de pago. 18 de marzo de 2021 notifica.	Abril de 2020	Admitida el 17 de noviembre de 2021
Probabilidad de pérdida	Baja	Alta	Alta	Bajo	Alto
Estado	Tribunal superior de distrito de Mocoa Mg. Orlando Zambrano Martínez - Despacho 3	El día 12 de febrero de 2021 se llegó a un acuerdo por \$400.000.000 cuya última cuota se pagó el 23 de diciembre de 2021. El proceso se encuentra suspendido y se está a la espera que se decrete la terminación del mismo.	Se suscribe acuerdo de pago el 26 de marzo de 2021 y el 28 julio de 2021 termina proceso.	Terminado con contrato de transacción entre las partes. Que no se iba a pagar nada.	Acuerdo de pago por \$41.180.697. Pendiente un pago por \$16.180.697

Tabla 49

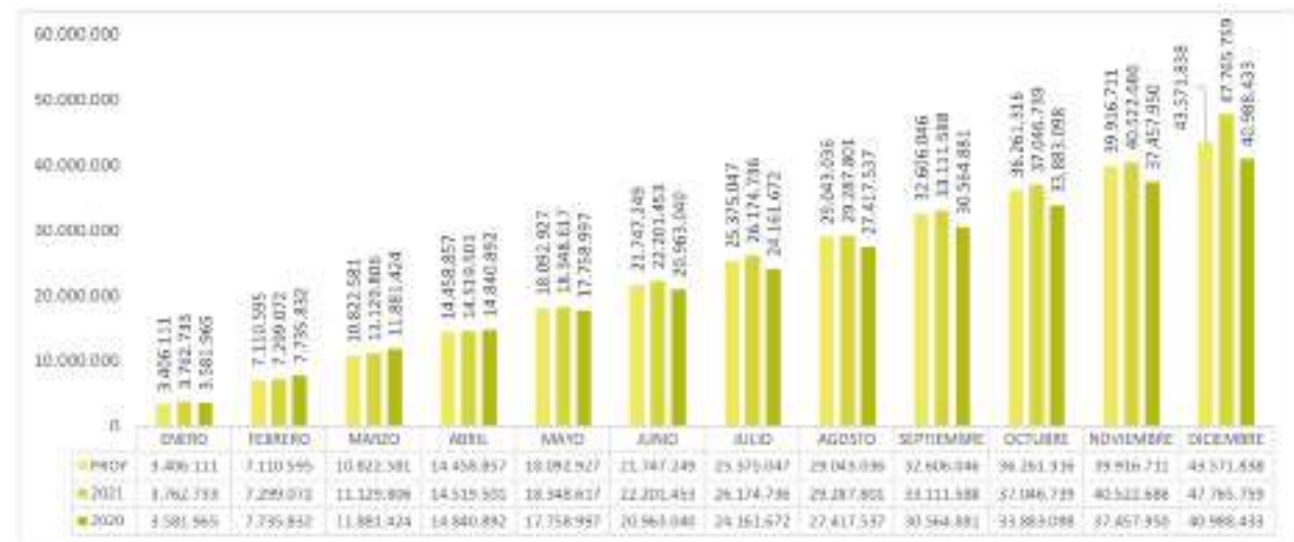


CAPÍTULO 6

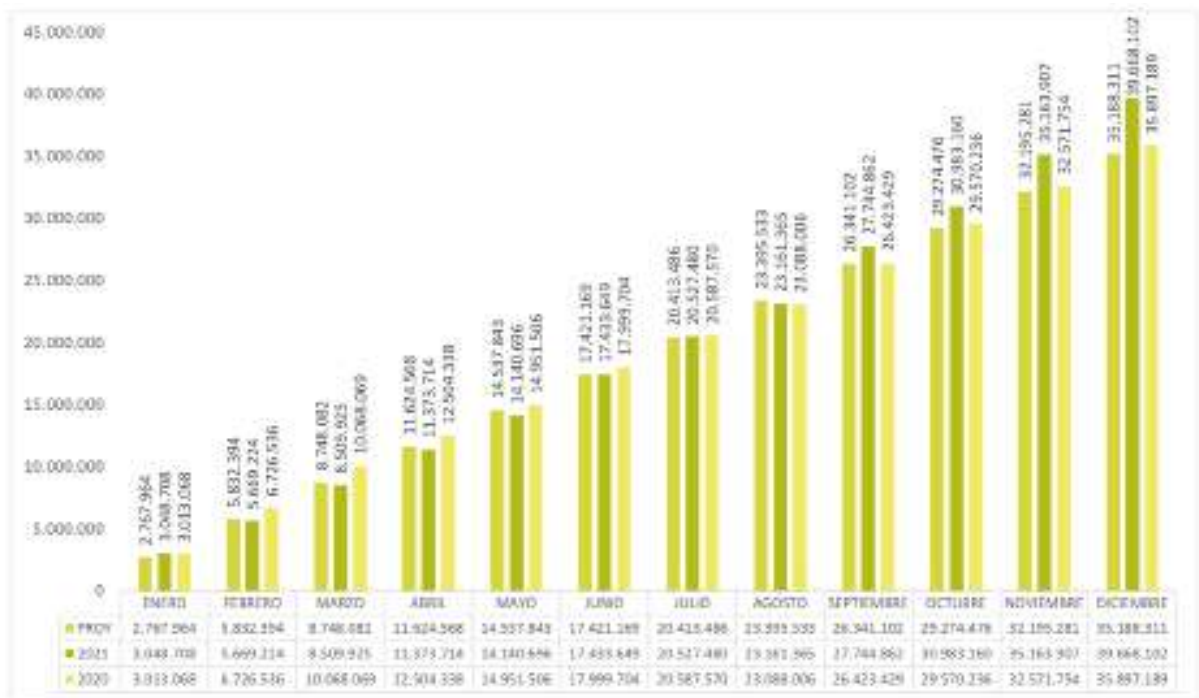
Gestión FINANCIERA



Ingresos Operacionales



Costos



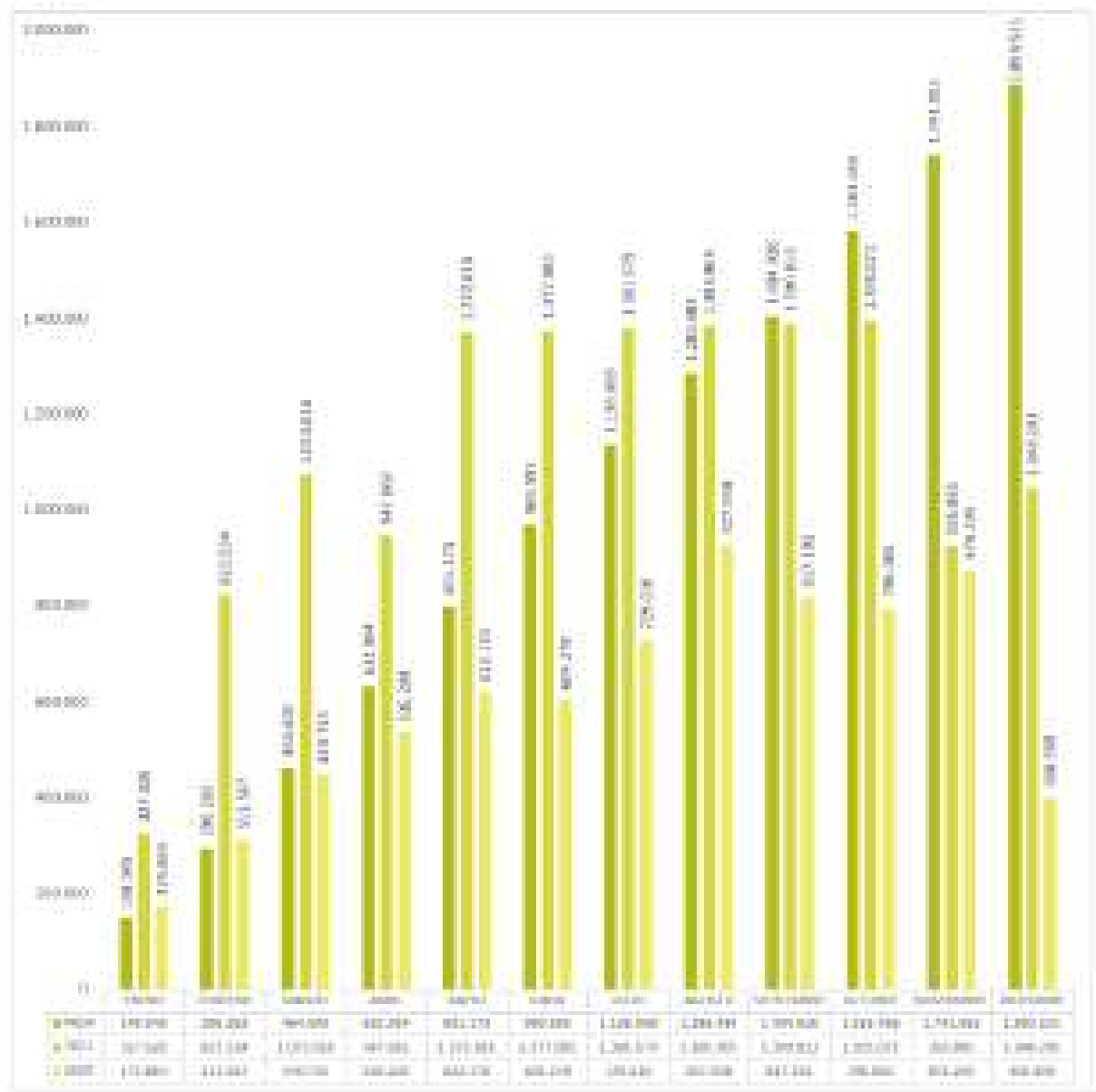
Ingresos No Operacionales



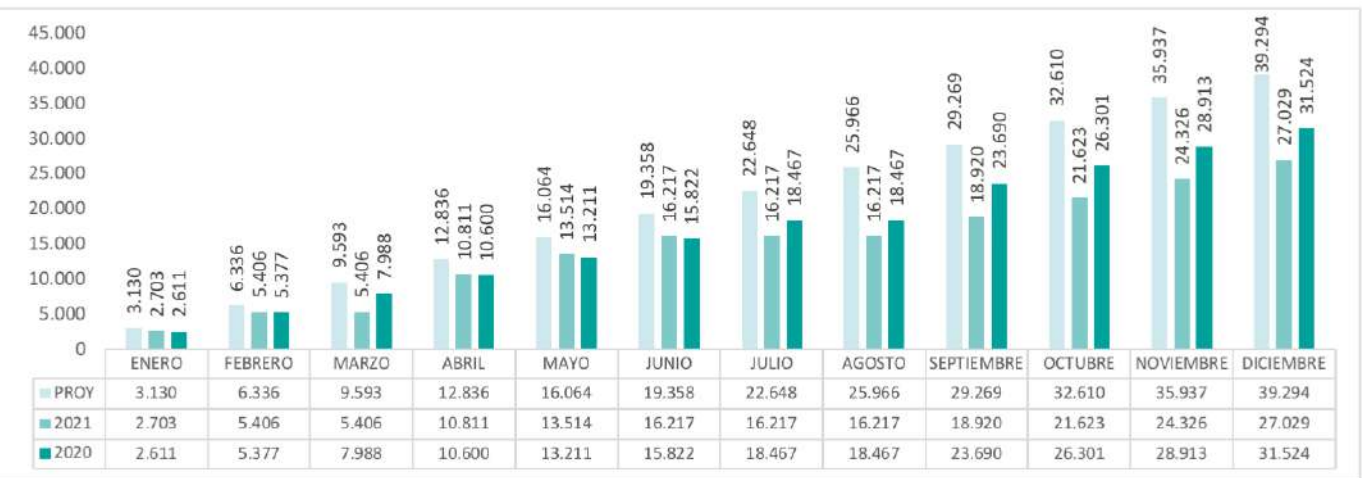
Gastos Administrativos



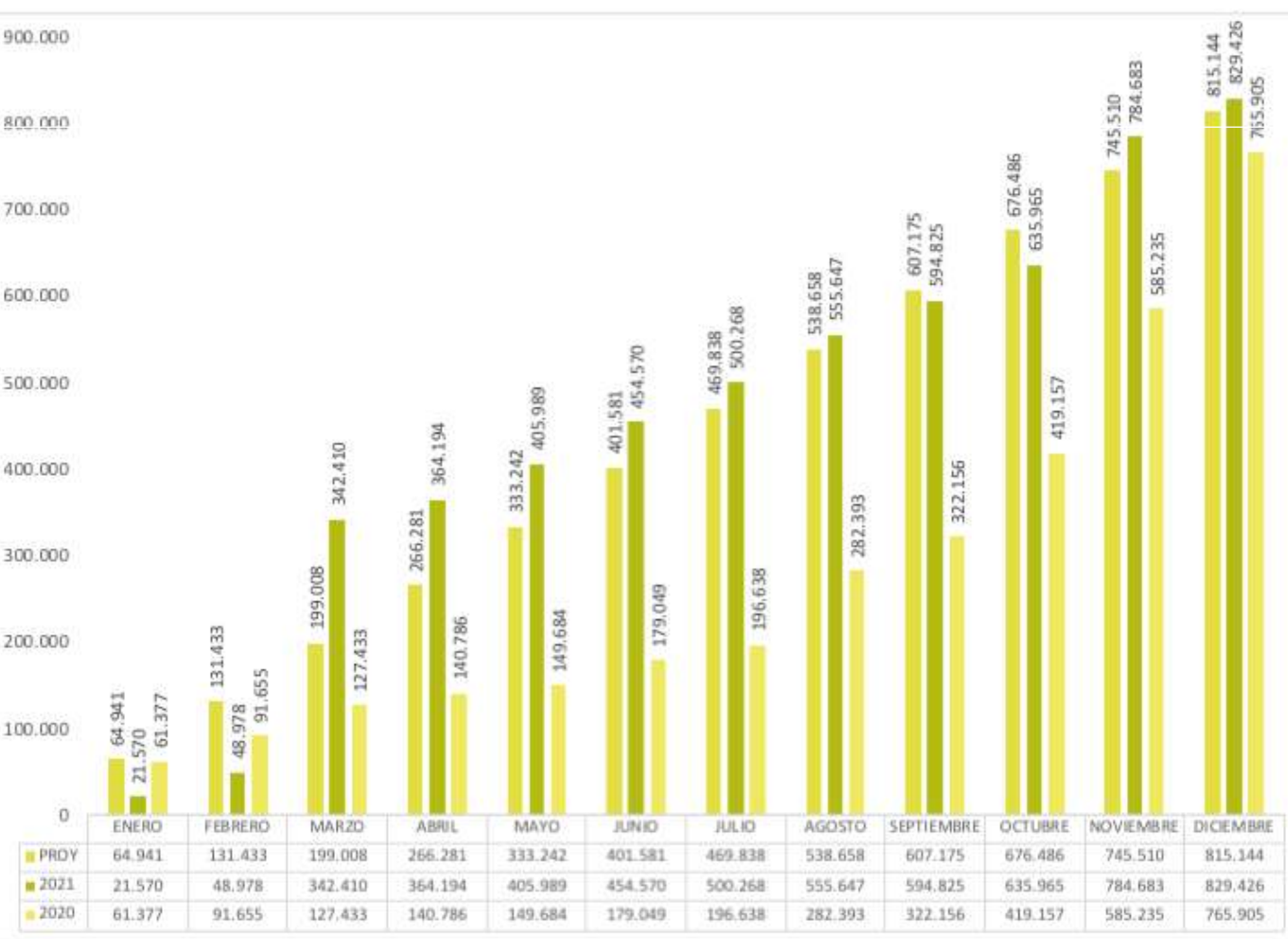
Deterioro, Provisiones y Depreciaciones



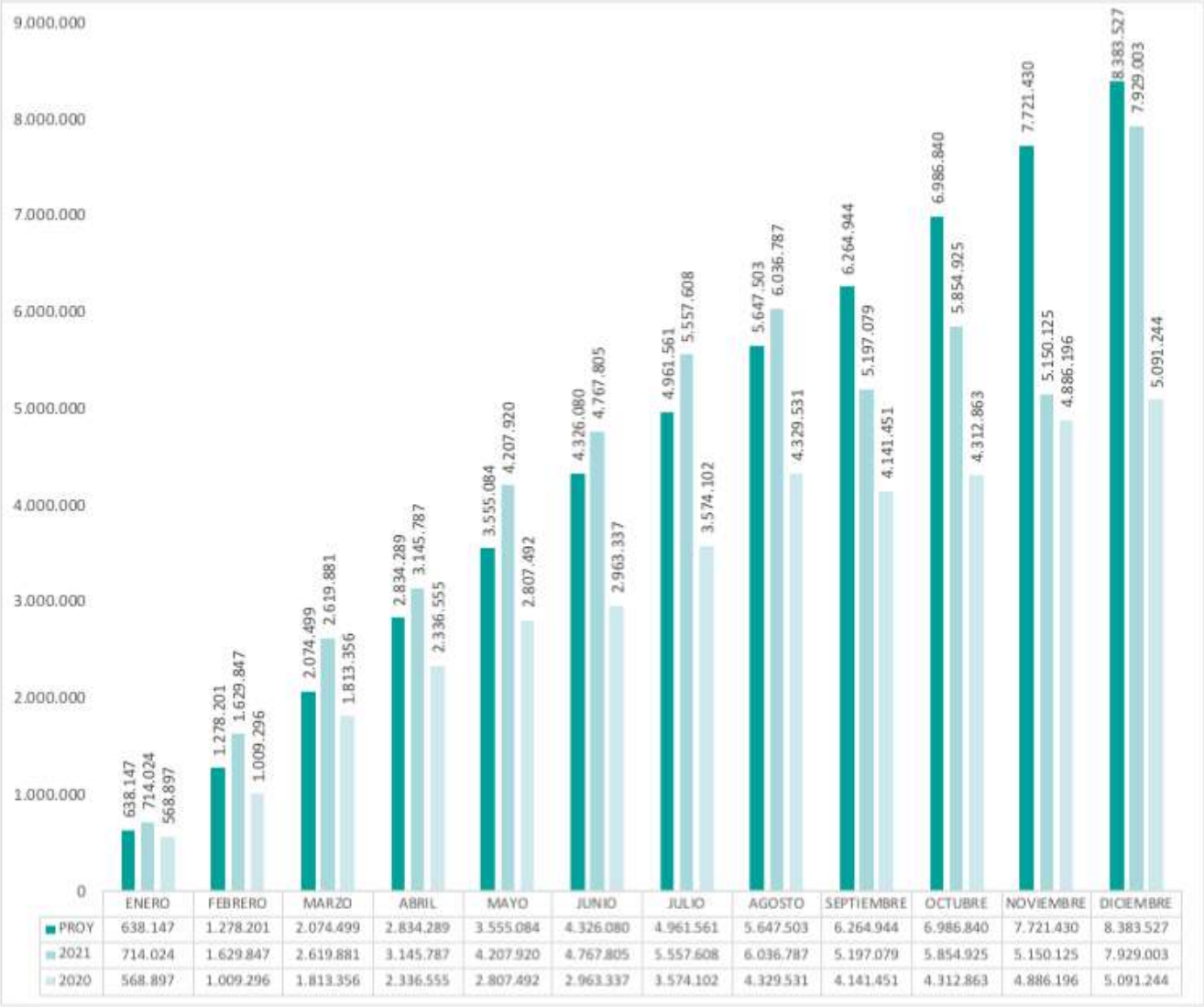
Gastos No Operacionales



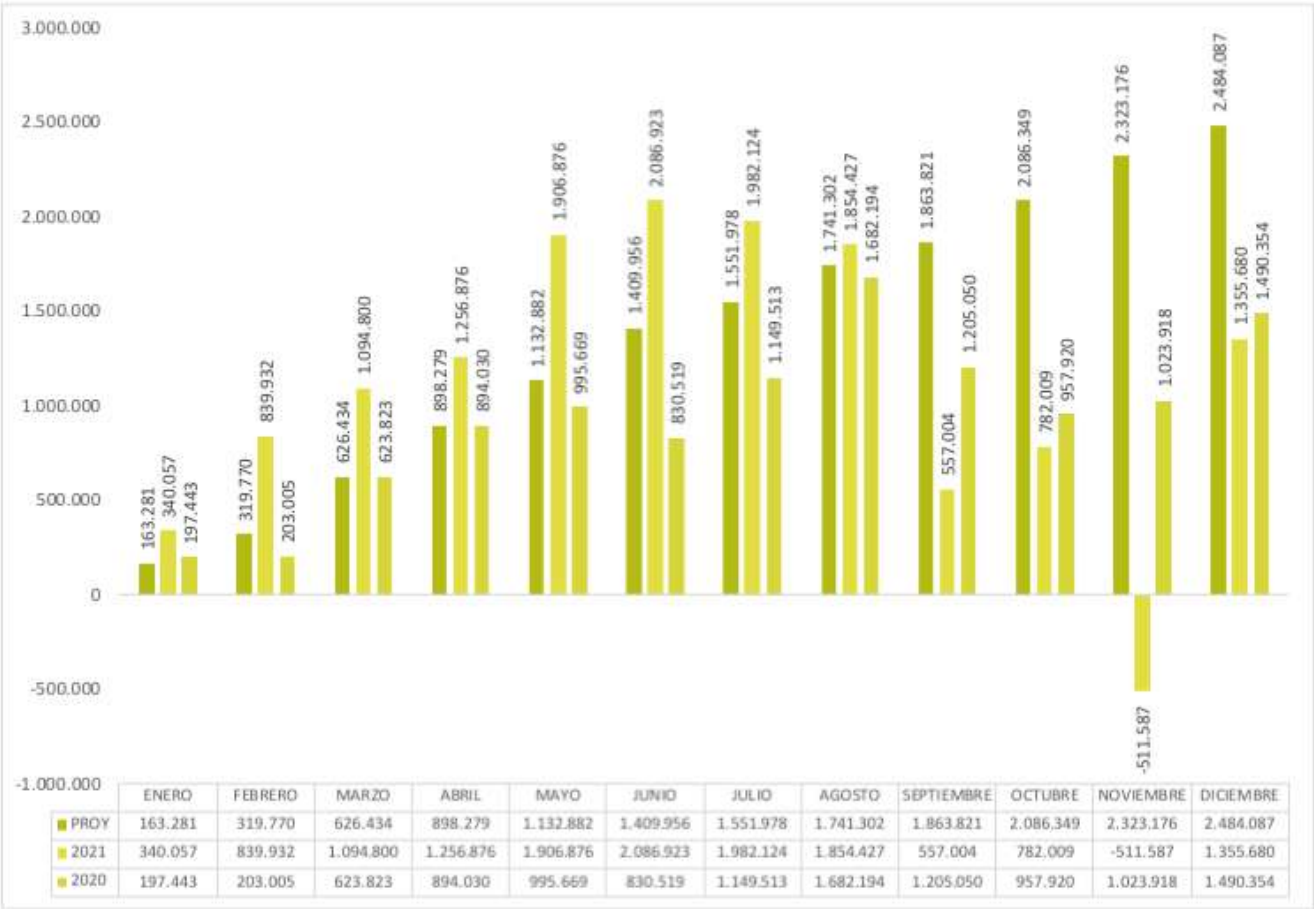
Otros Gastos



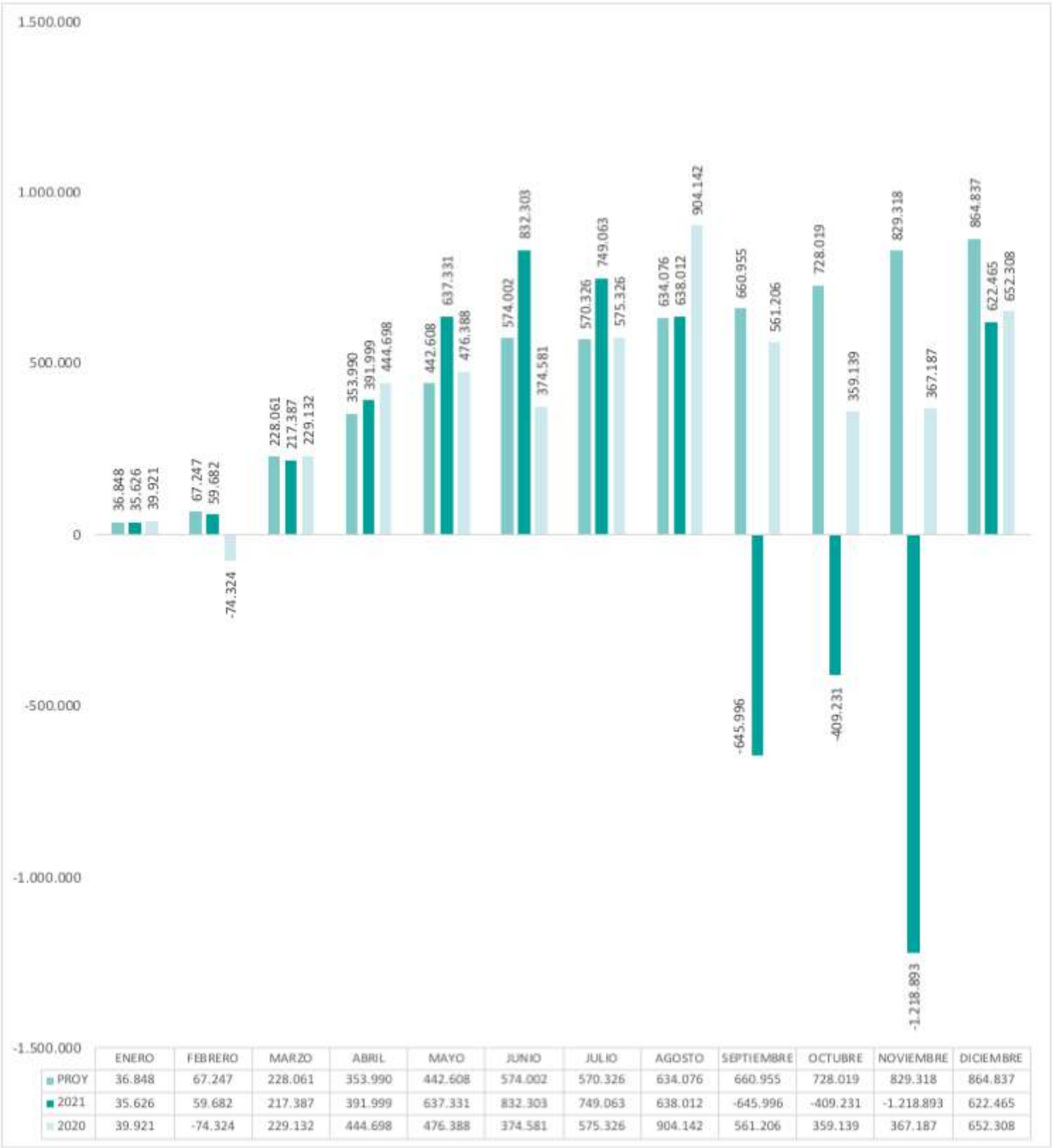
Utilidad Bruta en Ventas



Utilidad Operacional



Utilidad Neta

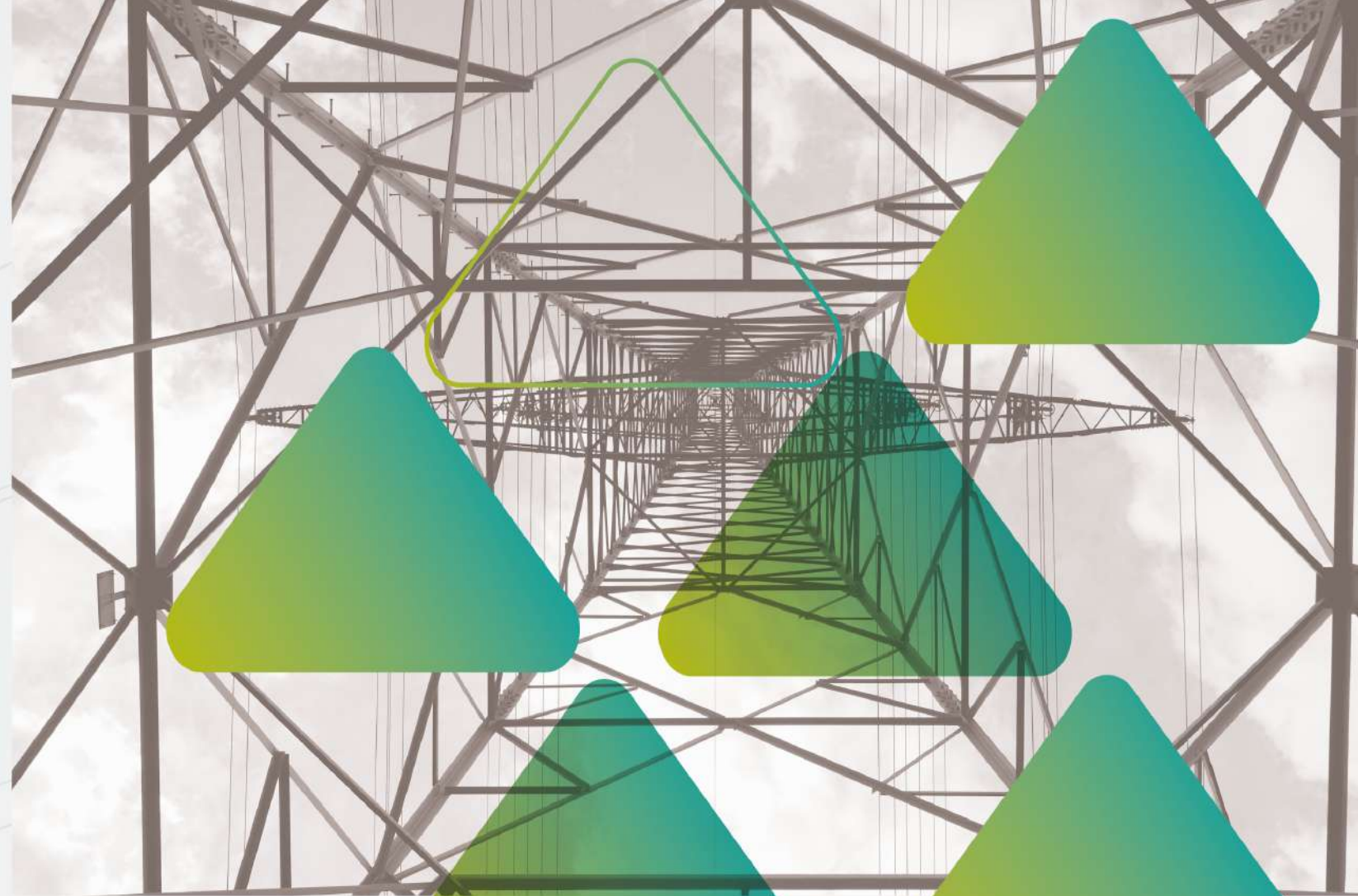


INDICADORES COMPARATIVOS DEL AÑO 2017 A 2021					
INDICADORES DE LIQUIDEZ	2021	2020	2019	2018	2017
RAZON CORRIENTE	1,10	1,05	1,12	1,15	0,95
PRUEBA ACIDA	0,95	0,86	0,99	1,01	0,75
CAPITAL DE TRABAJO	1.236.049	757.770,00	1.232.162,00	1.598.783,00	480.936,00

INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO	2021	2020	2019	2018	2017
ENDEUDAMIENTO TOTAL	49,53%	51,05%	45,88%	41,93%	44,64%
CONCENTRACIÓN DEL ENDEUDAMIENTO EN EL CORTO PLAZO	25,80%	30,23%	24,55%	28,08%	27,54%
ENDEUDAMIENTO PATRIMONIAL TOTAL	98,14%	104,29%	84,77%	72,21%	80,64%
ENDEUDAMIENTO PATRIMONIAL A CORTO PLAZO	51,13%	61,76%	45,37%	48,36%	49,74%
INDICADOR DE APALANCAMIENTO	16,82%	20,09%	17,24%	7,57%	6,75%
ENDEUDAMIENTO DEL ACTIVO FIJO	0,76	77,81%	81,53%	93,25%	89,96%
IMPACTO DE LA CARGA FINANCIERA	0,38%	0,70%	0,85%	0,73%	0,54%
ENDEUDAMIENTO FINANCIERO	8,57%	10,97%	9,90%	4,20%	4,20%
COBERTURA DE INTERESES	9,96	2,26	10,08	7,70	4,84

INDICADORES DE RENTABILIDAD	2021	2020	2019	2018	2017
RENTABILIDAD NETA DEL ACTIVO	1,29%	1,34%	2,78%	4,16%	-2,27%
RENTABILIDAD NETA DEL PATRIMONIO	0,03	0,03	5,13	7,16	4,10
RENTABILIDAD OPERACIONAL DEL PATRIMONIO	6,38%	2,60%	13,17%	8,91%	-3,39%
MARGEN BRUTO	16,60%	13,68%	19,80%	18,51%	21,88%
MARGEN OPERACIONAL	3,25%	1,42%	7,57%	4,94%	-2,11%
MARGEN NETO	1,30%	1,50%	2,95%	3,97%	-2,55%
EBITDA	4.167.017	3.732.538	5.113.202	3.936.081	1.143.170
MARGEN EBITDA	8,72	9,09	13,03	10,21	3,58

Tabla 50



CAPÍTULO 7



Certificación DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Los suscritos representante legal y contador de Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P., certificamos que, en los estados financieros de la Compañía, con corte al 31 de diciembre de 2021, 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 Empresa, 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 EEP.
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 Empresa 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 EEP.
7. Los estados financieros al 31 de diciembre de 2021 y 2020, han sido preparados a partir de las cifras tomadas fielmente de los libros de contabilidad
8. Los estados financieros han sido autorizados para su divulgación por la Junta Directiva.

REPRESENTANTE LEGAL

CONTADOR

JHON GABRIEL MOLINA ACOSTA
Gerente

JEANE ALEXANDRA GUERRERO
Contadora TP116529-T

Original firmado

Estado de Situación
Financiera de Apertura

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020
(Cifras en miles de pesos colombianos - COP)

		Diciembre 31, 2021	Diciembre 31, 2020
ACTIVOS			
ACTIVOS CORRIENTES	Notas		
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	274.623	3.044.224
Efectivo Restringido	5	115.632	53.006
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	6	11.523.764	8.836.869
Inventarios	8	1.875.222	2.669.614
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		13.789.241	14.603.713
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Inversiones	10	460.400	460.400
Propiedades, planta y equipo	11	32.018.430	28.812.893
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12	269.671	279.289
Activos por impuestos diferidos	7	1.180.853	1.144.263
Otros activos no financieros	9	481.949	496.858
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		34.411.303	31.193.703
TOTAL ACTIVOS		48.200.544	45.797.416
PASIVOS			
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos financieros	13	1.713.449	2.149.685
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	14	9.204.103	9.926.468
Beneficios a empleados	15	702.881	873.232
Pasivos por impuestos	7	1.032.976	896.558
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		12.653.409	13.845.943
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivos financieros	13	2.378.438	2.354.243
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	14	7.115.960	5.684.795
Pasivos por impuestos diferidos	7	1.726.082	1.494.322
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		11.220.480	9.533.360
TOTAL PASIVOS		23.873.889	23.379.303
PATRIMONIO NETO			
Capital emitido	16	13.054.410	11.220.760
Prima de emisión	16	28.105	28.105
Otras reservas	16	2.061.598	2.000.169
Ganancias acumuladas (EFECTO POR CONVERSION NIIF)	16	9.182.542	9.169.079
PATRIMONIO NETO TOTAL		24.326.655	22.418.113
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO NETO		48.200.544	45.797.416
JHON GABRIEL MOLINA ACOSTA	JEANE ALEXANDRA GUERRERO	DUCARDO JEMBER URQUIJO CHAVEZ	
Gerente	Contadora TP116529-T	Revisor Fiscal TP 113563-T	
Original firmado			

Estados

Resultado Integral

Estado de Cambios en el Patrimonio

Años terminados el 31 de diciembre de 2021 y 2020
(Cifras en miles de pesos colombianos - COP)

Años terminados el 31 de diciembre de 2021 y 2020
(Cifras en miles de pesos colombianos - COP)

		Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2020
	Notas		
Ingresos de actividades ordinarias	17	47.765.759	41.048.432
Costo de ventas y Operación	18	(39.836.756)	(35.434.512)
Ganancia bruta		7.929.003	5.613.920
Gastos de administración	19	(5.688.260)	(4.893.711)
Otros ingresos	20	139.533	734.166
Otros Gastos	20	(829.426)	(872.097)
Otras Ganancias (Pérdidas)		1.550.850	582.278
Ingresos financieros	21	212.887	207.778
Gastos financieros	21	(27.029)	(31.524)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos		1.736.708	758.532
Ingreso (gastos) por impuestos	22	(1.114.243)	(144.246)
Resultados neto del periodo		622.465	614.286
JHON GABRIEL MOLINA ACOSTA		JEANE ALEXANDRA GUERRERO	DUCARDO JEMBER URQUIJO CHAVEZ
Gerente		Contadora TP116529-T	Revisor Fiscal TP113563-T
Original firmado			

Ganancias Acumuladas											
		Capital emitido	Prima de Emisión		Reservas		Resultados del ejercicio	Ganancias Acumuladas	Efectos por conversión	Total	Total patrimonio
SALDOS AL 01 DE ENERO DE 2020	Nota 16	10.920.760	28.105	0	0	1.884.559	1.156.106	8.459	8.546.332	9.710.897	22.544.321
Capital		300.000								0	300.000
Prima de Emisión										0	0
Consitución de Reservas						115.611	(115.611)			(115.611)	0
Distribución de Dividendos							(1.040.495)			(1.040.495)	(1.040.495)
Resultados Acumulados						614.286		1		614.287	614.287
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020		<u>11.220.760</u>	<u>28.105</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>2.000.170</u>	<u>614.286</u>	<u>8.460</u>	<u>8.546.332</u>	<u>9.169.078</u>	<u>22.418.113</u>
Capital										0	0
Prima de Emisión										0	0
Consitución de Reservas						61.429	(61.429)			(61.429)	0
Distribución de Dividendos		1.833.650					(552.857)			(552.857)	1.280.793
Resultados Acumulados						622.465		5.284		627.749	627.749
										0	
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021		<u>13.054.410</u>	<u>28.105</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>2.061.599</u>	<u>622.465</u>	<u>13.744</u>	<u>8.546.332</u>	<u>9.182.541</u>	<u>24.326.655</u>
JHON GABRIEL MOLINA ACOSTA		JEANE ALEXANDRA GUERRERO				DUCARDO JEMBER URQUIJO CHAVEZ					
Gerente		Contadora TP116529-T				Revisor Fiscal TP 113563-T					
Original firmado											

Estado de Flujo de Efectivo

Años terminados el 31 de diciembre de 2021 y 2020
(Cifras en miles de pesos colombianos - COP)

	Diciembre 31, 2021	Diciembre 31, 2020
Flujo de efectivo por actividades de operación		
Resultados netos del periodo	622.465	614.286
AJUSTES PARA CONCILIAR LOS RESULTADOS NETOS DEL PERIODO CON EL EFECTIVO (USADO EN) PROVISTOS POR LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Depreciacion y amortizacion	1.708.484	1.557.143
impuesto de renta diferido, neto	1.114.243	144.246
CAMBIO EN ACTIVOS Y PASIVOS OPERACIONALES:		
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	(2.686.895)	436.319
Otros Activos no financieros corrientes	794.392	(1.346.937)
Aumento (disminucion) Otros Activos	(1.326.571)	(874.471)
cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	708.800	1.754.622
Pasivos por impuestos corrientes	136.418	(91.778)
pasivo financiero de corto plazo	(436.236)	888.775
obligaciones laborales	(170.351)	231.332
Efectivo neto (usado en) provisto por actividades operacionales	464.749	3.313.537
FLUJO DE EFECTIVO POR LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Adiciones a propiedad, planta y equipo	(3.205.537)	(1.162.383)
Adiciones (disminuciones) activos intangibles distintos de la plusvaía	9.618	51.193
Efectivo neto (usadoen) provisto por actividades de inversión	(3.195.919)	(1.111.190)
FLUJOS DE EFECTIVO POR LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Pasivo financiero Largo plazo	24.195	(271.623)
Emision de Acciones	0	300.000
Efectivo neto (usado en) provisto por actividades de financiación	24.195	28.377
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	(2.706.975)	2.230.724
Efectivo al inicio del periodo	3.097.230	866.506
Efectivo al Final del periodo	390.255	3.097.230
JHON GABRIEL MOLINA ACOSTA Gerente	JEANE ALEXANDRA GUERRERO Contadora TP116529-T	DUCARDO JEMBER URQUIJO CHAVEZ Revisor Fiscal TP 113563-T
Original firmado		

Notas a los Estados Financieros

A 31 de diciembre de 2021
(Comparación de cifras al 31 de diciembre 2020)
Valores expresados en miles de pesos

Nota 1. Información general

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

El porcentaje patrimonial de las entidades públicas y del sector privado, a 31 de diciembre de 2021, es el siguiente:

Año	% Entidades públicas	% Sector privado
2021	22.96%	77.04%
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%

Tabla 51

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, 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 políticas contables

3.1 Efectivo y equivalentes de efectivo

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

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

El efectivo en moneda extranjera, se reconoce al momento en que se genera una entrada de dinero en una moneda diferente a la moneda funcional de la EEP 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 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 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

Un activo financiero estará deteriorado cuando exista evidencia objetiva del deterioro, como consecuencia de uno o más eventos que hayan ocurrido después del reconocimiento inicial del activo y los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero se han visto afectados.

La evidencia objetiva de deterioro podría incluir:

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

Para los activos financieros registrados al costo amortizado, el importe de la pérdida por deterioro es la diferencia entre el importe en libros y el valor presente del flujo de efectivo estimado futuro del activo, descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero. El importe en libros del activo financiero se reduce por la pérdida por deterioro directamente para todos los activos financieros, excepto para las cuentas comerciales por cobrar, donde el importe en libros se reduce a través de una cuenta de deterioro. Cuando se considera que una cuenta comercial por cobrar es incobrable, se elimina 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 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 Empresa, aplica la medición del costo amortizado a sus préstamos, dado que incorporan flujos contractuales que se cancelan en la fecha de su vencimiento.

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

El método de la tasa de interés efectiva, es un método de cálculo del costo amortizado de un pasivo financiero y de imputación del gasto financiero a lo largo del periodo

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

3.4.4. Baja en cuentas de un pasivo financiero

La EEP 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 imponibles o deducibles en otros años y partidas que nunca son gravables o deducibles.

El pasivo de la EEP, 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 Empresa evalúa periódicamente la posición asumida en las declaraciones de impuestos, respecto de situaciones en las que las leyes tributarias son objeto de interpretación, y, en caso necesario, constituye provisiones sobre los montos que espera deberá pagar a las autoridades tributarias.

Los impuestos corrientes correspondientes al 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 Empresa, reconocerá tal derecho como un activo en el mismo periodo en el que se produce la citada pérdida fiscal, puesto que es probable que la entidad obtenga el beneficio económico derivado de tal derecho.



3.5.2. 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 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 se apliquen 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 servicio o para fines administrativos, son registradas al costo menos la depreciación acumulada, menos cualquier pérdida por deterioro reconocida.

El costo inicialmente medirá sus elementos de propiedades, planta y equipo al costo, el cual se encuentra comprendido por su precio de adquisición, incluidos los aranceles de importación y los impuestos indirectos no recuperables que recaigan sobre la adquisición, después de deducir cualquier descuento comercial o rebaja del

precio, cualquier coste directamente relacionado con la ubicación del activo en el lugar y en las condiciones necesarias para que pueda operar de la forma prevista, por la dirección y los costos de desmantelar y remover las partidas y de restaurar el lugar donde estén ubicados cuando sea aplicable.

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 y 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 en base al método de depreciación lineal, sobre la vida útil estimada de cada partida de propiedad, planta y equipo, las cuales reflejan con mayor exactitud, el patrón de consumo esperado de los beneficios económicos futuros relacionados con el activo.

La depreciación de un activo comenzará cuando esté en la ubicación y condiciones para operar de la forma prevista por la Empresa y no cesará cuando el activo esté sin utilizar o se haya retirado del uso activo. La vida útil determinada se detalla 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 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, para 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.

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 Empresa reconoce el desembolso incurrido internamente en una partida intangible como un gasto, incluyendo todos los desembolsos para actividades de investigación y desarrollo, cuando incurra en estos, a menos que forme parte del costo de otro activo que cumpla los criterios de reconocimiento. Todos los activos intangibles tienen vida útil finita. En caso de que esta no pueda ser estimada fiablemente, se supondrá que la

vida útil es de 10 años. Los activos intangibles se amortizan a lo largo de sus vidas útiles, y se revisan para determinar si tuvieron algún deterioro del valor en la medida en que exista algún indicio de que el activo intangible pudiera haber sufrido dicho deterioro.

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

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

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

3.10. Reconocimiento de ingresos, costos y gastos

Los ingresos se calculan al valor razonable de la contraprestación recibida o por recibir. Los ingresos se reducen por los descuentos, bonificaciones o rebajas comerciales y otras asignaciones similares estimadas para los clientes. El valor razonable se mide por el valor del efectivo o equivalente del efectivo recibido o por recibir.

3.10.1. Ingresos ordinarios

La EEP reconoce los ingresos ordinarios, si sus valores son estimados confiablemente, de acuerdo con el 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 Empresa 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/u otros ingresos de esta, 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 Empresa por el uso de efectivo, de equivalentes al efectivo o inversiones, por rendimientos que obtiene de las financiaciones otorgadas.

3.10.1.4. Arrendamiento de bienes

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

3.10.2. Otros ingresos

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

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

3.10.2.1. Venta de activos

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

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 S.A ESP.

Las donaciones pueden ser en efectivo, inversiones, derechos, bienes muebles e inmuebles y otros activos.

3.10.3. Costos y gastos

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

En la aplicación de las políticas contables de la EEP, la administración debe hacer juicios, estimados y presunciones sobre los importes en libros de los activos y pasivos, que aparentemente no provienen de otras fuentes. Los estimados y presunciones asociadas se basan en la experiencia histórica y otros factores, que se consideran como relevantes. Los resultados reales podrían diferir de dichos estimados.

Estos juicios críticos y estimaciones se describen en la Nota 4.

3.11. Beneficios a los empleados

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



3.12.1. Litigios y demandas

El valor inicial de las provisiones para litigios y demandas, es el monto que tiene que desembolsar la Empresa 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 S.A ESP 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 es incierto o remoto. También se incluyen como pasivos contingentes aquellos cuyo desenlace es probable, pero su monto no es determinable en forma confiable.

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

Debido a que los pasivos contingentes pueden evolucionar, la EEP S.A ESP 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 Empresa 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 S.A ESP, reconoce una cuenta por cobrar de una demanda o proceso legal a favor, solo cuando:

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

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

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

Nota 4. Juicios y estimaciones contables relevantes

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

A continuación, se discuten las presunciones básicas respecto al futuro y otras fuentes claves de incertidumbre en las estimaciones.

Al final del periodo sobre el cual se reporta, 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 se apliquen 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

La Empresa reconoce la depreciación de sus propiedades y equipo sobre la base de la vida útil estimada, y refleja de manera significativa la vida económica de los activos fijos. No obstante, la vida de servicio puede variar en función de la actualización tecnológica de cada elemento. La vida útil de las propiedades, planta y equipo, también afectan las pruebas de recuperación (test de deterioro) de costos de activos fijos.

La vida útil estimadas para los periodos actuales, son las siguientes:

Clase	Años de depreciación
Construcciones y edificaciones	Entre 20 y 50 años
Redes, líneas y cables	30 años
Plantas, ductos y túneles. – Subestaciones	Entre 10 y 40 años
Equipo de computo	3 años
Computadores de escritorio	4 años
Dispositivos móviles (Portátiles y tabletas)	2 años
Maquinaria y equipo	5 años
Sistema de aire acondicionado	8 años
Equipos de comunicación	3 años
Líneas telefónicas	4 años
Satélites y antenas	6 años
Muebles y enseres	10 años
Equipo de transporte	15 años
Autos, camionetas y camperos	12 años

Tabla 52

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.

El importe recuperable de un activo es determinado por el mayor entre:

- a) El valor razonable menos los costos estimados de venta
- 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 disponibles acerca de 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

En cada fecha de presentación de los estados financieros, se realizan estimaciones de los costos causados sobre las bases de información disponible acerca de 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 2021, está compuesto por:



5.1. Efectivo y equivalentes de efectivo

	31-dic-21	31-dic-20
Caja	5.574.300	5.574.300
Cuentas bancarias corrientes y de ahorro:		
Bco. BBVA cta. cte. No.59811787-7	6.917.413	15.459
Bco. BBVA cta. cte. No.88200013-6	961.077	187.486
Bco. Popular cta. cte. No.69011867-4	145.627	797.462
Bco. Popular cta. cte. No.69072244-2 STR	76.799	76.800
Bco. Bancolombia Cta. Cte. 927-476611-79	6.778.399	133.356.781
Bco. Agrario de Colombia Orito cta. cte. No.11329-4	9.051.590	7.795.021
Bco. Agrario de Colombia Mocoa cta. cte. No.1235-9	215.163	568.127
Bco. Agrario de Colombia Villa cta. cte. No.547-9	544.925	66.005
Bco. Agrario de Colombia Pto. Guzmán No.256-7	560.281	1.726.020
Bco. Popular cta. ahorros No. 69072114-7	91.354	2.535.470.363
Bco. Popular cta. ahorros No.69072097-4	50.563.326	58.669.033
Bco. Popular cta. ahorros 69072240-0	2.523	2.523
Bco. BBVA cta. ahorros No. 598208320	50.122.038	5.492.852
Bco. BBVA cta. ahorros No. 598313948	665.780	139.021
Bco. BBVA cta. ahorros No. 598313930	637	289.189.653
Bco. BBVA Subsidios 598313922	136.881.887	100.024
Bco. BBVA Fdo. Inversión No. 45287	4.462.866	4.462.866
Bco. BBVA cta. ahorros No. 598351781 Convenio	3.043	3.043
Bco. BBVA cta. ahorros No. 598364321	1.003.929	530.316
TOTAL	269.048.657	3.038.648.855

5.2. Efectivo restringido

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

Fondos especiales		
Fiduciaria Corficolombiana	115.632.087	53.006.408
TOTAL	390.255.044	3.097.229.563

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 2021 está compuesto por:

	31-dic-21	31-dic-20
Servicios públicos	8.619.981.469	6.252.506.743
Comercialización	4.027.884.779	4.207.061.701
Sistema de transmisión regional	1.833.348	62.433.086
Otros servicios de energía	503.515.173	186.001.350
Prestación de servicios No facturados	2.501.055.949	844.157.359
Subsidio servicio de energía	1.717.708.406	1.008.392.391
Deterioro	(132.016.186)	(55.539.144)
Otros Deudores	2.903.782.329	2.584.362.390
TOTAL	11.523.763.798	8.836.869.133

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 2021 está compuesto 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 2021:

	31-dic-21	31-dic-20
Pasivos del impuesto corriente		
Retención en la Fuente	130.041.385	72.052.588
Anticipo de impuesto de industria y comercio	9.156.493	11.841.195
Impuesto de renta y complementarios	165.008.354	221.878.885
Impuesto de industria y comercio	470.683.398	449.926.453
Contribuciones	250.608.999	-
Impuesto al valor agregado	7.476.968	4.983.548
Otras obligaciones	-	135.875.001
TOTAL	1.032.975.597	896.557.670

7.2. Activos y pasivos por impuesto diferido:

	31-dic-21	31-dic-20
Activos por Impuesto Diferido	1.180.853.354	1.144.263.006
Pasivo por Impuesto Diferido	1.726.082.329	1.494.321.884
	-545.228.975	-350.058.878

Impuesto diferido activo- pasivo relacionado con:	31-dic-21	31-dic-20
Cuentas por cobrar	-775.327.344	-270.130.355
Inventarios	-24.943.314	-25.747.937
Propiedad planta y equipo	82.672.018	-223.237.849
Otros activos	93.573.973	96.591.848
Cuentas por pagar	78.795.692	72.465.415
TOTAL	-545.228.975	-350.058.878

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 2021, se está compuesto por:

	31-dic-21	31-dic-20
Mercancías en existencia	13.688.708	119.650.387
Materiales para la prestación de servicios	1.861.532.980	2.549.963.779
TOTAL	1.875.221.688	2.669.614.166

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 2021, está compuesto por:

	31-dic-21	31-dic-20
Gastos Pagados por anticipado	481.949.083	496.857.926
	481.949.083	496.857.926

Nota 10. Inversiones

El saldo a inversiones, del 31 de diciembre 2021, está compuesto por:

Acciones Ordinarias (Frigorífico del Putumayo SA)	70.300.000	70.300.000
Acciones Preferenciales (Frigorífico del Putumayo SA)	390.100.000	390.100.000
	460.400.000	460.400.000

	acciones	valor	participación
Acciones Ordinarias (Frigorífico del Putumayo SA)	703	70.300.000	9,45%
Acciones Preferenciales (Frigorífico del Putumayo SA)	3.901	390.100.000	52,44%

Nota 11. Propiedades, planta y equipo

A continuación, se detallan los movimientos relacionados con las adiciones, capitalizaciones y reclasificaciones, así como el cálculo de la depreciación acumulada que tuvo el rubro de propiedades, planta y equipo; el saldo neto, al 31 de diciembre de 2021, está compuesto por:

- 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.

	31-dic-21	31-dic-20
Terrenos	1.624.551.553	1.314.551.557
Construcciones en curso (1)	524.691.762	349.794.508
Edificaciones	2.518.343.211	2.291.278.318
Plantas, ductos y túneles (2)	18.682.524.960	17.424.155.175
Redes, líneas y cables (2)	18.260.283.012	15.436.027.723
Maquinaria y equipo	1.911.530.395	1.911.530.395
Muebles enseres y equipo de oficina	367.103.784	367.103.784
Equipos de comunicación y computación	1.502.253.793	1.417.424.793
Equipo de transporte tracción y elevación	166.655.392	166.655.392
Depreciación acumulada	(13.539.507.395)	(11.865.628.362)
	32.018.430.467	28.812.893.283

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

	31-dic-2021	31-dic-2020
Propiedad planta y equipo	45.557.937.862	40.678.521.645
Terrenos	1.624.551.553	1.314.551.557
Construcciones en curso	524.691.762	349.794.508
Edificaciones	2.518.343.211	2.291.278.318
Plantas, ductos y túneles	18.682.524.960	17.424.155.175
Redes, líneas y cables	18.260.283.012	15.436.027.723
Maquinaria y equipo	1.911.530.395	1.911.530.395
Muebles, enseres y equipo de oficina	367.103.784	367.103.784
Equipos de computación y comunicación	1.502.253.793	1.417.424.793
Flota y equipo de transporte	166.655.392	166.655.392
Depreciación acumulada	-13.539.507.395	-11.865.628.362
Edificaciones	-407.211.948	-359.900.834
Plantas, ductos y túneles	-5.168.810.614	-4.488.920.096
Redes, líneas y cables	-4.572.391.893	-4.018.413.728
Maquinaria y equipo	-1.692.523.700	-1.458.925.825
Muebles, enseres y equipo de oficina	-265.630.616	-237.310.196
Equipos de computación y comunicación	-1.294.897.154	-1.174.319.096
Flota y equipo de transporte	-138.041.470	-127.838.587
TOTAL PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO NETO	32.018.430.467	28.812.893.283

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

Nota 12. Activos intangibles

Esta cuenta representa los valores correspondientes a la adquisición de software, por la EEP. 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 2021, está compuesto por:

	31-dic-21	31-dic-20
Intangibles	995.774.653	970.787.959
Amortización acumulada	(726.103.433)	(691.498.351)
	269.671.220	279.289.608

Nota 13. Pasivos financieros

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



Los préstamos financieros a 31 de diciembre de 2021, están compuestos por:

	31-dic-21	31-dic-20
Obligaciones financieras corrientes		
Banca comercial (1)	857.731.780	1.380.709.457
Otras entidades (2)	639.867.995	768.976.000
	1.497.599.775	2.149.685.457
Obligaciones financieras no corrientes		
Banca comercial (1)	2.167.708.611	1.789.800.652
Otras entidades (2)	426.578.664	564.441.544
	2.594.287.275	2.354.242.196
Banca Comercial (1)	3.025.440.391	3.170.510.109
Banco BBVA 9600250645	835.080.738	1.069.721.198
Banco BBVA Bancóldex	68.750.000	143.750.000
Banco BBVA Findeter	1.011.824.559	1.168.517.000
Banco BBVA 9600245477		236.590.217
Banco BBVA Cesantías	0	176.931.695
Banco Popular	0	125.000.000
Bancolombia	1.109.785.094	249.999.999
Otras Entidades (2)	1.066.446.659	1.333.417.544
Inversiones comerciales San Germán	0	261.627.670
Eléctricas de Medellín Ltda.	1.066.446.659	1.071.789.874

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 2021.

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 2021, 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 misma, donde se registran las obligaciones contraídas por la EEP S.A ESP, en los mencionados rubros, en el desarrollo del objeto social.

	31-dic-21	31-dic-20
Corriente		
Adquisición de bienes y servicios (1)	4.072.181.232	3.821.793.986
acreedores (2)	4.978.787.066	5.412.678.000
Subsidios asignados	153.133.812	287.392.401
Avances y anticipos (3)	0	404.604.263
TOTAL	9.204.102.110	9.926.468.650
No Corriente		
Adquisición de bienes y servicios (1)	1.814.328.644	179.078.382
acreedores (2)	1.569.543.536	2.577.816.418
Avances y anticipos (3)	3.732.088.658	2.927.900.500
	7.115.960.838	5.684.795.300
TOTAL	16.320.062.948	15.611.263.950
Adquisición de bienes y servicios (1)	5.886.509.876	4.000.872.368
energía	4.149.076.608	3.700.402.557
Str	8.308.872	2.481.710
otros bienes	1.729.124.396	297.988.101
Acreedores (2)	6.548.330.602	7.990.494.418
Comisiones honorarios y servicios	1.873.915.582	1.558.437.671
Dividendos y participaciones	17.065.691	1.617.487.619
Servicios públicos	23.384.719	17.392.410
Arrendamientos	37.920.804	18.019.004
Viáticos y gastos de viaje	17.202.998	21.006.781
Seguros.	113.189.787	15.119.108
Aportes a fondos pensionales	56.552.770	50.647.000
Aportes a seguridad social	8.389.168	13.660.087
Aportes ICBF SENA y cajas de comp.	14.850.718	11.710.413
Sindicatos	20.880.613	21.524.992
Embargos judiciales	224.212.712	220.754.869
Riesgos profesionales	18.681.895	13.175.300
Libranzas	46.705.056	46.219.456
Otros acreedores	4.075.378.089	4.365.339.708
Avances y Anticipos (3)	3.732.088.658	3.332.504.763
Anticipos sobre convenios	3.659.727.727	3.255.105.500
Ley 1955/2019 art 313	12.453.997	17.084.854
Otros avances y anticipos	59.906.934	60.314.409

Nota 15. Beneficios a empleados

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 2021, están compuestos por:

	31-dic-21	31-dic-20
Salarios y prestaciones sociales		
Nómina por pagar	390.941	211.544
Cesantías	310.664.491	309.179.361
Intereses sobre cesantías	36.832.714	38.982.988
Vacaciones	208.949.144	267.782.869
Prima de servicios	0	89.270
Bonificaciones	146.044.145	256.985.844
Total	702.881.435	873.231.876

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 Empresa mediante acciones.

A 31 de diciembre de 2021, se encuentran suscritas y pagadas 1.305.441 acciones de valor nominal \$10.000, para un total del capital autorizado y pagado de \$ 13.054.410.000 de propiedad de 772 accionistas.

La composición del patrimonio, al 31 de diciembre de 2021, cerró de la siguiente manera:

	31-dic-21	31-dic-20
Capital suscrito y pagado (1)	13.054.410.000	11.220.760.000
prima en colocación de acciones	28.105.000	28.105.000
reservas	2.061.597.939	2.000.169.339
Utilidades o excedentes acumulados	13.744.559	8.460.562
Ganancias retenidas (2)	8.546.332.349	8.546.332.349
resultados del ejercicio	622.465.053	614.286.400
TOTAL	24.326.654.900	22.418.113.650
Capital suscrito y pagado (1)		
capital autorizado	15.527.940.000	15.527.940.000
capital por suscribir	-2.473.530.000	-4.307.180.000
Total	13.054.410.000	11.220.760.000
Ganancias retenidas (2)		
Por conversión a NIIF Activo	6.301.238.595	6.301.238.595
Por conversión a NIIF Pasivo	2.471.775.967	2.471.775.967
Por conversión a NIIF	544.234.997	544.234.997
Ajuste por diferencia	-770.917.210	-770.917.210
Total	8.546.332.349	8.546.332.349



Nota 17. Ingresos de actividades ordinarias

Los ingresos de actividades ordinarias, corresponden a la prestación de servicios de energía eléctrica y otros servicios, los cuales al 31 de diciembre de 2021 equivalen a:

	31-dic-21	31-dic-20
Venta de bienes comercializados	111.005.506	42.292.620
Servicio de energía (1)	47.356.238.947	41.234.450.312
Otros servicios	832.949.884	187.599.058
Devoluciones rebajas y descuentos	-534.435.142	-415.909.351
	47.765.759.195	41.048.432.639
Servicio de Energía (1)		
Mocoa	17.802.870.752	17.429.753.765
Villagarzón	7.241.430.440	6.167.482.251
Pto. Guzmán	1.746.286.019	1.501.976.329
Orito	9.094.946.606	7.826.554.397
Piamonte	1.102.507.371	907.168.193
Santa Rosa	11.586.917	9.585.266
Total consumo de energía	36.999.628.105	33.842.520.201
Alumbrado Público		
Villagarzón	0	461.983.822
Puerto Guzmán	165.560.396	149.924.481
Orito	0	271.061.440
Piamonte	14.967.500	24.285.500
Total alumbrado público	180.527.896	907.255.243
Instalaciones		
Cortes y reconexiones	50.952.000	30.624.000
Consumo sin medición	1.310.000	51.945.392
Sistema de transmisión regional	3.378.218.776	1.851.454.711
Sistema de distribución local	2.450.273.772	1.308.329.594
ADD	3.905.113.479	2.936.765.430
Energía reactiva	22.607.219	17.602.921
Total servicio de energía	47.356.238.947	41.234.450.312

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 2021, están compuestos por:

	31-dic-21	31-dic-20
Costos de venta de bienes	117.464.237	52.198.161
Servicios personales	5.223.186.326	5.126.220.973
Generales	1.341.795.518	1.931.118.706
Depreciaciones	1.626.028.907	1.448.713.114
Arrendamiento	102.154.761	76.106.918
Amortizaciones	31.144.573	68.720.437
Costo de bienes y servicios	28.206.979.077	23.226.495.065
Órdenes y contratos de mantenimiento	1.294.801.196	1.257.926.500
Honorarios	454.977.821	611.738.304
Servicios públicos	151.982.493	122.173.836
Materiales y otros costos	941.042.477	1.380.523.070
Seguros	176.544.552	132.576.678
Órdenes y contratos por servicios	168.654.350	0
	39.836.756.288	35.434.511.762

Nota 19. Gastos de administración

Los gastos de administración, al 31 de diciembre de 2021, están compuestos por:

	31-dic-21	31-dic-20
Sueldos y salarios	2.332.228.599	2.265.670.237
Contribuciones efectivas	205.385.990	201.558.468
Generales	1.150.420.879	1.088.377.177
Impuestos contribuciones y tasas	1.331.998.141	794.130.809
Deterioro de valor cuentas por cobrar	77.817.592	23.896.861
Provisión para obligaciones fiscales	539.097.881	480.368.353
Depreciación de propiedades planta y equipo	47.850.126	32.073.479
Amortización de intangibles	3.460.509	7.635.609
	5.688.259.717	4.893.710.993

Nota 20. Otros ingresos y gastos

Los otros ingresos y gastos, al 31 de diciembre de 2021, están compuestos por:

20.1. Otros ingresos

	31-dic-21	31-dic-20
Otros ingresos		
Extraordinarios	139.533.352	734.165.739

20.2. Otros gastos

Otros gastos		
Intereses	155.698.152	257.488.416
Comisiones	199.653.410	157.951.579
Extraordinarios	474.074.895	456.656.961
	829.426.457	872.096.956

Nota 21. Otros ingresos y gastos financieros

Los otros ingresos y gastos financieros, al 31 de diciembre de 2021, están compuestos por:

21.1. Ingresos financieros

	31-dic-21	31-dic-20
Intereses financiación usuarios	24.280.336	14.279.578
Recargo por mora	186.682.853	184.494.530
Otros ingresos financieros	1.923.356	9.003.850
	212.886.545	207.777.958

21.2. Gastos financieros

	31-dic-21	31-dic-20
Administración de Fiducia	27.028.640	31.524.228
	27.028.640	31.524.228

Nota 22. Impuesto a las ganancias

Las disposiciones fiscales vigentes, estipulan que la tarifa aplicable a la EEP S.A ESP, por impuesto sobre la renta, para el año 2021, es del 31%.

	31-dic-21	31-dic-20
Impuesto renta y complementarios	919.072.838	791.728.050
Impuesto diferido	195.170.097	-647.482.054
	1.114.242.935	144.245.996

Nota 23. Otras revelaciones

Garantías

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, se contemplan las garantías para cubrir los cargos por uso del STR y SDL.

La EEP, 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.

Procesos

La Empresa fue notificada de RESOLUCIÓN SANCIÓN POR PARTE DE LA SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS, mediante la Resolución SSPD No. 20212400405965, del 18 de agosto de 2021; esta procede la interposición de los recursos de ley.

Así las cosas, mediante la comunicación SSPD No. 20215292493452, del 6 de septiembre de 2021, la EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. interpuso recurso de reposición en contra de la Resolución SSPD No. SSPD No. 20212400405965 del 18 de agosto de 2021, el cual se encuentra en estudio por parte del Despacho de la Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios, por lo que el valor de la multa impuesta no se encuentra aún en firme.

Nota 24 - Hechos Posteriores

NO HAY HECHOS IMPORTANTES DESPUÉS DEL CIERRE QUE SE DEBAN REVELAR.

Nota 25 - Aprobación de los estados financieros



CAPÍTULO 8

 Revisoría FISCAL



Señores**ACCIONISTAS EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO SA ESP****Asamblea General de Accionistas****Opinión**

He auditado los estados financieros preparados conforme a la Norma colombiana de información financiera y de aseguramiento de la información, reglamentada por el país Colombia, y son congruente, en todo aspecto materiales, por el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de año 2021 (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 2021 y el 31 de diciembre del año 2021, de conformidad con Decreto 2420 de 2015 y sus modificatorios que incorporan las Normas Internacionales de Información Financiera; opinión no modificada. Excepto por los posibles efectos de los argumentos descritos en Resultados y riesgos, e informe de auditoría independiente del revisor fiscal- IAIRF.

Fundamento de la Opinión

En cumplimiento de responsabilidades de ética de conformidad con la Ley 43 de 1990 y el anexo N°4 del Decreto Único Reglamentario 2420 de 2015 y sus modificatorios.

Mi responsabilidad de acuerdo con dichas normas se describe más adelante en la sección Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros de mi informe.

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 lo aplicado proporciona una base adecuada para mi opinión.

Resultados y riesgos

La Empresa de Energía del Putumayo SA ESP presenta al 31 de diciembre de 2021 una utilidad de \$622 millones de pesos, es importante determinar los ingresos que presentan un incremento de \$6.127 millones de pesos comparado con el año 2020, La oficina de revisoría fiscal viene sugiriendo y reitera los argumentos en el momento de distribución de utilidades una distribución equitativa con una reserva ocasional, para ello se sugiere que para futuras distribución de utilidades se realice bajo aspectos de flujo de caja y de capitalización en acciones con motivo de ir incrementando sus activos y la disminución de sus pasivos, buscar la repotenciación de sus activos representativos en subestación y redes teniendo en cuenta la vida útil de los activos. En cuanto al riesgo externo por la naturaleza, es de conocimiento que persiste la incertidumbre de un Riesgo alto que pueden afectar los activos eléctricos 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 incumplimiento. 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 custodia - 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 en funcionamiento y utilizando el principio contable de empresa en funcionamiento excepto si la dirección tiene intención de liquidar la sociedad o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

Responsabilidad del Auditor

Mi objetivo consiste en expresar una opinión sobre los estados financieros adjuntos, realizando una auditoría de conformidad con las Normas internacionales de Auditoría NIAS, adoptadas en Colombia. 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.

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 y la técnica contable, así mismo, las operaciones registradas en los libros y los actos de la Administración se ajustaron a los Estatutos y a las decisiones de la Asamblea General de delegados. La correspondencia, los comprobantes de las cuentas y los libros de actas se llevan y conservan de forma debida. La Empresa de Energía del Putumayo SA ESP presenta medidas de control interno, conservación y custodia de los bienes propios y de terceros que están en su poder con la adquisición de pólizas para mitigar riesgos financieros.

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

Cumplimiento de otras normas diferentes a las contables

En el cumplimiento de la ley 23 de 1982 y 1403 de 2010, la empresa de Energía del Putumayo posee Software legales direccionados por las empresas que lo operan. Excepto por el Software de Facturación del Servicio de Energía no reposa Licencia, posee soporte direccionado por el jefe de Facturación de la Empresa 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.

Informe de gestión y su coincidencia con los estados financieros

En el informe de gestión correspondiente al año 2021 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 con la responsabilidad ya mencionada.

Firma Revisoría Fiscal: DU Auditoria & Consultoría SAS

Revisor fiscal designado por la firma: DUCARDO JEMBER URQUIJO CHAVEZ

Dirección del auditor: B/ Villa Natalia, Mocoa Putumayo

Fecha: 03 Marzo de 2022

Original firmado

DUCARDO JEMBER URQUIJO CHAVEZ

Revisor Fiscal Empresa de Energía del Putumayo S.A ESP TP: 113563-T

Miembro DU Auditoria & Consultoría SAS

INFORME DE AUDITORÍA INDEPENDIENTE DEL REVISOR FISCAL - I A I R F

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) Se evidencia imputación sanción por más de 1.000 millones pesos por parte de Superintendencia delegada para Energía y Gas Combustible en el año 2021, la cual no se encuentra firma y se efectuó pago alguno para la no imposición de una sanción que afectaría los recursos de la entidad, a lo cual en indagaciones se presume que dicha sanción tiene una probabilidad baja de pago y a la espera del ente regulador sobre la decisión final.

b) En cuanto a la construcción de la nueva subestación eléctrica, se recomienda a la administración la vigilancia, informe, control y seguimiento del proyecto tanto la financiación como la operación del mismo, a corto y largo plazo, determinar riesgos inherentes en la construcción y su operación, 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) Es importante integrar la identificación, reconocimiento, valuación de todos los activos eléctricos de la entidad con herramientas tecnológicas para el año 2022 que le permita analizar y controlar el seguimiento de todos los activos eléctricos y se ajusten a los procesos del área contable y el nuevo marco regulatorio de calidad del servicio, es importante determinar su valoración de activos identificados, es una sugerencia reiterada.

d) Se debe tener un sistema de contabilidad integral para la interpretación de la información financiera 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 y estudio para la adquisición de un software contable, y de

facturación, se insta iniciar un proceso de planeación y 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.

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 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 2022 de acuerdo con el informe presentado ante la entidad competente y determinar expectativas de riesgo económico al reconocer compensación a sus usuarios una vez se ingrese al sistema.

g) 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 9 años, se reitera observación y recomendación.

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

Firma Revisoría Fiscal: DU Auditoria & Consultoría SAS
Revisor fiscal designado por la firma: DUCARDO JEMBER URQUIJO CHAVEZ
Dirección del auditor: B/ Villa Natalia, Mocoa Putumayo
Fecha: 03 Marzo de 2022

Original firmado

DUCARDO JEMBER URQUIJO CHAVEZ
Revisor Fiscal Empresa de Energía del Putumayo S.A ESP TP: 113563-T
Miembro DU Auditoria & Consultoría SAS



Un ► ► ►
**GRÁN
PASO**
HACIA LO
POSITIVO

2021
Informe de Gestión