

ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. ESTADO ACTUAL



NIKA DUNIEZHKA CUELLAR CUENCA MAYO DE 2024

Introducción

En mayo de 2024 se dio inicio a una nueva administración en ELECTROHUILA S.A. E.S.P., escenario que hizo necesario adelantar un proceso inmediato de revisión y diagnóstico integral de la Empresa, con el propósito de informar a la Junta Directiva y demás grupos de interés sobre las condiciones reales en las que fue recibida la organización.

Este proceso se desarrolló en un contexto particular, teniendo en cuenta que la Administración saliente no realizó un empalme formal ni efectuó la entrega estructurada de la información administrativa, financiera, operativa, contractual y técnica. En consecuencia, la Administración entrante adelantó un ejercicio de recopilación, análisis y validación de la información disponible, a partir de las fuentes

institucionales existentes, los sistemas de información, los registros documentales y el acompañamiento de los equipos técnicos y profesionales de la Empresa.

El presente informe ejecutivo consolida los principales hallazgos identificados a mayo de 2024, destacando los aspectos críticos, los riesgos relevantes y las principales brechas de gestión, así como las oportunidades de mejora que requieren la atención y orientación estratégica de la Junta Directiva.

Este documento se presenta como insumo para la toma de decisiones informadas, la definición de prioridades y el fortalecimiento del gobierno corporativo, en coherencia con los objetivos misionales y de sostenibilidad de ELECTROHUILA S.A. E.S.P.

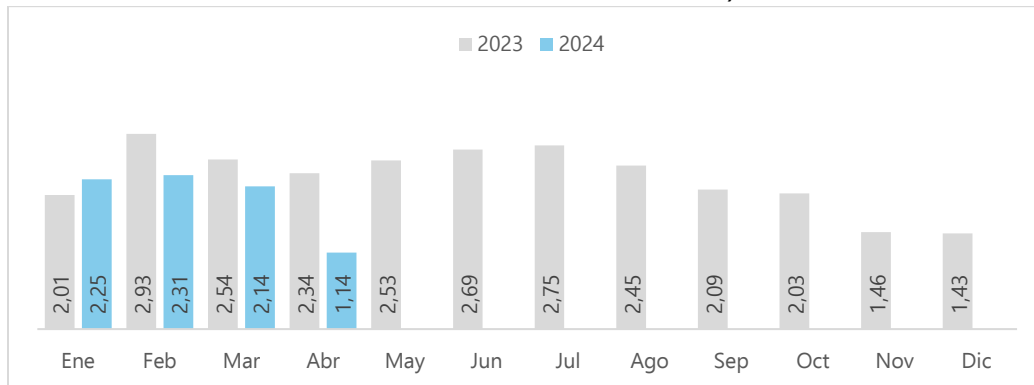
INDICADORES OPERATIVOS

NEGOCIO DE GENERACIÓN

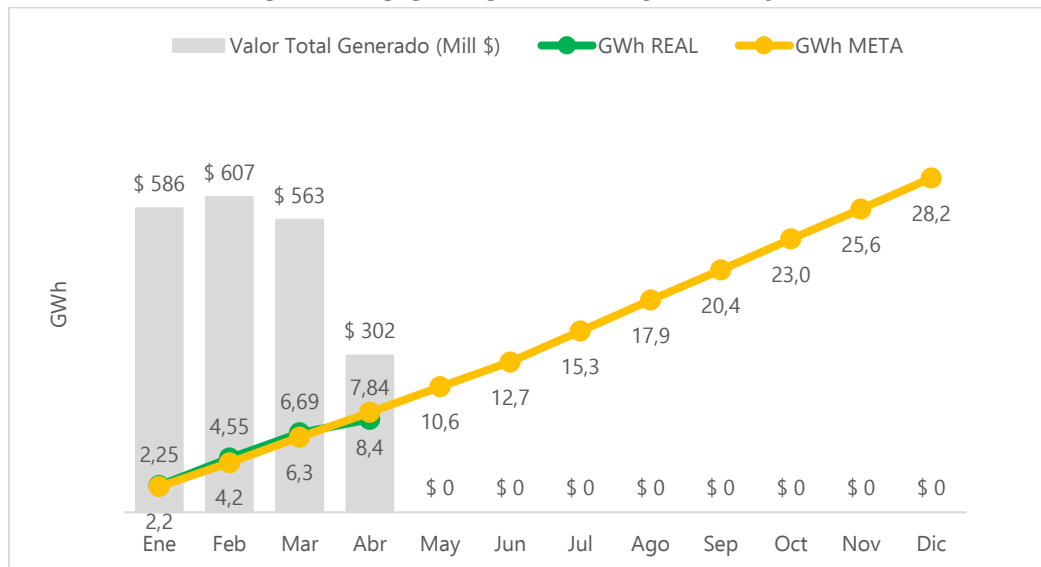
Generación PCH

La generación mensual de energía en 2024 es inferior a la de 2023 en todos los meses comparables, con una caída especialmente marcada en abril, lo que incrementa la dependencia de compras externas.

GENERACIÓN MENSUAL EN GWh/Mes



GENERACION PCH META Vs REAL 2024



- En abril de 2024 la generación de las PCH fue de 1,14 GWh. Durante el 2024 se contempla una meta de 28,17 GWh; las PCH han generado un total de 7,84 GWh lo que representa un cumplimiento del 93% de la meta del año y un ingreso total por generación de \$2.058 millones.

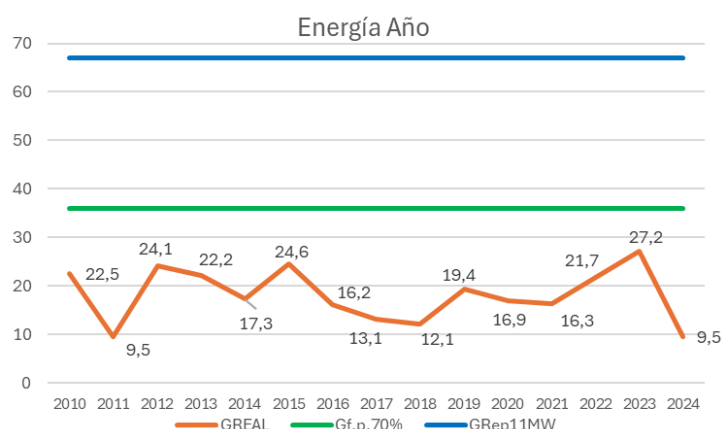
- La unidad 1 de Iquira I se encuentra indisponible por afectación mecánica del rodete de turbina; Iquira II indisponible por falla en alineación elementos de turbina (eje-rodete-tapas); y la unidad 1 de La Pita indisponible por múltiples rupturas en tubería de carga.

Plan de mejoramiento de las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH)

CENTRAL	CAPACIDAD EFECTIVA NETA (MW)	FECHA ENTRADA EN OPERACIÓN	ENERGIA GENERADA 2024 (MWh)
IQUIRA I (2X1,8 MW + 1X)	2,84	1955	1.450
IQUIRA II (1X3,0 MW)	1,38	1965	900
LA PITA (2X0,9 MW)	1,42	1965	800

- Las centrales La Pita e Iquira II tienen 60 años operando y la central Iquira I tiene 70 años en servicio. La central Iquira I cuenta con un embalse que le permitiría operar 3 unidades, pero desde hace 30 años esté no opera y se desconocen las causas de su salida de operación.
- La operación y mantenimiento esta tercerizado con la empresa ATI por valor de 132 MM\$/mes.
- Solo se están realizando mantenimientos correctivos, en 2023 se ejecutaron por este rubro un valor de 226 MM\$.
- Actualmente no existe un plan de mantenimientos preventivos y/o predictivos para las PCH (en elaboración).

Operación y Estado Actual PCH



	2020	2021	2022	2023	2024	Total
INGRESOS	3.448,9	2.987,2	5.324,4	7.237,0	2.535,0	21.532,5
EGRESOS						
Mantenimiento	420,9	2.033,3	10.450,2	226,0	-	15.099,9
Operación	1.415,0	1.420,0	1.564,1	1.797,6	1.005,4	4.734,1
Total Egresos	1.835,9	3.453,3	12.014,3	2.023,6	1.005,4	19.834,0

* Valor estimado con valoraciones aproximadas.

-  **Iquira I:**
Fuera de servicio desde el 08/05/2024.
[Falla en rodetes]
-  **Iquira II:**
Fuera de servicio desde el 21/03/2024.
[Falla en alineación eje grupo electrógeno]
-  **La Pita I:**
Unidad 1 Fuera de servicio entre el 16/jun y 21/ago de 2024.
[Desvío cauce de la quebrada Majo]

Menores ingresos por no operación:

Energía no aprovechada (ENA):

Iquira I	2,7 GWh	➡	\$750 MCOP
Iquira II	2,9 GWh	➡	\$1 189 MCOP
TOTAL			\$1.939 MCOP

Hallazgo irregularidad contratación

2021

La Pita: Indisponible

Iquira I: Normal

Iquira II: Indisponible

En 2021 mediante el contrato No. 228 se iniciaron las obras civiles de recuperación del canal de conducción de agua de la PCH La Pita, por valor de \$766'347.560.

El mismo año mediante el contrato No. 384 se iniciaron las obras de reposición de la tubería de presión de la PCH Iquira II. por valor de \$10.088'911.087.

Debido a error en la planeación del contrato 384/2021, quedaron fuera del contrato unas actividades, que se ejecutaron, pero con cargo a un nuevo contrato a adjudicarse en el año 2022 (Contrato No. 081/2022).

2022

Suscripción contrato 081/2022, valor de \$239'880.000

Contratista: Proyectos Metalmecánicos Colombia.

El objeto del contrato era el servicio de reparación de equipos y accesorios electromecánicos de las pequeñas centrales hidroeléctricas.

En la última semana de junio de 2022 se envió a reparación el rodete de la unidad 2 y en octubre de 2022, el de la Unidad 1.

Adicionalmente se envió un tercer rodete a revisión, el cual tuvo un diagnóstico de irreparable por pérdida excesiva de grosores del material, lo cual no es reparable.

2023

Para 2023, dentro de las irregularidades detectadas, se encuentra que pese a tener equipos aun en proceso de reparación, el 31 de diciembre de 2022 finaliza el contrato 081/2022, y se firma acta de recibido y acta de liquidación el 10 de enero de 2023. Valor final: \$714'000.000.

Se indica al contratista que se iniciara un nuevo contrato y con este se cubrirán las actividades y valores pendientes, pero pasado el proceso pre-contractual, no se invita a participar al contratista, adicionalmente no se realiza ninguna gestión para la reparación y recuperación correspondiente.

Actualmente

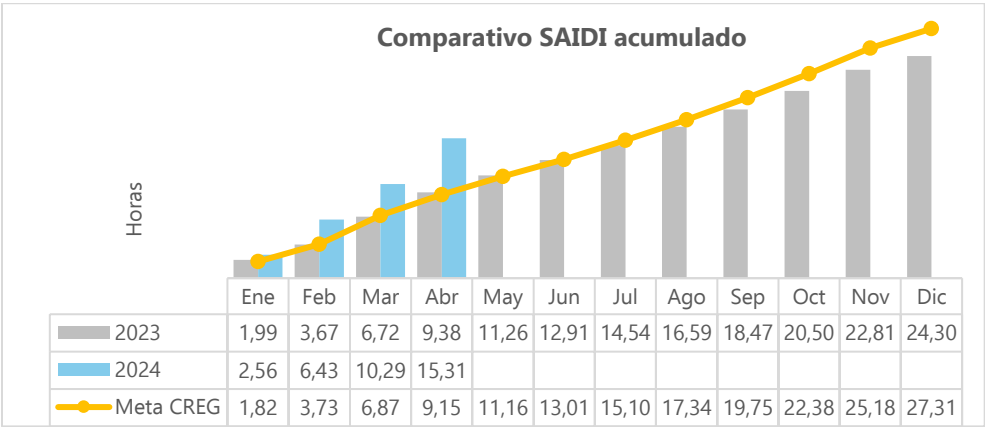
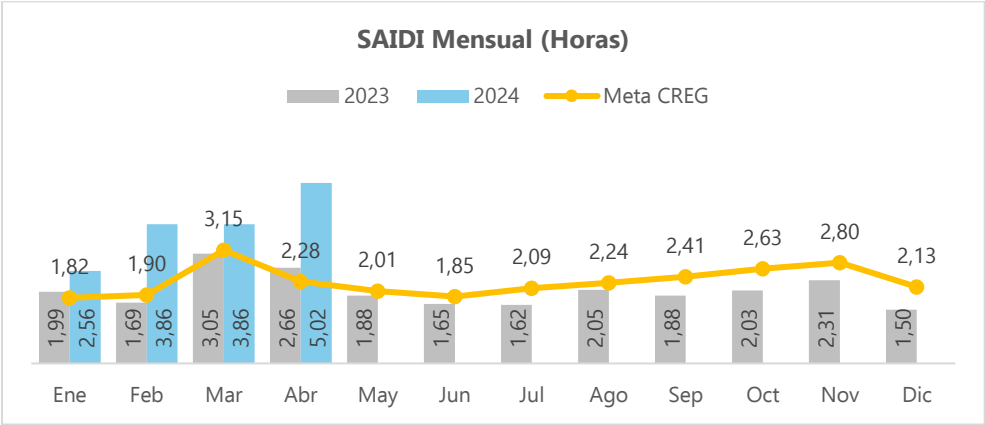
El proveedor está solicitando el reconocimiento de \$312'744.000 por los trabajos realizados.

Actualmente ElectroHuila está realizando la gestión con el contratista para negociar un acuerdo y recuperar los activos, así como se inició el proceso disciplinario a los colaboradores responsables.

Alternativas de solución: Explorar con la aseguradora para que sea reconocido por la póliza de “Todo riesgo, daños materiales, terreno y contenidos”.
Conciliación directa con contratista

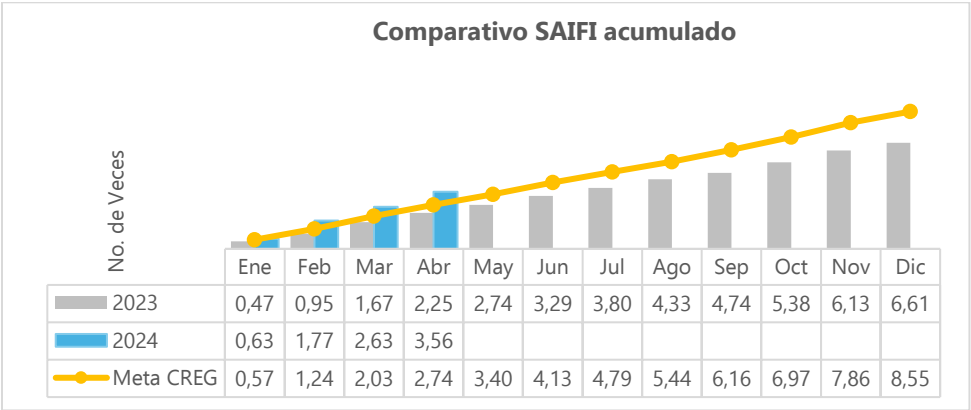
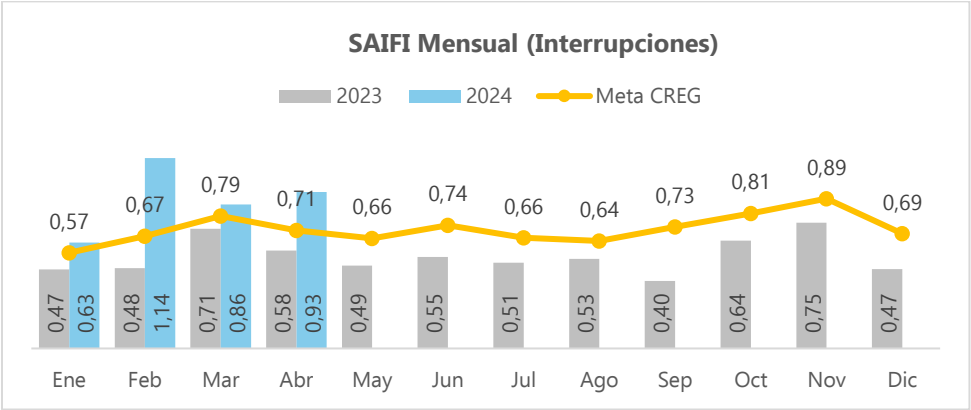
NEGOCIO DE DISTRIBUCIÓN

Duración de interrupciones (Indicador SAIDI)



- El indicador SAIDI del mes de abril de 2024 presenta una desmejora del 89% respecto al mismo mes de 2023 y un cumplimiento del 45% respecto a la meta de abril de 2024.
- El Indicador SAIDI acumulado del año 2024 presenta un cumplimiento del 60% respecto a la meta CREG.

Frecuencia de interrupciones (Indicador SAIFI)



- El indicador SAIFI del mes de abril de 2024 presenta una desmejora del 60% respecto al mismo mes del 2023 y un cumplimiento del 75% respecto a la meta de abril de 2024.
- El Indicador SAIFI acumulado del año 2024 presenta un cumplimiento del 77 % respecto a la meta CREG.

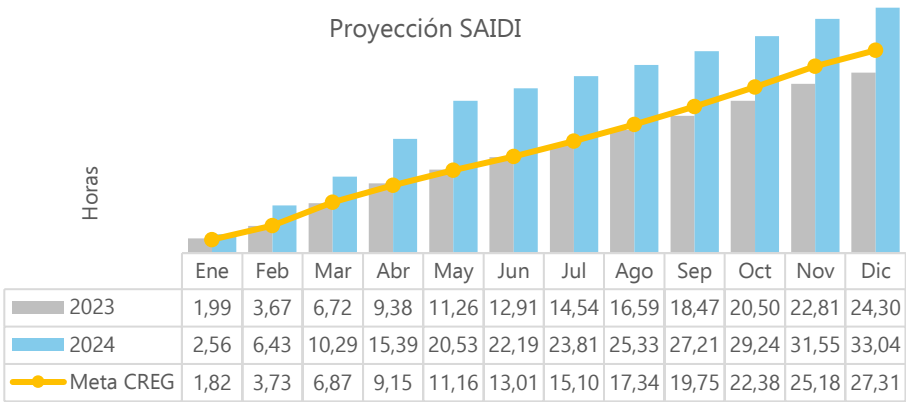
Auditorías calidad del Servicio SDL

En el año 2023, se publicó la resolución CREG 101 032, por la cual se establecen los criterios y condiciones para la realización de las verificaciones de la aplicación de la regulación de la calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local. Estas verificaciones evalúan los siguientes aspectos:

ASPECTO	NOMBRE	NRO DE PREGUNTAS	VALOR MÁXIMO A OBTENER	PESO ASPECTO
CR	<i>Cumplimiento de requisitos del esquema</i>	35	1	
CO	Cumplimiento de obligaciones regulatorias	26	5	20%
M	Madurez en la implementación del esquema	16	5	15%
QI	Calidad de la información registrada	14	5	20%
QC	Calidad de los cálculos	3	5	20%
QR	Calidad de la información reportada	12	5	15%
MTIC	Madurez TIC	16	5	10%
		122		100%

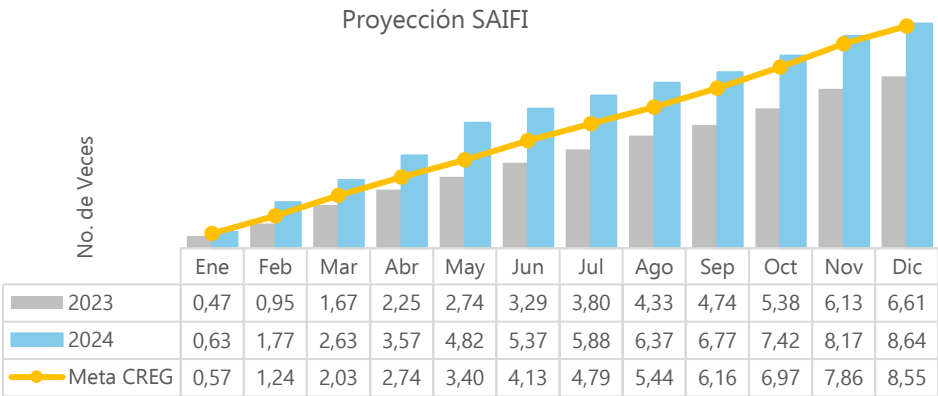
AÑO AUDITADO	FECHA AUDITORÍA	EMPRESA AUDITORA	VALOR MÁXIMO A OBTENER	RESULTADO ELECTROHUILA
2021	Mayo-2023	OR BETTER LTDA.	5.0	4.4
2022	Diciembre-2023	CONSORCIO CALIDAD SDL 2023	5.0	4.93
2023	Abril- 2024	TRAINING CORPORATION S.A.S.	5.0	4.93*

Proyecciones Calidad Servicio 2024



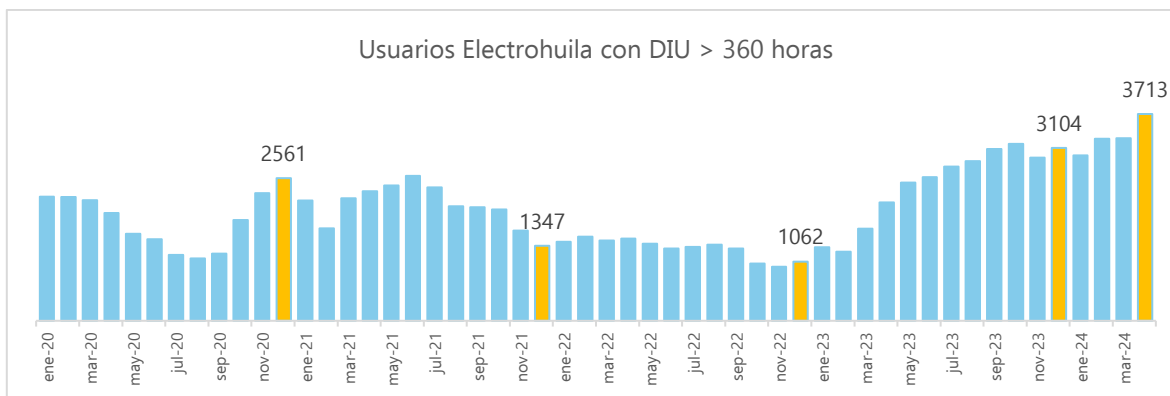
Para realizar las proyecciones del comportamiento de los indicadores de calidad del servicio SAIDI- SAIFI se tomaron las siguientes consideraciones:

- Valores obtenidos de calidad del servicio hasta abril de 2024.
- Proyección del mes de mayo-2024 acorde al comportamiento actual de los indicadores en el mes.
- Para los meses siguientes (desde junio a diciembre de 2024) se tomó el mejor resultado de calidad del servicio en los últimos 5 años para cada uno de los meses y por indicador.



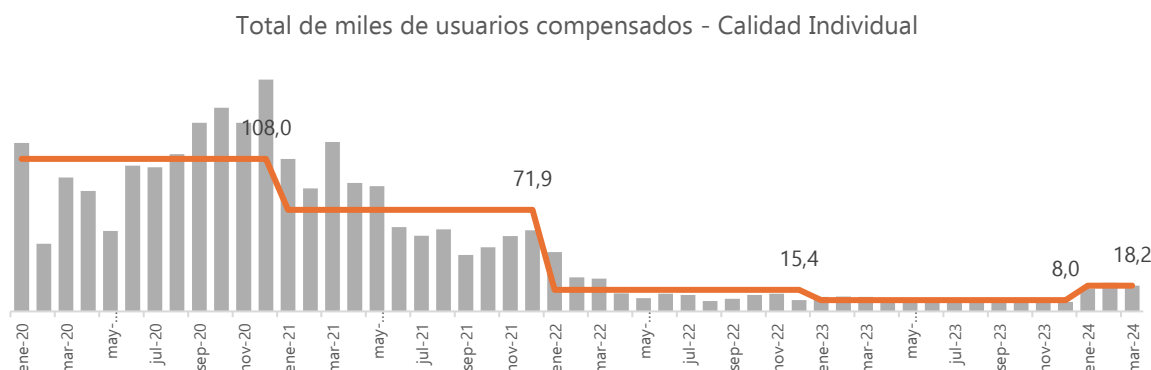
Duración de interrupciones (Calidad Individual)

CALIDAD DEL SERVICIO EN LOS SDL (CREG 015 de 2018)



Para efectos de cumplir con la obligación prevista en el artículo 136 de la Ley 142 de 1994, o cualquier norma que la modifique o la adicione, los OR deberán abstenerse de incurrir en cualquiera de los siguientes escenarios:

- Tener al menos un usuario cuyo DIU o FIU es mayor a 360, horas o 360 veces, según corresponda.
- No disminuir durante un año la cantidad promedio mensual de usuarios sujetos de compensación con respecto al año anterior.

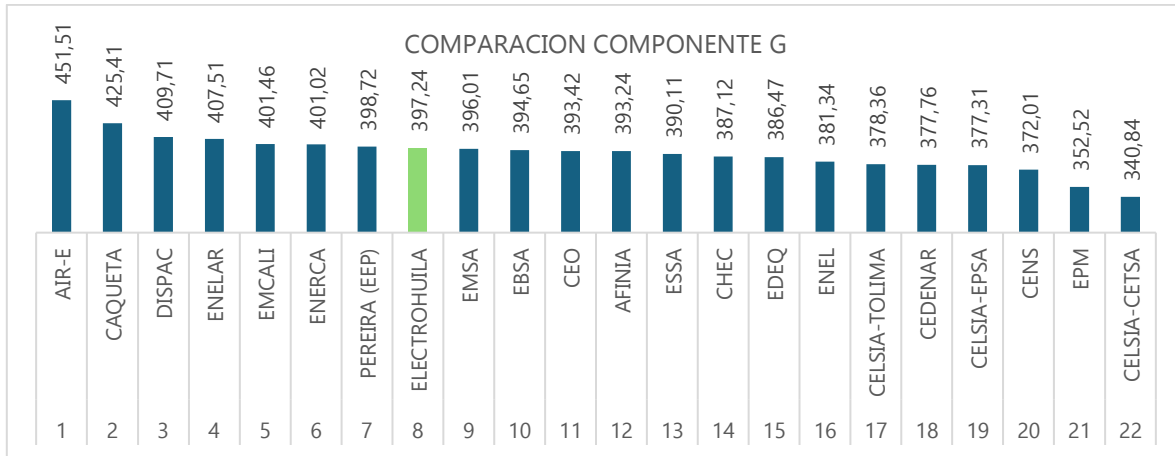


NEGOCIO DE COMERCIALIZACIÓN

Ranking tarifa

El ranking de tarifa corresponde a la comparación del nivel tarifario de ELECTROHUILA S.A. E.S.P. frente a otras empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica del país, con base en la tarifa final cobrada a los usuarios, de conformidad con la metodología vigente definida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.

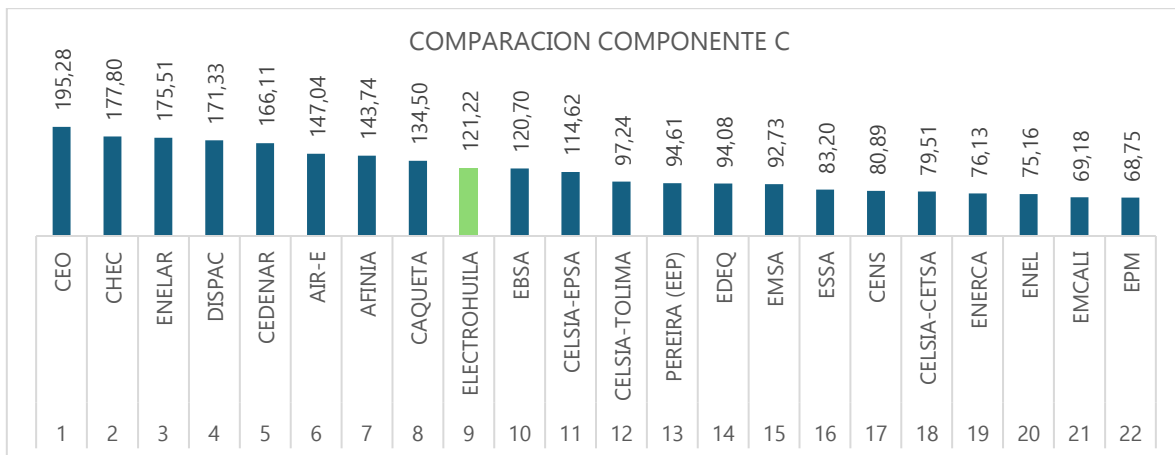
Componente G – Generación



En la comparación del componente G, ELECTROHUILA se sitúa en un rango medio-alto frente al resto de empresas del sector. Si bien no se encuentra entre las tarifas más elevadas, su valor supera a un grupo importante de operadores, evidenciando una presión relevante derivada de los costos de compra de energía.

Este comportamiento sugiere una exposición significativa a condiciones de mercado, contratos de suministro y/o dependencia del mercado spot, lo cual impacta directamente la tarifa final al usuario. La dispersión observada en el ranking indica que existen márgenes de optimización frente a empresas con esquemas de abastecimiento más eficientes.

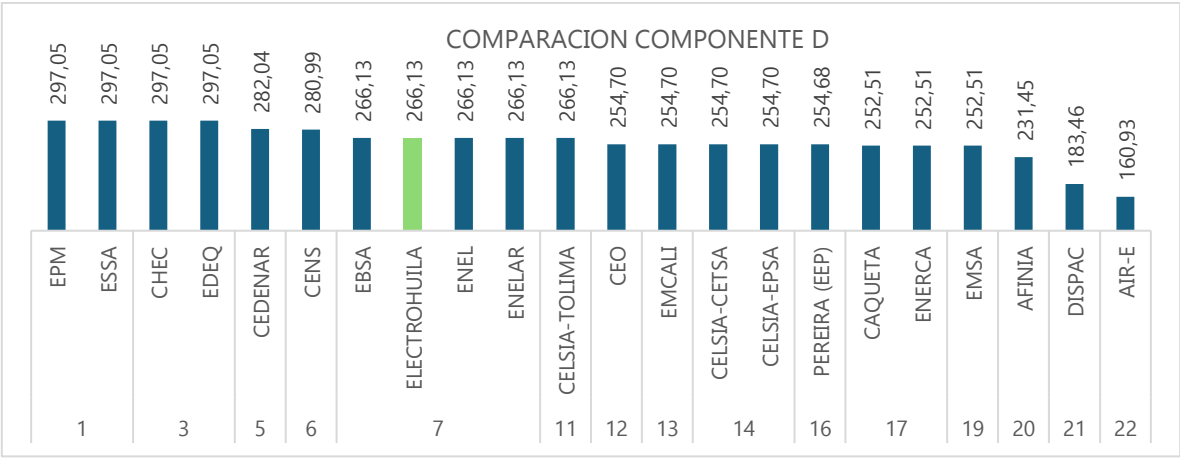
Componente C – Comercialización



El componente C muestra una posición desfavorable para ELECTROHUILA en el ranking, ubicándola claramente por encima del promedio de varias empresas comparables. Este resultado refleja mayores costos asociados a actividades de gestión comercial, atención al usuario, facturación, recaudo y administración.

La gráfica evidencia que este componente es uno de los principales determinantes del nivel tarifario, y representa una oportunidad prioritaria de revisión interna, optimización de procesos y fortalecimiento de la eficiencia operativa.

Componente D – Distribución



En el componente D, ELECTROHUILA presenta una posición intermedia, sin ubicarse entre los valores más altos del sector. Esto indica que, pese a las características geográficas y operativas del área de prestación del servicio, los costos de distribución se mantienen relativamente controlados frente a otras empresas.

No obstante, la diferencia frente a los operadores con menores valores sugiere que aún existen oportunidades asociadas a la reducción de pérdidas, mejora en indicadores técnicos y optimización de inversiones, que podrían contribuir a una disminución gradual de este componente.

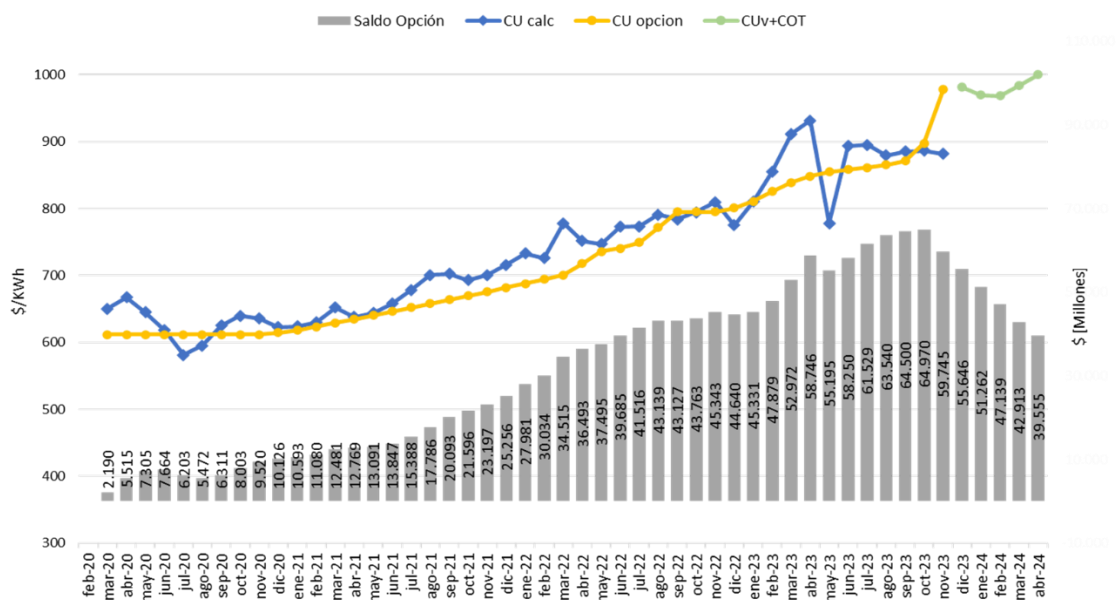
El análisis conjunto de los componentes tarifarios permite concluir que la posición de ELECTROHUILA en el ranking de tarifa no obedece principalmente a la distribución, sino a la combinación de altos costos en generación y comercialización, los cuales presionan la tarifa final al usuario.

En este contexto, se hace necesario oriente una estrategia focalizada en:

- Optimización del portafolio de compra de energía (Componente G).
- Revisión estructural de los costos y procesos de comercialización (Componente C).
- Continuidad de acciones de eficiencia técnica y reducción de pérdidas (Componente D).

Este enfoque permitirá avanzar hacia una tarifa más competitiva, sostenible y alineada con las expectativas regulatorias y de los usuarios.

Acumulado de la opción tarifaria

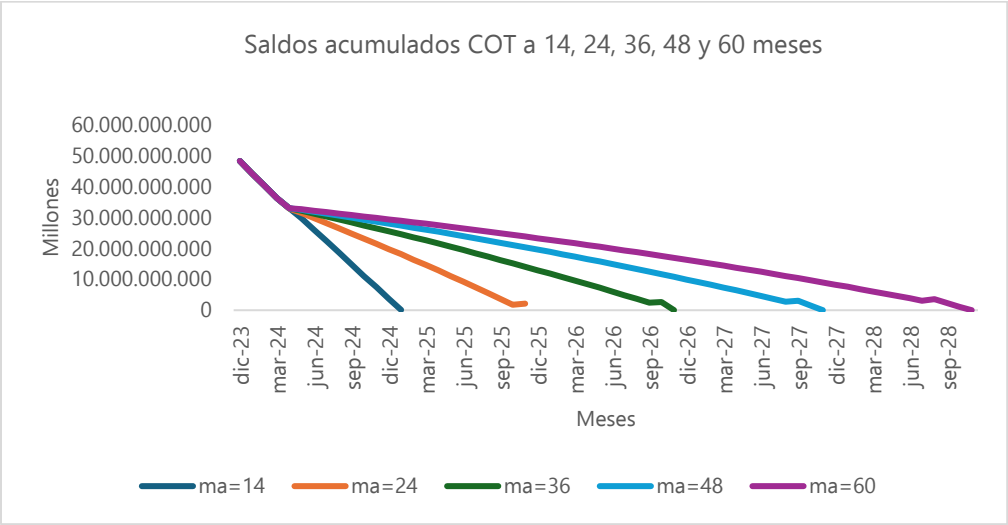


- La opción tarifaria cumplió su objetivo social de contención de tarifa, pero generó un pasivo tarifario significativo.
- La recuperación del acumulado impacta directamente la tarifa final al usuario, afectando la percepción del servicio.
- El manejo del saldo requiere una estrategia gradual y técnicamente sustentada, que equilibre sostenibilidad financiera y aceptabilidad social.
- La magnitud del acumulado refuerza la necesidad de acciones complementarias en reducción de costos, eficiencia operativa y control de pérdidas, para evitar mayores presiones tarifarias.

El acumulado de la opción tarifaria constituye un elemento crítico en la estructura tarifaria actual de ELECTROHUILA S.A. E.S.P. Su crecimiento sostenido explica, en buena medida, la rigidez de la tarifa y la limitada capacidad de maniobra en el corto plazo. Se deberá considerar este factor como prioritario en la definición de la estrategia tarifaria, financiera y regulatoria de la Empresa, orientando decisiones que permitan una recuperación responsable, gradual y sostenible.

Modelación del COT a 14, 24, 36, 48 y 60 meses

Al extender los periodos modificando la variable ma del COT, de 14 meses a 24 meses, el impacto financiero corresponde a \$16.281.717.810, siendo favorable para los usuarios ya que disminuye la tarifa por la componente COT en \$33,123 pesos por kWh.

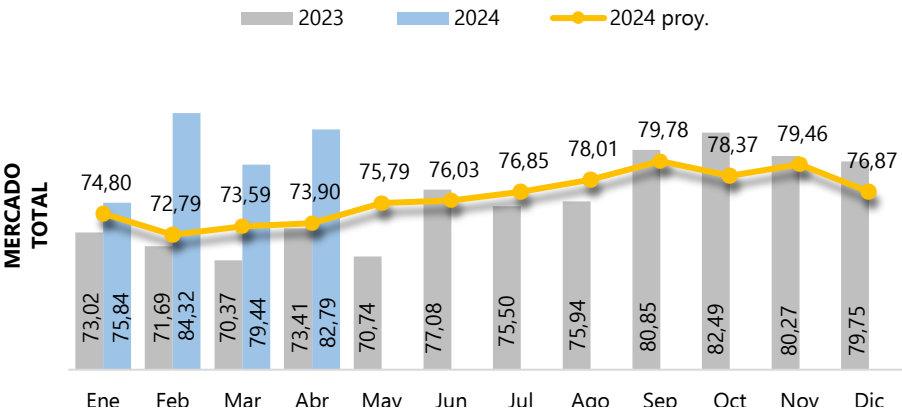


	Recuperación de saldos según escenario COT aplicado (millones de pesos)									
	ma=14		ma=24		ma=36		ma=48		ma=60	
Fecha	COT	SA	COT	SA	COT	SA	COT	SA	COT	SA
dic-23	75,228	48.217.154.338	75,23	48.217.154.338	75,23	48.217.154.338	75,23	48.217.154.338	75,23	48.217.154.338
ene-24	78,770	44.050.966.393	78,77	44.050.966.393	78,77	44.050.966.393	78,77	44.050.966.393	78,77	44.050.966.393
feb-24	78,526	40.129.413.425	78,53	40.129.413.425	78,53	40.129.413.425	78,53	40.129.413.425	78,53	40.129.413.425
mar-24	69,660	36.123.119.330	69,66	36.123.119.330	69,66	36.123.119.330	69,66	36.123.119.330	69,66	36.123.119.330
abr-24	60,424	32.980.337.414	60,42	32.844.661.510	60,42	32.980.337.414	60,42	32.980.337.414	60,42	32.980.337.414
may-24	66,369	29.631.990.345	33,24	31.370.032.536	21,94	32.146.855.240	16,93	32.430.178.837	14,15	32.587.814.164
jun-24	69,992	25.939.924.808	34,96	29.720.537.918	23,06	31.200.736.007	17,79	31.794.581.523	14,87	32.124.893.648
jul-24	67,928	22.311.255.734	33,86	28.120.069.570	22,36	30.280.295.799	17,26	31.179.538.259	14,42	31.679.792.781
ago-24	67,576	18.611.126.154	33,92	26.472.387.523	22,28	29.344.538.371	17,20	30.548.133.304	14,37	31.221.799.214
sep-24	66,439	14.864.979.771	33,46	24.797.618.215	22,11	28.384.359.374	16,98	29.910.835.977	14,19	30.754.565.311
oct-24	64,815	11.067.466.768	32,82	23.088.802.358	21,71	27.402.182.164	16,77	29.250.942.515	13,95	30.280.327.075
nov-24	62,311	7.462.819.564	31,87	21.460.955.504	21,11	26.473.573.882	16,32	28.633.161.776	13,65	29.835.871.711
dic-24	64,080	3.646.533.139	32,63	19.736.176.780	21,61	25.483.171.895	16,70	27.969.003.841	13,96	29.353.591.598
ene-25	61,271	106.608.594	32,04	18.106.069.348	21,24	24.555.665.238	16,42	27.354.299.231	13,74	28.913.398.436
feb-25			33,50	16.281.717.810	22,18	23.503.388.394	17,14	26.644.883.215	14,33	28.395.108.609
mar-25			31,84	14.607.461.824	21,16	22.547.791.000	16,37	26.010.493.723	13,69	27.940.098.550
abr-25			33,15	12.864.239.129	21,99	21.550.654.698	17,00	25.345.721.421	14,22	27.460.781.078
may-25			33,66	11.064.514.723	22,32	20.518.317.396	17,26	24.655.100.524	14,43	26.960.815.117
jun-25			33,48	9.222.293.180	22,24	19.457.575.598	17,20	23.943.509.234	14,39	26.444.151.819
jul-25			32,77	7.387.278.384	21,86	18.398.416.621	16,92	23.233.796.252	14,15	25.929.793.308
ago-25			32,41	5.540.306.200	21,69	17.328.757.114	16,80	22.516.816.387	14,06	25.410.171.679
sep-25			32,04	3.658.635.854	21,55	16.231.628.171	16,69	21.779.403.989	13,97	24.874.274.699
oct-25			30,99	1.765.331.444	21,12	15.111.391.702	16,38	21.024.452.565	13,71	24.324.389.492
nov-25			28,92	2.117.958.827	20,48	14.043.460.959	15,91	20.310.015.381	13,33	23.809.017.363
dic-25					20,93	12.915.592.592	16,25	19.550.803.323	13,61	23.257.264.395
ene-26					20,56	11.856.479.672	15,98	18.845.162.756	13,39	22.751.097.729
feb-26					21,65	10.662.600.084	16,80	18.038.192.999	14,07	22.161.562.377
mar-26					20,58	9.565.570.118	16,03	17.304.339.038	13,44	21.633.531.147
abr-26					21,42	8.423.785.927	16,65	16.538.890.897	13,95	21.080.461.823
may-26					21,74	7.245.332.733	16,90	15.746.666.866	14,16	20.506.090.673
jun-26					21,63	6.039.265.307	16,84	14.932.814.648	14,11	19.914.421.810
jul-26					21,18	4.837.699.728	16,55	14.120.038.361	13,88	19.324.203.202
ago-26					20,95	3.628.264.931	16,43	13.299.188.728	13,79	18.727.930.123
sep-26					20,71	2.396.277.417	16,32	12.457.411.413	13,70	18.114.793.873
oct-26					20,04	2.611.336.531	16,00	11.598.003.584	13,45	17.487.163.815
nov-26					20,56	21.462.554	15,52	10.778.115.244	13,07	16.892.717.064
dic-26							15,86	9.912.685.313	13,34	16.261.407.203
ene-27							15,58	9.099.245.160	13,13	15.674.006.423
feb-27							16,39	8.183.577.853	13,79	15.003.312.100
mar-27							15,60	7.341.162.391	13,17	14.392.554.484
abr-27							16,22	6.464.705.508	13,67	13.755.750.206
may-27							16,47	5.560.353.884	13,87	13.096.869.329
jun-27							16,38	4.634.969.921	13,82	12.420.138.007
jul-27							16,04	3.712.878.506	13,59	11.744.189.192
ago-27							15,87	2.784.718.644	13,49	11.061.513.630
sep-27							15,69	3.091.631.929	13,40	10.361.556.502
oct-27							15,87	1.492.858.027	13,14	9.647.019.457
nov-27							15,81	11.889.231	12,75	8.964.847.019
dic-27									13,02	8.245.167.472
ene-28									12,80	7.568.099.374
feb-28									13,46	6.806.978.506
mar-28									12,81	6.105.911.598
abr-28									13,32	5.376.779.196
may-28									13,52	4.624.645.983
jun-28									13,45	3.855.149.338
jul-28									13,17	3.088.259.680
ago-28									13,03	3.581.341.656
sep-28									13,22	2.365.839.106
oct-28									13,14	1.142.803.662
nov-28									13,13	8.817.120

Comportamiento de ventas (GWh)

La demanda de energía creció un 4,04% (3,35 GWh), esto se debe al aumento en la demanda de los sectores en el mercado regulado entre los más representativos son: sector residencial en un 6,99% (3,13 GWh), sector riego un 18,02% (0,22 GWh), sector

alumbrado público un 11,28% (0,17 GWh), mientras que la demanda en el mercado no regulado presento un incremento del 1,09% (0,16 GWh).

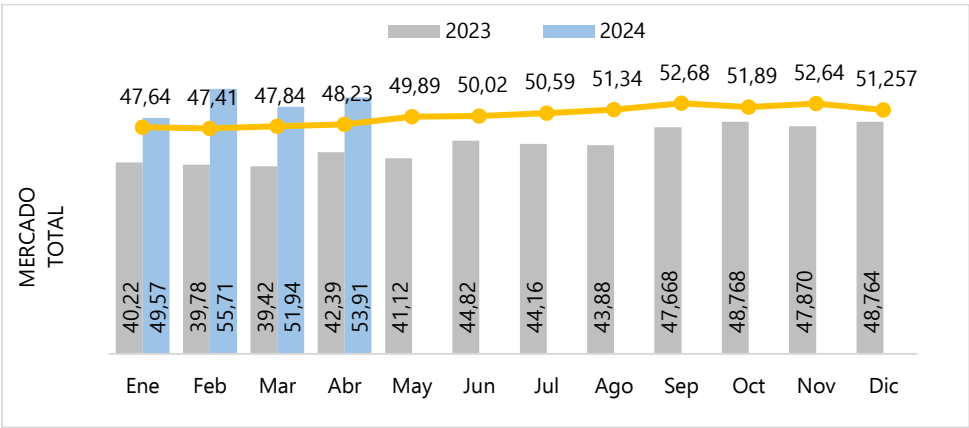


El comportamiento de las ventas en GWh durante 2024 evidencia una recuperación progresiva y una tendencia de crecimiento controlado frente a 2023. La demanda se mantiene estable y con perspectivas favorables de cierre del año, lo que representa una base sólida para la planificación financiera y operativa.

Sin embargo, este crecimiento moderado, en un contexto de presión tarifaria, refuerza la importancia de articular la estrategia comercial con acciones de eficiencia operativa y control de costos, de manera que el incremento en ventas se traduzca efectivamente en mejores resultados financieros y sostenibilidad para la Empresa.

Ventas promedio (Miles de millones \$)

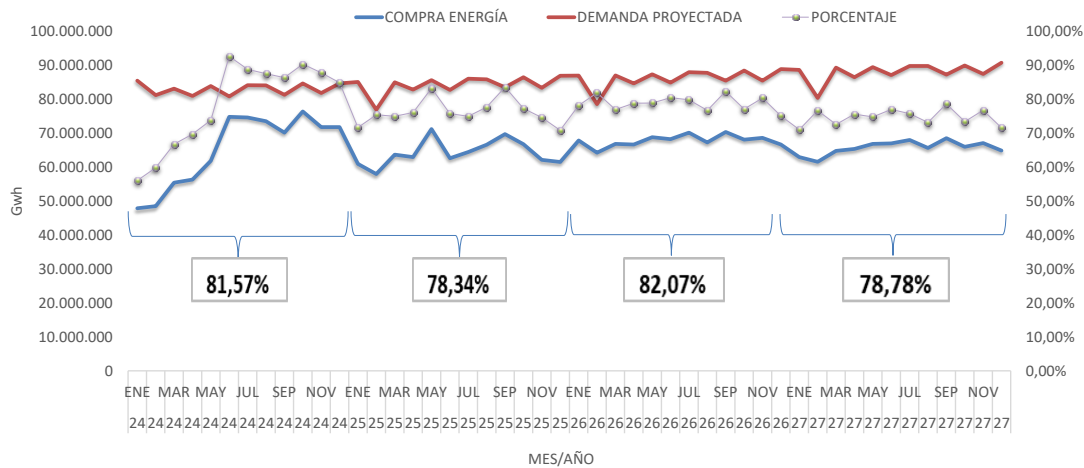
Para el mes de abril los ingresos presentan una variación positiva de \$1.968 millones respecto al mes anterior, el aporte significativo lo realiza el mercado regulado, específicamente los sectores: residencial, riego y los no regulados los demás sectores presentaron un decrecimiento leve con respecto al mes anterior.



Las ventas promedio del mercado total en 2024 presentan una evolución positiva y sostenida frente a 2023, consolidándose como un indicador favorable de recuperación y estabilidad de la demanda. Este comportamiento brinda soporte a la planeación financiera y operativa de la Empresa.

Sin embargo, el crecimiento del consumo promedio refuerza la necesidad de alinear la estrategia comercial con políticas de eficiencia energética, gestión del consumo y optimización de costos, de manera que el aumento en ventas se traduzca en sostenibilidad financiera y equilibrio tarifario.

Cobertura de Energía

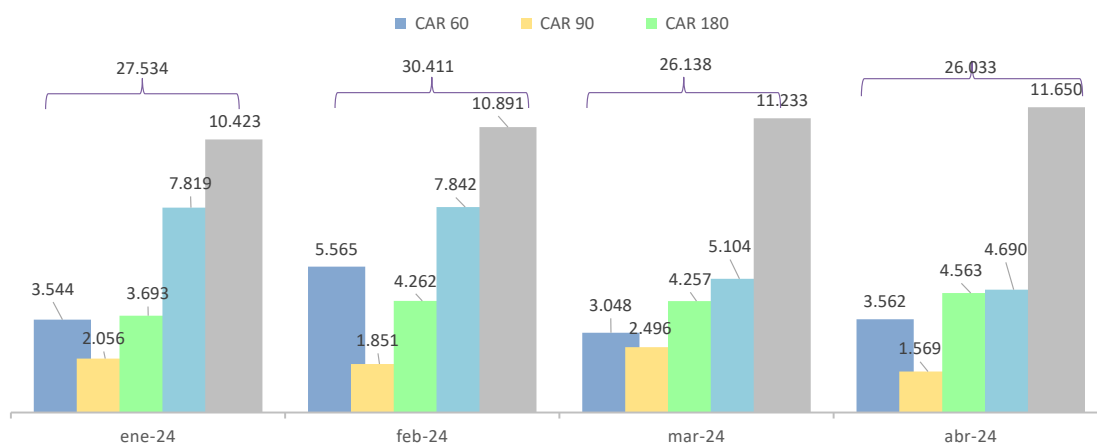


La gráfica confirma que la cobertura de energía de ELECTROHUILA se mantiene en niveles controlados, pero estructuralmente inferiores a la demanda proyectada, lo que expone a la Empresa de manera permanente a las condiciones del mercado spot. Si bien esta situación no representa un riesgo inmediato de abastecimiento, sí constituye un factor relevante de presión sobre los costos de generación y, en consecuencia, sobre la tarifa.

Se deberá considerar este indicador como estratégico, orientando decisiones que permitan optimizar el balance entre cobertura contractual, flexibilidad operativa y control del riesgo financiero, en coherencia con la sostenibilidad de la Empresa y la estabilidad tarifaria para los usuarios.

Gestión Cartera

La gráfica evidencia una concentración creciente de la cartera en los tramos de mayor antigüedad (CAR 180), lo que indica deterioro progresivo del recaudo y mayor riesgo financiero.



La gráfica de estado de cartera para el período enero–abril de 2024 evidencia una tendencia creciente en el saldo total, al pasar de \$10.423 millones en enero a \$11.650 millones en abril, lo que representa un incremento cercano al 11,8 % en apenas cuatro meses. Este comportamiento refleja una presión progresiva sobre la liquidez de la empresa y anticipa riesgos en el flujo de caja si no se adoptan medidas correctivas oportunas.

El análisis por tramos de antigüedad muestra que la cartera a corto plazo (CAR 60) presenta un comportamiento volátil, con un pico significativo en febrero y una reducción posterior en marzo y abril. Esta dinámica sugiere que la mora reciente no constituye el principal problema estructural, ya que existe capacidad operativa para recuperar parte de esta cartera en el corto plazo, posiblemente asociada a ciclos de facturación o acciones de recaudo puntuales.

Por su parte, la cartera entre 61 y 90 días (CAR 90) mantiene niveles relativamente controlados y muestra incluso una reducción en abril. Este comportamiento indica que los mecanismos de gestión y seguimiento en el tramo intermedio están funcionando de manera aceptable y permiten contener el tránsito de cartera hacia estados de mayor antigüedad.

No obstante, el principal foco de alerta se concentra en la cartera mayor a 180 días (CAR 180), la cual registra un crecimiento sostenido durante todo el período

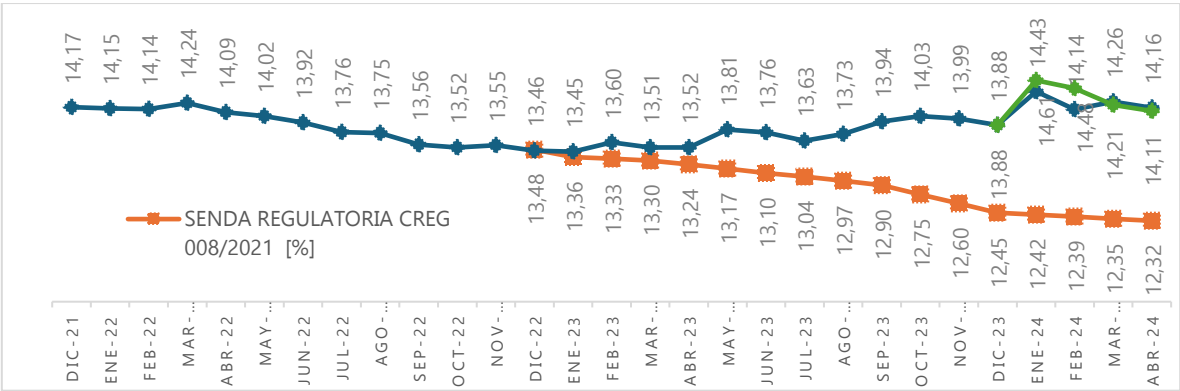
analizado y se consolida como el componente más representativo del saldo total. Esta tendencia evidencia una acumulación de obligaciones de difícil recuperación, asociadas probablemente a usuarios con mora crónica, limitaciones en los procesos de suspensión o corte del servicio, o condiciones socioeconómicas que afectan la capacidad de pago.

Desde una perspectiva financiera, el aumento de la CAR 180 implica mayores requerimientos de provisión contable, deterioro de los ingresos efectivamente recaudados y un impacto directo en los indicadores de liquidez y solvencia. Adicionalmente, esta situación puede incidir negativamente en la evaluación de la eficiencia comercial y en los análisis regulatorios relacionados con el componente de comercialización (C).

En conclusión, el crecimiento de la cartera total no obedece a un deterioro en la mora reciente, sino a la persistencia y acumulación de cartera vencida de largo plazo. En este contexto, se hace necesario implementar estrategias focalizadas de recuperación, depuración y gestión diferenciada de la CAR 180, complementadas con acciones sociales, comerciales y operativas, dado que los ajustes tarifarios por sí solos no resultan suficientes para mitigar este riesgo estructural.

Índice de Pérdidas de Energía totales

El índice de pérdidas totales muestra una reducción sostenida durante 2022–2023, alineada con la senda regulatoria de la CREG, pero presenta un repunte puntual a inicios de 2024 que requiere seguimiento y acciones correctivas.



La gráfica del índice de pérdidas de energía totales evidencia, en primer lugar, un comportamiento descendente y consistente entre 2022 y 2023, pasando de niveles cercanos al 14,2 % a valores alrededor del 13,6–13,8 %. Esta tendencia confirma la efectividad de las acciones técnicas y comerciales implementadas (mejoras en redes,

control de pérdidas no técnicas y optimización operativa), y demuestra una convergencia progresiva hacia la senda regulatoria definida por la CREG 008 de 2021.

Durante 2023, el indicador se mantiene muy próximo e incluso en algunos meses por debajo de la senda regulatoria, lo cual es un resultado positivo desde el punto de vista regulatorio y financiero. Esto implica menores compras de energía no facturada y una mejora directa en la eficiencia del negocio de distribución y comercialización, reduciendo presiones sobre costos y tarifas.

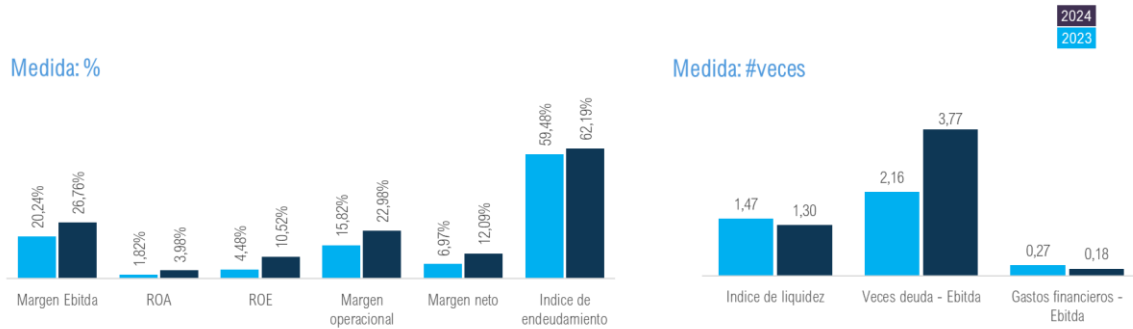
No obstante, al inicio de 2024 se observa un repunte del índice de pérdidas, con un máximo cercano al 14,9 % en enero, seguido de una leve corrección en febrero, marzo y abril. Aunque los valores tienden nuevamente a la baja, este comportamiento rompe la tendencia de mejora sostenida y ubica el indicador por encima de la senda regulatoria, generando una señal de alerta temprana.

Este aumento puntual puede estar asociado a factores coyunturales como variaciones en la demanda, condiciones climáticas, incremento de pérdidas no técnicas, cambios en patrones de consumo o retrasos en la ejecución de actividades de control y mantenimiento. Sin embargo, de no ser contenido oportunamente, podría traducirse en mayores costos de compra de energía no reconocidos tarifariamente y un impacto negativo en los resultados financieros.

En conclusión, la gráfica refleja una gestión históricamente positiva de las pérdidas de energía, alineada con los objetivos regulatorios, pero pone en evidencia la necesidad de reforzar las acciones técnicas y comerciales en 2024 para retomar la senda descendente. Resulta clave intensificar los planes de reducción de pérdidas no técnicas, mantenimiento de redes y normalización de usuarios, con el fin de asegurar el cumplimiento regulatorio y la sostenibilidad financiera del negocio.

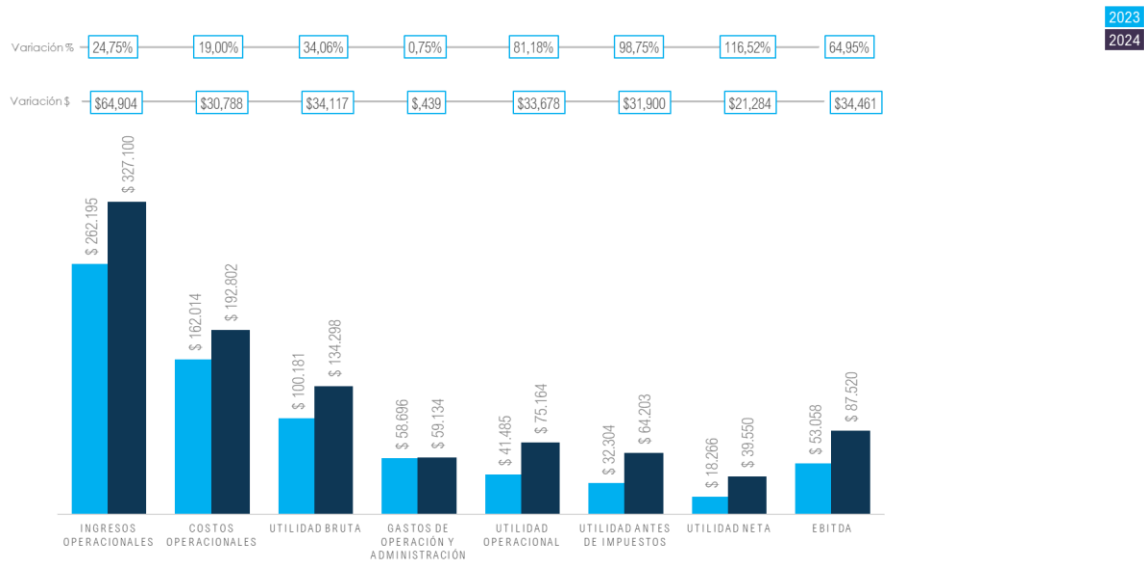
ESTADO FINANCIERO ABRIL 30 DE 2024

Indicadores financieros



- Los indicadores en general con corte a abril 2024 muestran una tendencia positiva al compararlos con el mismo periodo del año anterior.
- Mantenemos una alta exigencia en endeudamiento dada específicamente por las cuentas por pagar de proveedores, recaudos a favor de terceros y el incremento en pago de impuestos en general. Este último directamente relacionado con el mayor ingreso.
- Continuamos con estrés de caja dado específicamente por los pagos por compra de energía.

Estado de resultado integral



Cumplimiento vs proyección 2024

	2024	Proyección	%
Ingresos Operacionales	\$327,100	\$295,171	111%
Costos operacionales	\$192,802	\$207,781	93%
Gastos de operación y admón.	\$59,134	\$45,879	129%
Resultado Neto	\$39,550	\$5,664	698%
Ebitda	\$87,520	\$36,024	243%

Los ingresos muestran sobre cumplimiento dado específicamente por la comercialización de energía.

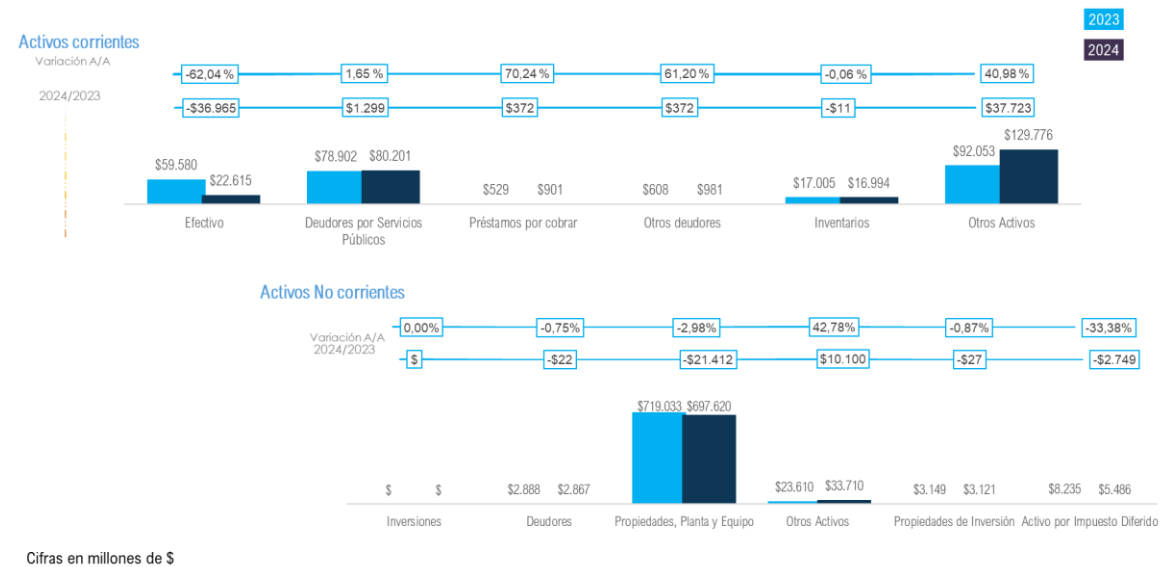
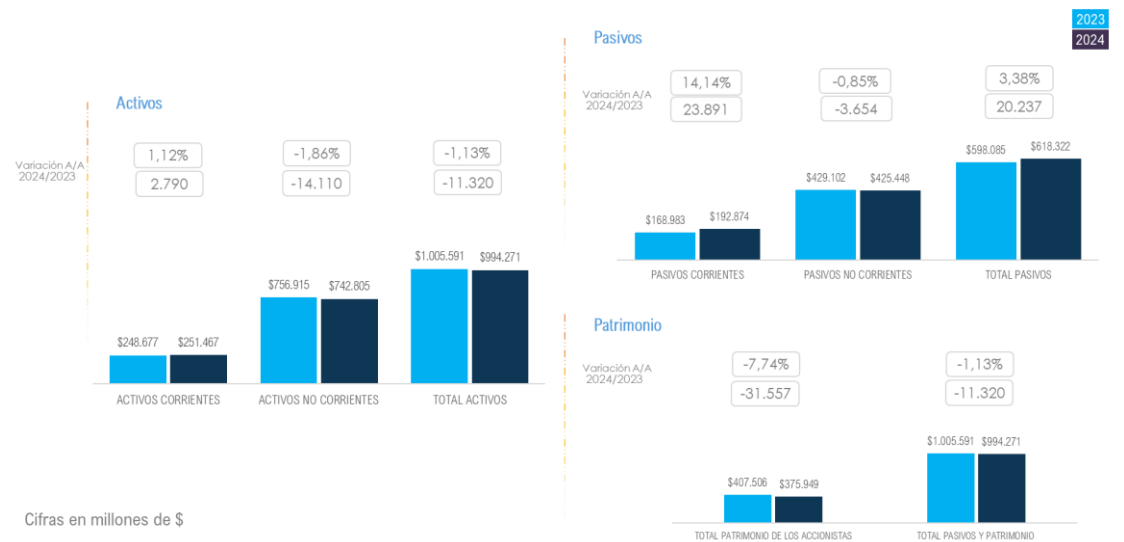
Si bien los costos de la operación son superiores a los de abril de 2023, el peso de las compras es del 59% frente a los ingresos, mostrando un cambio de tendencia en comparación a meses anteriores. Es de recodar que en algunos meses de 2023 estas compras llegaron a tener un peso del 70% sobre los ingresos dejando muy poco margen de gestión.

Análisis vertical del Estado de resultado

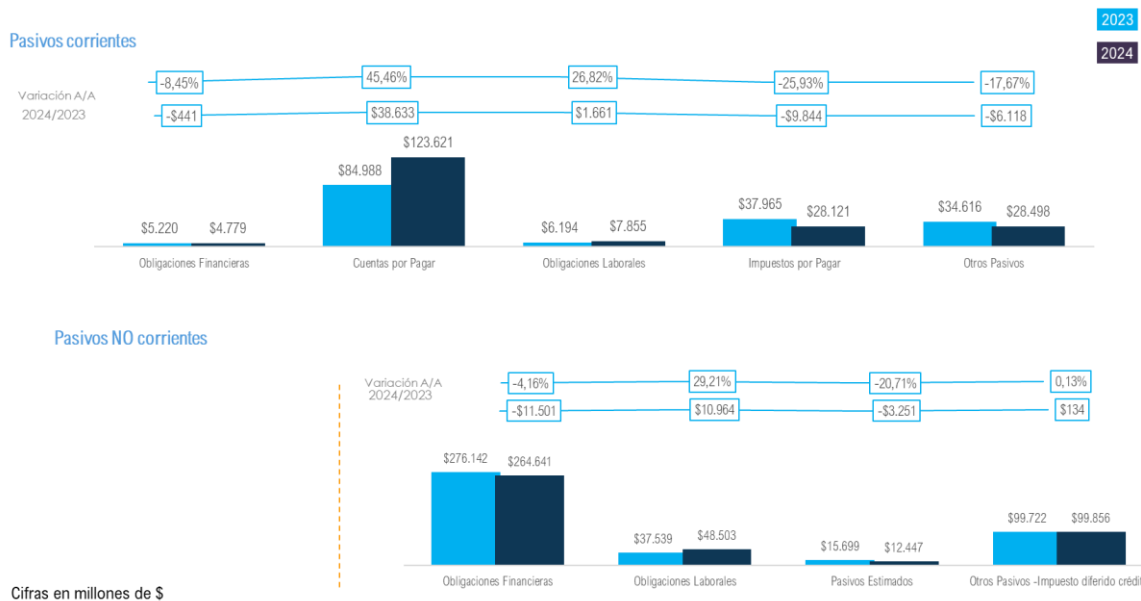


- Como bien se mencionó en diapositiva anterior, los ingresos son utilizados en el core del negocio.
- Las compras de energía participan con más del 59% sobre los ingresos y los gastos generales que son el segundo grupo con mayor participación, con un esfuerzo en su manejo, muestran mayor repunte únicamente en líneas como los impuestos que son resultado de los mayores ingresos y los gastos financieros necesarios para cubrir obligaciones ya adquiridas. Lo que indica una buena distribución del recurso.

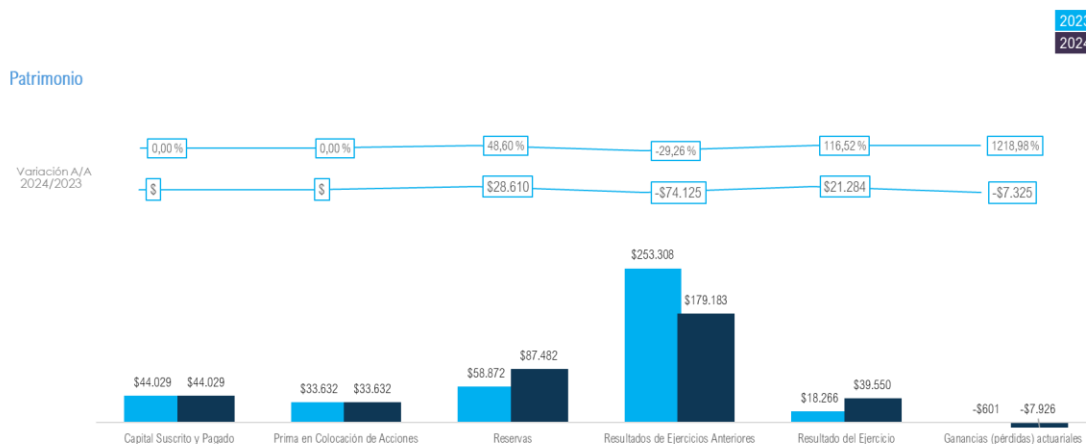
Estado de situación financiera



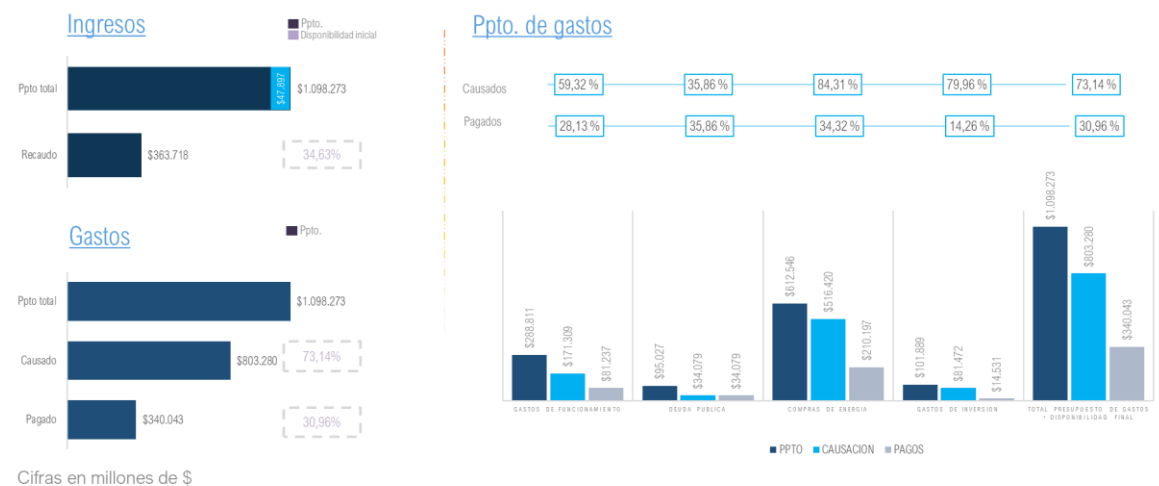
- La línea con mayor variación en los activos corrientes es la de otros activos donde incluimos los seguros, impuestos y contribuciones (autorretenciones), saldo a favor del impuesto de renta entre otros.
- En los Activos no corrientes la variación más significativa es la del impuesto diferido.



- Los pasivos corrientes en la línea cuentas por pagar presenta su variación más significativa por impuestos (mayores ingresos), alumbrado público, y recaudos a favor de terceros.
- Los pasivos no corrientes presentan su mayor variación en las obligaciones laborales explicadas por el cálculo actuarial _Pensiones.



Ejecución presupuestal - Abril 30 de 2024



Proyección Flujo de caja - Con crédito FINDETER (Cifras en millones de pesos)

DETALLE	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
A. INGRESOS	854.094	912.456	967.203	1.025.235	1.086.750	1.151.955	1.221.072	1.294.336	1.371.996	1.454.316
Ingresos ventas de energía y uso de redes	845.184	903.011	957.192	1.014.624	1.075.501	1.140.031	1.208.433	1.280.939	1.357.795	1.439.263
Otros ingresos de explotación	8.910	9.445	10.011	10.612	11.249	11.924	12.639	13.397	14.201	15.053
B. GASTOS	777.767	804.515	863.223	921.065	980.681	1.044.123	1.111.438	1.183.195	1.259.874	1.341.545
Compras de energía	560.781	597.232	636.052	677.395	721.426	768.319	818.259	871.446	928.090	988.416
Gastos de funcionamiento	179.986	207.283	227.171	243.670	259.255	275.805	293.179	311.749	331.784	353.129
Cuentas por pagar	37.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C. FLUJO DE CAJA OPERATIVO (A-B)	76.327	107.941	103.980	104.170	106.069	107.831	109.633	111.141	112.122	112.771
D. FLUJO DE INVERSIONES	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000
Inversión	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000
E. FLUJO DE CAJA (C-D)	36.327	67.941	63.980	64.170	66.069	67.831	69.633	71.141	72.122	72.771
F. FLUJO FINANCIERO	10.609	-122.926	-65.835	-62.011	-65.708	-68.158	-70.200	-71.759	-72.159	-71.863
Amortización a capital deuda actual	-51.970	-52.345	-40.345	-35.681	-33.016	-25.151	-14.818	-13.006	-12.201	-4.375
Pago intereses deuda actual	-43.084	-29.287	-22.575	-17.332	-12.741	-8.504	-5.636	-3.687	-1.805	-299
Desembolsos Findeter	59.745	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortización a capital deuda Findeter	0	-4.979	-14.936	-14.936	-14.936	-9.957				
Pago intereses deuda deuda Findeter	-2.905	0	0	0	0	0				
Desembolsos deuda por contratar	12.000	0	50.000	55.000	56.000	48.000	32.000	33.000	35.000	30.000
Amortización a capital deuda por contratar	0	-12.000	0	-1.389	-7.083	-13.222	-19.222	-24.111	-27.694	-31.417
Pago intereses deuda actual por contratar	-403	0	-1.292	-6.590	-11.942	-16.556	-19.496	-20.636	-21.469	-21.177
Ingresos financieros	1.200	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Recuperación de cartera	38.106									
Transferencias pago dividendos	-2.078	-25.314	-37.687	-42.083	-42.989	-43.767	-44.028	-44.319	-44.991	-45.595
G. FLUJO NETO (E+F)	46.936	-54.985	-1.856	2.160	361	-326	-567	-618	-37	908
CAJA INICIAL	25.060	71.996	17.012	15.156	17.316	17.677	17.350	16.784	16.166	16.129
FLUJO NETO	46.936	-54.985	-1.856	2.160	361	-326	-567	-618	-37	908
CAJA FINAL	71.996	17.012	15.156	17.316	17.677	17.350	16.784	16.166	16.129	17.037

Estado de la deuda

ENTIDAD FINANCIERA	DESEMBOLSO	FECHA DESEMBOLSO	SALDO	AMORTIZACION	COSTO FINANCIERO	PLAZO	DESTINACION
BANCOLOMBIA	10.000.000.000	23/10/2015	2.500.000.000	TRIMESTRAL	DTF + 2.8	11 AÑOS	INVERSION
BANCOLOMBIA	9.337.442.400	15/04/2016	2.801.232.720	TRIMESTRAL	DTF + 2.8	11 AÑOS	INVERSION
BBVA	10.000.000.000	15/10/2015	2.500.000.000	TRIMESTRAL	DTF + 2.8	11 AÑOS	INVERSION
BBVA	9.337.100.000	4/04/2016	2.801.130.000	TRIMESTRAL	DTF + 2.8	11 AÑOS	INVERSION
BBVA	34.620.000.000	22/04/2016	10.386.000.000	TRIMESTRAL	DTF + 2.7	11 AÑOS	INVERSION
BBVA	40.000.000.000	17/02/2019	25.000.000.000	TRIMESTRAL	IBR + 3.35	10 AÑOS	INVERSION
BANCO DE OCCIDENTE	17.598.750.000	26/03/2019	10.999.218.750	TRIMESTRAL	IBR + 3.5	10 AÑOS	INVERSION
BANCO DE OCCIDENTE	9.700.000.000	2/12/2019	6.062.500.000	TRIMESTRAL	IBR + 3.5	10 AÑOS	INVERSION
BANCO DE OCCIDENTE	7.500.000.000	27/12/2019	4.687.500.000	TRIMESTRAL	IBR + 3.5	10 AÑOS	INVERSION
BANCO DAVIVIENDA	21.000.000.000	13/09/2019	14.437.500.263	TRIMESTRAL	IBR + 3.5	10 AÑOS	INVERSION
BANCO DAVIVIENDA	6.298.750.000	2/12/2019	4.330.390.625	TRIMESTRAL	IBR + 3.5	10 AÑOS	INVERSION
BANCOLOMBIA	24.000.000.000	25/02/2020	18.000.000.000	TRIMESTRAL	IBR + 2.7 TV	10 AÑOS	INVERSION
BANCOLOMBIA	3.500.000.000	7/05/2020	2.625.000.000	TRIMESTRAL	IBR + 2.7 TV	10 AÑOS	INVERSION
BANCOLOMBIA	30.486.151.626	19/01/2022	22.864.613.720	TRIMESTRAL	IBR + 2.7 TV	10 AÑOS	INVERSION
BANCOLOMBIA	16.100.000.000	6/05/2020	13.282.500.000	TRIMESTRAL	IBR + 2.0 TV	12 AÑOS	INVERSION
BANCOLOMBIA	23.400.000.000	22/12/2020	20.475.000.000	TRIMESTRAL	IBR + 2.0 TV	12 AÑOS	INVERSION
BANCOLOMBIA	40.000.000.000	12/07/2022	20.000.000.000	TRIMESTRAL	IBR + 2.48 TV	3 AÑOS	FUNCIONAMIENTO
BANCO DE OCCIDENTE	22.000.000.000	2/01/2023	21.388.888.889	TRIMESTRAL	IBR + 4.64 TV	10 AÑOS	INVERSION
BANCOLOMBIA	16.000.000.000	16/02/2023	16.000.000.000	TRIMESTRAL	IBR + 6.73	10 AÑOS	INVERSION
BANCOLOMBIA	5.000.000.000	14/04/2023	5.000.000.000	TRIMESTRAL	IBR + 6.73	10 AÑOS	INVERSION
BANCOLOMBIA	6.000.000.000	25/05/2023	6.000.000.000	TRIMESTRAL	IBR + 6.73	10 AÑOS	INVERSION
BANCOLOMBIA	32.500.000.000	31/07/2023	32.500.000.000	TRIMESTRAL	IBR + 6.73	10 AÑOS	INVERSION
	394.378.194.026		264.641.474.967				

HALLAZGOS: SITUACIONES RELEVANTES

Análisis del Plan de Inversión (Res. CREG 015/2018)

- Los contratos catalogados como de difícil gestión fueron estructurados y suscritos con base en diseños conceptuales, situación que incrementa significativamente el riesgo de replanteos, modificaciones contractuales, adiciones presupuestales y retrasos en la ejecución.
- El modelo de contratación se fundamenta en ítems desagregados que no guardan correspondencia con las Unidades Constructivas establecidas en el capítulo 14 de la Resolución CREG 015 de 2018, lo cual dificulta el control efectivo de las inversiones susceptibles de reconocimiento regulatorio, así como la gestión de la triple restricción de los proyectos (alcance, tiempo y costo).
- Se identificó que los contratos fueron suscritos con un esquema de vigilancia contractual distinto al que interviene durante las etapas de ejecución y liquidación, generando debilidades en la trazabilidad, continuidad y control contractual.
- Así mismo, se evidencian garantías contractuales desactualizadas, lo que expone a la empresa a riesgos financieros y jurídicos.
- Se constató la celebración de contratos sin contar previamente con la totalidad de las gestiones integrales requeridas, tales como servidumbres, permisos ambientales, consultas previas y trámites ante agentes externos, situación que ha contribuido de manera directa a las demoras en la ejecución contractual.
- Adicionalmente, se detectó que el ejercicio de la supervisión contractual se aparta de lo establecido en el Manual de Contratación, al asumir funciones y responsabilidades que corresponden a la interventoría, generando riesgos de control y de conflicto de roles.
- Se evidenció igualmente que la empresa no dispone de Análisis de Precios Unitarios (APU) que respalden técnica y económicamente los costos de los ítems contratados, lo cual limita la adecuada evaluación de razonabilidad de los valores pactados.

- Finalmente, a pesar del nulo avance físico registrado en los contratos asociados a los proyectos de difícil gestión desde la suscripción del acta de inicio, únicamente el contrato No. 054 de 2022 ha sido objeto de suspensiones formales.

Lecciones Aprendidas

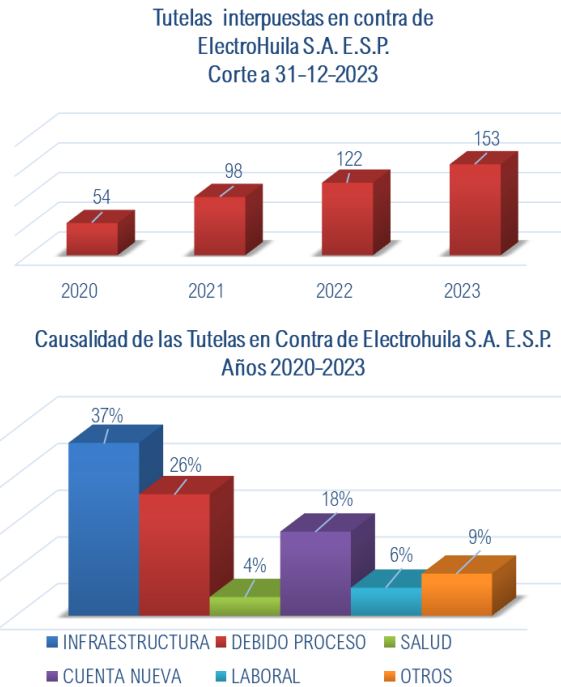
- La suscripción de los contratos debe estar precedida por un proceso de planeación integral, en el cual los componentes técnico, financiero, jurídico y socioambiental se encuentren debidamente madurados, articulados y validados con todas las áreas que intervienen en la ejecución contractual.
- El área jurídica debe participar de manera activa y permanente durante todo el ciclo de vida del contrato, desde la etapa de planeación y estructuración hasta el seguimiento del cumplimiento de las obligaciones y garantías poscontractuales.
- Se hace necesario replantear las minutas contractuales, de manera que los ítems incluidos mantengan simetría y correspondencia con las Unidades Constructivas aprobadas por el regulador, facilitando el control de la inversión y su eventual reconocimiento.
- Todos los ítems contractuales deben contar con sus respectivos Análisis de Precios Unitarios (APU), los cuales permitan sustentar técnica y económicamente las características constructivas, cantidades de obra y estructura de costos.
- Los contratos de obra, en su calidad de contratos principales, deben contar con vigilancia permanente durante la ejecución, ejercida por operadores o interventores aceptados y reconocidos por las partes (contratante y contratista).
- El ejercicio de la supervisión contractual debe desarrollarse en estricta armonía con lo establecido en el Manual de Supervisión e Interventoría, y contar de manera permanente con el acompañamiento del área jurídica.
- En los estudios previos de los contratos se debe desarrollar de forma integral y suficiente el componente socioambiental, incluyendo permisos, licencias, servidumbres, gestiones con terceros, aspectos socioculturales, patrimonio cultural y demás trámites requeridos para la ejecución del proyecto.

- Se recomienda evaluar el fortalecimiento y especialización de los equipos de supervisión e interventoría, con el fin de garantizar un control permanente, efectivo, oportuno y de calidad sobre la ejecución contractual.
- La supervisión o interventoría, con el apoyo del área jurídica, debe realizar un seguimiento oportuno y permanente al estado, vigencia y suficiencia de las garantías contractuales, adoptando las acciones correctivas a que haya lugar.
- Los contratos que presenten dificultades técnicas, legales, administrativas, sociales u otras, debidamente justificadas y que impidan su normal ejecución, deben ser objeto de suspensión formal, conforme a la normativa vigente.
- Durante los periodos de suspensión, se deben adelantar gestiones demostrables y documentadas orientadas a remover los obstáculos que dieron origen a la misma, con el propósito de viabilizar la reanudación o definir de manera oportuna la decisión contractual correspondiente.

Tutelas

Durante el período evaluado comprendido entre 2020 y 2023, se identificó que los principales hallazgos tienen su origen en las siguientes causas:

- Fallas en la prestación del servicio, asociadas principalmente a deficiencias y limitaciones en la infraestructura eléctrica.
- Debilidades en la calidad, oportunidad y consistencia de las respuestas a las PQR, derivadas de la insuficiencia de personal capacitado y de limitaciones en los procesos de atención al usuario.
- Fallas en los procesos de legalización de cuentas nuevas, que afectan la correcta incorporación de usuarios al sistema y la gestión comercial.
- Situaciones de carácter laboral, que han impactado la continuidad operativa y el desempeño de los procesos misionales y de apoyo.



Situaciones relevantes

El Documento de Gerencia No. 224 de 2021 se encuentra desactualizado y no refleja la realidad operativa, organizacional y normativa actual de la empresa, lo que limita su efectividad como instrumento de gestión.

Se identifica la necesidad de que la suscripción y responsabilidad formal de las respuestas a las PQR recaiga en los jefes de zona, y no en los asistentes técnicos y comerciales, dadas las implicaciones administrativas, operativas y disciplinarias asociadas a dicho proceso. En consecuencia, se requiere la modificación del Manual Descriptivo de Cargos y del procedimiento PR-CSC-03.

No se evidencia la existencia de un plan de atención integral que permita priorizar y atender de manera oportuna y efectiva las órdenes de trabajo derivadas de PQR asociadas a infraestructura, situación que se presenta de forma reiterada desde el año 2023.

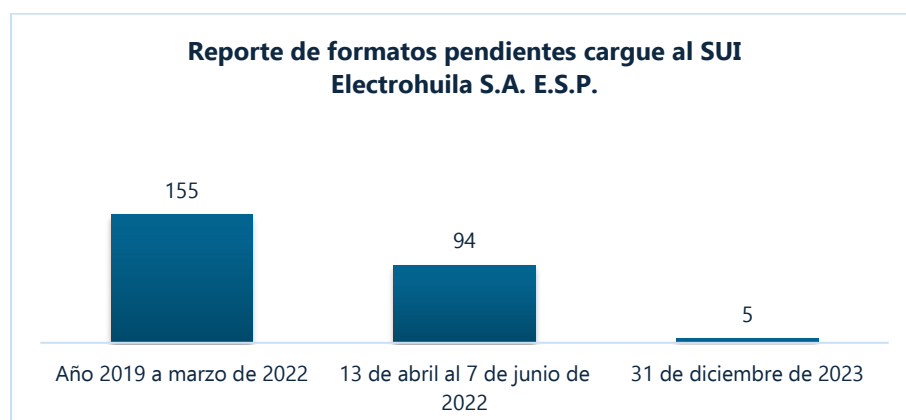
La alta rotación y la insuficiencia de personal encargado de la atención de las PQR es una situación recurrente, la cual ha sido mitigada mediante la vinculación de judicantes y personal en misión, trasladando a estos la responsabilidad operativa y afectando la calidad, consistencia y trazabilidad de las respuestas.

Se evidencia además insuficiencia de personal operativo para atender las órdenes de trabajo pendientes solicitadas por los usuarios a través de las PQR, lo que incrementa los tiempos de atención y el nivel de insatisfacción de los usuarios.

Finalmente, en algunos casos, la ejecución de las obras no genera un impacto positivo y sostenible sobre las redes existentes, debido, entre otros factores, a la falta de reposición oportuna de los activos eléctricos, lo cual incide negativamente en la calidad del servicio y en la percepción de los usuarios.

Reporte DE CARGUE AL Sistema Único de Información - SUI

Formatos pendientes de cargue al Sistema Único de Información – SUI 2019 al 2023



Se realizó seguimiento al cargue de los formatos SUI por parte de los procesos responsables de acuerdo con el Documento de Gerencia N° 130 del 25 de mayo de 2021. En el desarrollo del seguimiento se crean compromisos.

Acción de Mejora

Modificar el documento de Gerencia y diseñar e implementar protocolos que garanticen el cargue oportuno y eficiente de los formatos, fortaleciendo la articulación entre las dependencias responsables; así mismo, emitir informes mensuales a la Gerencia General para el seguimiento y control, y reasignar la coordinación general del SUI, quien deberá presentar un informe mensual en el que se identifiquen los casos de incumplimiento, sus causales y las acciones de mejora correspondientes.

Subsidios

Comparativo estratificación SIEC - Planeación Municipal Neiva y Pitalito

Fecha entrega Informe Final CGR	Fecha en que se realizó el cambio de estrato aplicativo SIEC	Fecha en la que se im plementó el cambio de estrato y se aplicó	Cantidad de usuarios cuya estratificació n fue corregida en	Novedad Estrato		Total de Usuarios identificados por la CGR Hallazgo 10 con la
				Estrato que registraba en la BD SIEC (Anterior)	Estrato actual en la BD SIEC (corregido)	
Diciembre 7 de 2022	Diciembre 2023	Enero 2024	82	1	2	74
				2	3	8
	Enero 2024	Febrero 2024	51	1	2	25
				1	3	1
				2	3	25
TOTALES			133			133
Fuente: Información suministrada por la Oficina de Sistemas - BD aplicativo SIEC						

Los datos de la anterior tabla corresponden únicamente a usuarios del municipio de Neiva, ya que a la fecha no se han realizado las actualizaciones de los 17 usuarios del municipio de Pitalito.

Los datos del municipio de Neiva corresponden al periodo enero 2020 a marzo 2024, los datos del municipio de Pitalito corresponden al periodo enero 2021 a marzo 2024.

Cálculo del valor por incorrecta aplicación de subsidios

Consolidado usuarios cuentas Neiva y Pitalito

Novedad Estrato				Cantidad Usuarios Identificados Hallazgo 10 CGR	Total Registros aplicativo SIEC	Desviaciones en Subsidios (Cifras en pesos)					Totales Diferencia (Mayor Vr. Subsidio)
						Vigencia 2020	Vigencia 2021	Vigencia 2022	Vigencia 2023	Vigencia 2024 enero-marzo	
Base Datos ElectroHuila		Base Datos Municipio				Diferencia (Mayor Vr. subsidiado)	Diferencia (Mayor Vr. subsidiado)	Diferencia (Mayor Vr. subsidiado)	Diferencia (Mayor Vr. subsidiado)	Diferencia (Mayor Vr. subsidiado)	
Estrato 1	60%	Estrato 2	50%	110	5.206	9.694.793	10.540.115	11.739.197	13.556.988	505.935	46.037.028
Estrato 1	60%	Estrato 3	15%	1	49	222.704	450.447	520.758	429.464	43.140	1.666.513
Estrato 2	50%	Estrato 3	15%	39	1.844	10.562.354	12.400.156	14.579.471	17.286.240	1.824.979	56.653.200
Totales				150	7.099	20.479.851	23.390.718	26.839.426	31.272.692	2.374.054	104.356.741
Fuente: Información suministrada por Planeación Municipal Pitalito, Electrohuila aplicativo SIEC y papeles de trabajo											

Usuarios cuentas de Neiva

Periodo enero 2020 - marzo 2024

Novedad Estrato				Cantidad Usuarios Identificados a Hallazgo 10 CGR	Total Registros aplicativo SIEC	Desviaciones en Subsidios (Cifras en pesos)															Total Mayor vr. Subsidio
						Vigencia 2020			Vigencia 2021			Vigencia 2022			Vigencia 2023			vigencia 2024 Enero- Marzo			
						Vr.Subsidio según estrato Electrohuila	Vr.Subsidio según estrato Municipio	Diferencia (Mayor Vr. subsidio)	Vr.Subsidio según estrato Electrohuila	Vr.Subsidio según estrato Municipio	Diferencia (Mayor Vr. subsidio)	Vr.Subsidio según estrato Electrohuila	Vr.Subsidio según estrato Municipio	Diferencia (Mayor Vr. subsidio)	Vr.Subsidio según estrato Electrohuila	Vr.Subsidio según estrato Municipio	Diferencia (Mayor Vr. subsidio)	Vr.Subsidio según estrato Electrohuila	Vr.Subsidio según estrato Municipio	Diferencia (Mayor Vr. subsidio)	
Base Datos Electrohuila	Base Datos Municipio																				
Estrato 1	60%	Estrato 2	50%	99	4.777	58.169.538	48.474.745	9.694.793	59.277.888	49.398.343	9.879.545	65.936.005	54.946.731	10.989.274	77.016.266	64.180.268	12.835.998	1.880.530	1.567.112	313.418	43.713.028
Estrato 1	60%	Estrato 3	15%	1	49	296.941	74.237	222.704	600.598	150.151	450.447	694.345	173.587	520.758	572.619	143.155	429.464	57.520	14.380	43.140	1.666.513
Estrato 2	50%	Estrato 3	15%	33	1.610	15.089.110	4.526.756	10.562.354	16.034.754	4.810.437	11.224.317	18.753.169	5.625.962	13.127.207	21.923.470	6.577.074	15.346.396	1.624.824	487.448	1.137.376	51.397.650
Totales				133	6.436	73.555.589	53.075.738	20.479.851	75.913.240	54.358.931	21.554.309	85.383.519	60.746.280	24.637.239	99.512.355	70.900.497	28.611.858	3.562.874	2.068.940	1.493.934	96.777.191

Fuente: Información suministrada por el Departamento de Planeación Municipal Neiva, Electrohuila aplicativo SIEC y papeles de trabajo

Usuarios cuentas de Pitalito

Periodo enero 2021 - marzo 2024

Novedad Estrato				Cantidad Usuarios Identificados Hallazgo 10 CGR	Total Registros aplicativo SIEC	Desviaciones en Subsidios (Cifras en pesos)												Total Mayor Vr. Subsidio
						Vigencia 2021			Vigencia 2022			Vigencia 2023			Vigencia 2024 Enero -Marzo			
Base Datos Electrohuila		Base Datos Municipio				Vr.Subsidio según estrato Electrohuila	Vr.Subsidio según estrato Municipio	Diferencia (Mayor Vr. subsidio)	Vr.Subsidio según estrato Electrohuila	Vr.Subsidio según estrato Municipio	Diferencia (Mayor Vr. subsidio)	Vr.Subsidio según estrato Electrohuila	Vr.Subsidio según estrato Municipio	Diferencia (Mayor Vr. subsidio)	Vr.Subsidio según estrato Electrohuila	Vr.Subsidio según estrato Municipio	Diferencia (Mayor Vr. subsidio)	
Estrato 1	60%	Estrato 2	50%	11	429	3.963.490	3.302.920	660.570	4.499.592	3.749.669	749.923	4.326.008	3.605.018	720.990	1.155.104	962.587	192.517	2.324.000
Estrato 2	50%	Estrato 3	15%	6	234	1.679.774	503.935	1.175.839	2.074.668	622.404	1.452.264	2.771.211	831.367	1.939.844	982.290	294.687	687.603	5.255.550
Totales				17	663	5.643.264	3.806.855	1.836.409	6.574.260	4.372.073	2.202.187	7.097.219	4.436.385	2.660.834	2.137.394	1.257.274	880.120	7.579.550
Fuente: Información suministrada por Planeación Municipal Pitalito, Electrohuila aplicativo SIEC y papeles de trabajo																		

Conclusiones

Se evidenció la falta de verificación y control en la consolidación del informe SIRECI M3 previo a su reporte en la plataforma de la Contraloría General de la República – CGR. Asimismo, se identificaron fallas en la comunicación, articulación y trabajo en equipo entre las dependencias responsables de atender y subsanar los hallazgos formulados.

Adicionalmente, se observó debilidad en el seguimiento por parte de la Oficina de Control Interno al cumplimiento del plan de mejora, así como una inadecuada formulación de las acciones correctivas, las cuales no estuvieron orientadas efectivamente a subsanar los hallazgos identificados.

Lo anterior refleja falta de responsabilidad y compromiso institucional en las labores de control y seguimiento, generando un alto nivel de exposición a procesos sancionatorios y a eventuales procesos de responsabilidad fiscal, con posible detrimento patrimonial para la empresa.

IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS CONTRACTUALES, JUDICIALES, LEGALES Y ADMINISTRATIVOS

Descripción/Vigencia	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL
Contratos en ejecución de seguimiento especial	0	4	3	4	2	1	14
Contratos en liquidación judicial	2	2	0	0	0	0	4
Contratos terminados que superan el tiempo de liquidación	0	2	1	0	4	0	7

Contratos de seguimiento especial

No.	Objeto	Fecha de inicio	Fecha de terminación inicial	Fecha terminación modificada	Plazo total	Causa/efecto	Acciones
1	CO 268/2021 - \$7.400.550.810 Construcción de la subestación Palestina 2.5 MVA 34.5/13.8 KV y línea de alimentación Solarte - Palestina 34.5 KV Plan de inversiones - Resolución CREG 015-2018 reportada en el 2019.	4/11/2021	29/09/2022 (329 días)	26/09/2024 (728 días)	1.057	1. Avance físico: 6% 2. Compra de lote por valor de \$60 millones zona de sustracción forestal - pendiente concepto sobre la sustracción forestal Nacional (Ley 2 de 1959 de la Amazonia). 3. Legalización de servidumbres (0 de 88)	En proceso de liquidación bilateral
2	C.S.S. 008/2024 - \$59.400.000 Documento técnico y cartografía para sustracción forestal de la Amazonia (Ley 2 de 1959) subestación de Palestina. Plan de inversiones	1/02/2024	31/03/2024 (60 días)	31/03/2024	60	1. Pendiente consulta previa comunidades indígenas. 2. Trámite ante el Ministerio del Medio Ambiente (sustracción de área Ley 2 de 1959) Suspendido: 27/03/2024.	1. Seguimiento ante el Ministerio del Medio Ambiente 2. Reinicio del contrato
3	CO 386/2021 - \$5.424.019.035 Diseño y construcción de la subestación Patá a 2.5MVA 34.5/13.8 kV con línea de alimentación principal en 34.5kV Aipe - Patá - Plan de inversiones - Resolución CREG 015-2018 reportada en el 2019.	2/02/2022	31/12/2022 (332 días)	15/12/2024 (715 días)	1.047	1. Avance físico: 1,01% 2. Actualización de precios por valor \$1.892.307.834 3. Ítems nuevos por valor de \$1.490.263.256 4. Total \$3.382.571.090 5. Legalización de servidumbres (2 de 32)	Iniciar liquidación del contrato
4	CO 054/2022 - \$3.275.614.421 Construcción del circuito a 34,5kV entre las subestaciones Tarqui y Oporapa. Plan de inversiones - Resolución CREG 015-2018 reportada en el 2019.	8/03/2022	31/12/2022 (298 días)	30/08/2023 (242 días)	540	1. Avance físico: 0,11% 2. Suspendido: 29/08/2023. Demoras en la legalización de las servidumbres (10 de 104) y permisos de ingreso. 3. En proceso de liquidación bilateral	En proceso de liquidación bilateral

No.	Objeto	Fecha de inicio	Fecha de terminación inicial	Fecha terminación	Plazo total (días)	Causa/efecto	Acciones
5	CO 143/2022 - \$4.543.068.848 Construcción de un circuito 34,5kV entre las subestaciones Pitalito e Isnos Plan de inversiones Resolución CREG 015-2018 reportada en el 2019.	16/03/2022	31/12/2022 (290 días)	15/11/2024 (685 días)	975	1. En ejecución: avance físico 34% 2. Gestión de servidumbres y revisión de la vigencia de los permisos de aprovechamiento forestal. (0 de 102)	En proceso de gestión de servidumbres
6	C.S.S.432/2020 \$277.145.863 Servicio de interventoría técnica para la construcción de la obra Subestación San Antonio del Pescado en Garzón con sus líneas asociadas Plan de Inversiones - Resolución CREG 015-2018 reportada en el 2019. * C.O. 392/2020 En proceso de liquidación	22/12/2020	31/12/2021 (374 días)	31/05/2023 (516 días)	890	La interventoría solicita reconocimiento de un desequilibrio económico que al parecer se originó por un mayor tiempo en obra, por valor de \$787.039.888	Responder negativamente el requerimiento e iniciar proceso de liquidación.
7	C.S.S.218/2023 \$142.800.000 Asesoría financiera y jurídica especializada que permita estructurar la convocatoria para el proceso de construcción, operación, mantenimiento y transferencia de los activos de expansión del Sistema de Transmisión Regional (STR) y conexos de la Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. Contrato terminó el 30 de junio de 2024.	13/11/2023	31/12/2023 (48 días)	30/06/2024 (182 días)	230	1. Posible incumplimiento contractual. 2. No entregaron a satisfacción de Electrohuila los entregables (modelo financiero e informe jurídico). 3. Se identificó la existencia de una obligación contractual respecto a la comisión de éxito del 1,5% + IVA del CAPEX del proyecto.	Iniciar proceso de liquidación y reclamación ante la aseguradora por el posible incumplimiento.

FAER-PRONE y FAZNI

No.	Objeto	Fecha de inicio	Fecha de terminación inicial	Fecha terminación	Plazo total	Causa/efecto	Acciones
8	C.O 001/2020 \$6.221.785.804 Construcción redes eléctricas en veredas del municipio San Vicente del Caguán - Caquetá FAER MME GGC-422-2019. Fecha Liquidación: 17/07/2023	6/02/2020	21/04/2021 (440 días)	28/02/2023 (678 días)	1.118	1. Divergencias jurídicas con el MME para liquidar el contrato de interventoría (Persona natural/jurídica-experiencia en interventoría). 2. Investigación previa por la Procuraduría (pago contratista obra). 3. Posibles demandas del contratista por demora en el pago y desequilibrio económico. 4. Póliza de administración, operación y mantenimiento (acta de energización). 5. Vencimiento de los cronogramas contractuales.	1. Presentación de petición ante el MME para la revalidación de la interventoría. 2. Pago parcial al contratista
9	C.S.S. 209/2020 \$395.814.044 Interventoría técnica y administrativa FAER GGC 422 de 2019 Pato Guayabal San Vicente del Caguán – Caquetá En proceso de liquidación.	31/07/2020	31/05/2021 (304 días)	28/02/2023 (638 días)	942	1. Divergencias jurídicas con el MME para liquidar el contrato de interventoría, por ser persona natural 2. Propuesta del MME para el cierre es contratar una interventoría alterna para liquidar. 3. Posible demanda del interventor por no pago de la liquidación. 4. Vencimiento de los cronogramas contractuales	1. Petición ante el MME para la validación de la interventoría 2. Proceder al pago
10	C.O 283/2022 \$899.231.326 Normalización de redes eléctricas en el barrio Brisas del Venado del municipio de Neiva - contrato PRONE GGC 503 de 2022 MME	6/01/2023	28/02/2023 (53 días)	31/12/2023 (306 días)	359	Suspendido: 27/11/2023 Avance físico: 14% Decidir si se instalan los medidores convencionales no reconocidos o asumir el riesgo de incumplir el contrato Nota: La comunidad no acepta medidores con tecnología AMI.	Gestionar ante el MME la actualización del cronograma y el reconocimiento de la medida convencional. Nota: Afecta el contrato de interventoría No. 223 del 22 de septiembre del 2022

No.	Objeto	Fecha de inicio	Fecha de terminación inicial	Fecha terminación	Plazo total	Causa / Efectos	Acciones
11	C.O 350/2021 \$12.464.925.191 Sistemas solares fotovoltaicos individuales (SSFVI) en las Zonas No Interconectadas (ZNI) del municipio de San Vicente del Caguán – Caquetá FAZNI GGC-615-2020 Fecha Liquidación: 26/02/2024	28/12/2021	10/08/2022 (225 días)	29/07/2023 (353 días)	578	1. Pendiente el desembolso del saldo final por valor de \$3.125 millones por parte del MME (interventoría fue contratada por el MME) en proceso de liquidación desde el 2023. 2. Demanda por incumplimiento del pago y desequilibrio económico	1. Gestionar ante el MME el desembolso del saldo final (solicitud de pago ante el MME) 2. Conciliar con el contratista para el pago parcial.
12	C.O 196/2023 \$19.592.713.828 Ampliación y construcción de redes eléctricas en media y baja tensión en 41 veredas del municipio de Suaza - Huila. Contrato FAER GGC-488-2022 MME - Aporte de FAER y SGR - En ejecución	11/10/2023	8/05/2024 (210 días)	8/05/2025 (365 días)	575	1. Avance físico: 5% 2. Alertas DNP – Gesproy por no avance financiero 3. Procedimiento administrativo de control (PAC) – DNP - Suspensión de giros 4. Flujo de caja negativo en la cuenta de la fiducia a partir de septiembre de 2024 5. Riesgos de parálisis de obra por flujo de recursos del MME por desembolso 100% de la obra	1. Solicitar nuevamente la ampliación del cronograma al contrato interadministrativo 2. Levantar el PAC – SGR – suspensión de giros
13	C.S.S. 207/2022 \$937.946.841 Interventoría al contrato 196 de 2023. FAER GGC-488-2022 MME	16/09/2022	21/06/2023 (279 días)	31/05/2025 (710 días)		1. Flujo de recursos suspendido por el DNP – por PAC 2. Demanda por incumplimiento del pago - intereses de mora - mayor permanencia en obra	1. Solicitar nuevamente la ampliación del cronograma al contrato interadministrativo 2. Levantar el PAC – SGR – suspensión de giros
14	C.S.S. 312/2020 \$283.334.798 Interventoría al contrato de obra derivado del contrato FAER GGC 663 de 2019 - San José del Guaviare (Puerto Concordia Meta)	22/09/2020	09/10/2021 (382 días)	09/10/2021 (0)	382	Suspendido: 31/08/2021 1. Avance: 0% 2. No se ha contratado la obra 3. Posible demanda por expectativa de utilidad 4. Presupuesto desactualizado e ítems faltantes para la obra	1. Definir si es zona de alto riesgo 2. Liquidación del contrato interadministrativo y de interventoría 3. Devolución de recursos

Proyectos con liberación de recursos

Convenio Resolución 186 del 2023 Proyecto siete (7) municipios – fuente de recursos Sistema General de regalías (SGR) – Municipios – ElectroHuila

VALOR TOTAL CONTRATADO	RECURSOS EH	RECURSOS MUNICIPIO (Campoalegre y Gigante)	RECURSOS REGALÍAS LIBERADOS
\$ 8.254.999.498	\$ 2.372.866.859	\$ 149.207.176	\$ 5.732.925.463

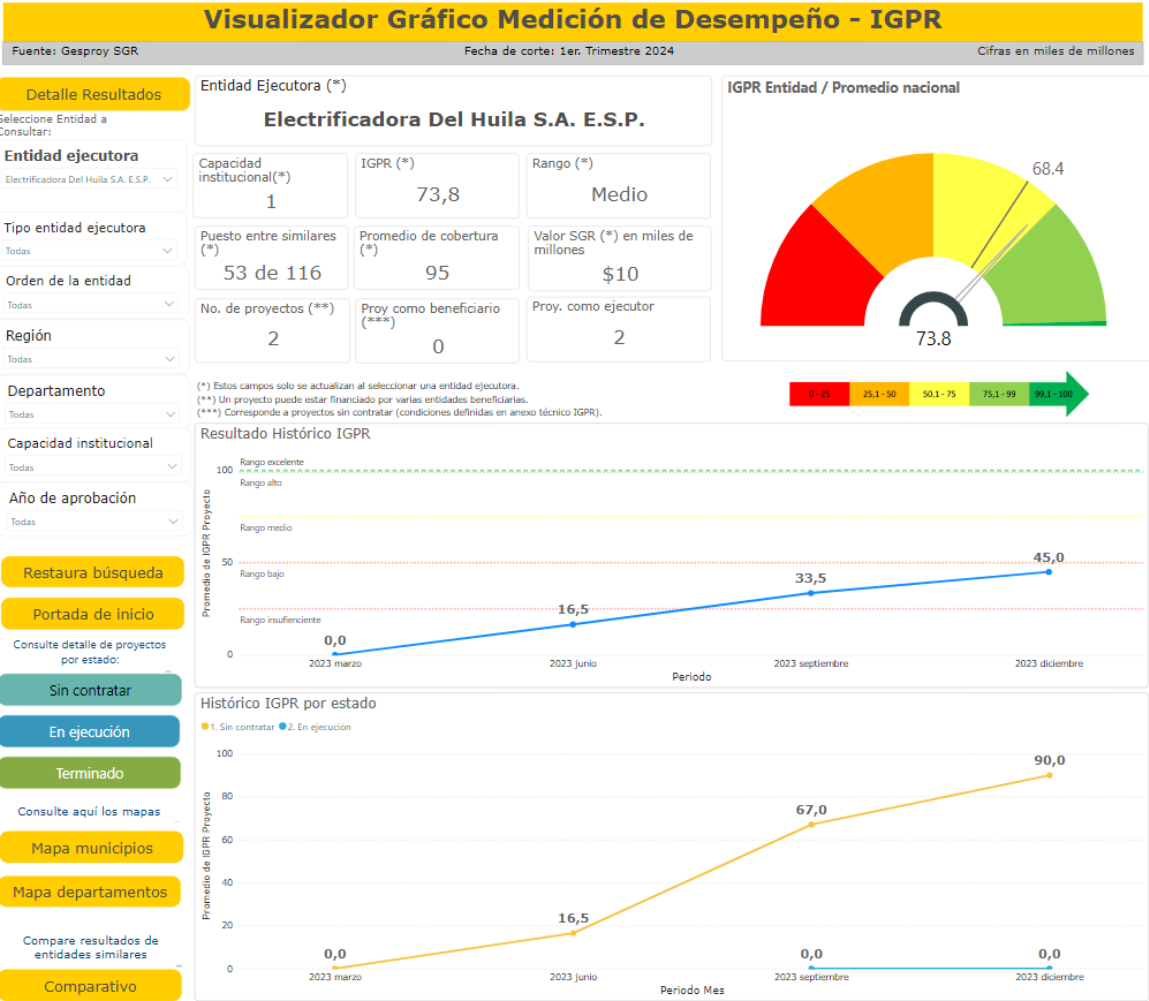
- Liberación de los recursos de regalías por valor de \$ 5.732.925.463 debido al incumplimiento señalado en el artículo 1.2.1.2.22 del Decreto 1821 de 2020 "...Si a los seis (6) meses contados a partir de la publicación del acuerdo de aprobación, el ejecutor no ha expedido el acto administrativo que ordena la apertura del proceso de selección en los términos del artículo 2.2.1.1.2.1.5 del Decreto 1082 de 2015 o el que lo modifique, adicione o sustituya, o acto administrativo unilateral que decreta el gasto con cargo a los recursos asignados, se liberaran automáticamente los recursos para la aprobación de nuevos proyectos..." (SPGR – Sistema de Presupuesto y Giro de Regalías.)
- **Ley 2056, artículo 169. Calificación deficiente – (PAC) Procedimiento Administrativo de Control.**

ARTÍCULO 169. Medición de desempeño. Las entidades de naturaleza pública o privada cuando haya lugar, que se designen como ejecutoras de proyectos de inversión deben acreditar su adecuado desempeño en la gestión de los recursos del Sistema General de Regalías ...

... Si por dos mediciones de desempeño anuales consecutivas, estas entidades no obtienen un adecuado desempeño, se iniciará procedimiento administrativo de control que podrá dar lugar a las medidas de protección inmediata de no aprobación directa de proyectos y no designación como ejecutor, caso en el cual, estos serán aprobados y su ejecutor designado por el Órgano Colegiado de Administración y Decisión Regional.

- **Resolución 0226 de 2024 de la Comisión Rectora.**

Anexo Técnico. La medición se realiza en una escala de 0 a 100 puntos. Se considera adecuado desempeño cuando el resultado de la medición del Índice de Gestión de Proyectos de Regalías (IGPR) es igual o superior a 60 puntos.



Acuerdo de Compartición de Infraestructura eléctrica con Cable Operadores

No. contratos		Cartera Corte 09/07/2024			
		Al día	Menos 6 meses	Entre 6 meses y un 1 año	Más de 1 año *
121		29	70	4	18
		\$ 0	\$ 539.833.727	\$ 127.676.993	\$ 211.596.082
TOTAL			\$ 879.106.802		

* Nueve (9) cableoperadores no han realizado pago desde el inicio del contrato – Más antiguo 2009

Riesgos

- No hubo reasignación en la supervisión desde el mes de febrero - 2024
- Falta de seguimiento y gestión de cobro de cartera
- Falta de actualización de inventarios de la infraestructura utilizada
- Garantías desactualizadas e inexistentes
- Afectación en los ingresos

Acciones

- Designar supervisores
- Iniciar cobro prejurídico y jurídico
- Actualizar cableoperadores e inventario
- Suspensión o desmonte de infraestructura por incumplimiento de pago
- Requerir actualización de garantías

Conclusión de los Riesgos en la Contratación

Precontractual - Falta de planeación

Se evidenciaron debilidades relacionadas con la obtención y gestión de permisos, licencias y servidumbres; la elaboración de diseños básicos sin análisis de precios unitarios (APU); y la formulación de presupuestos que no se encuentran estructurados bajo la metodología de Unidad Constructiva (UC). Asimismo, se identificaron inconsistencias en la aplicación del esquema de remuneración conforme a la Resolución 015 de 2018, la adquisición de lotes con limitaciones legales asociadas a áreas de reserva, y la falta de coherencia con el plan de adquisiciones institucional.

PRONE (4) -FAZNI (1) – FAER (5): Se identificaron inconsistencias en las coordenadas geográficas de los usuarios, así como la utilización de presupuestos desactualizados y la inclusión de ítems nuevos sin el debido sustento técnico. Adicionalmente, se evidenciaron debilidades en la estructuración de los cronogramas contractuales, al no estimarse adecuadamente los recursos ni los tiempos requeridos en la fase precontractual por parte del operador de red. Finalmente, se advirtieron inversiones proyectadas en zonas de alto riesgo, específicamente en el área de Puerto Concordia (Meta – Guaviare).

Contractual – Ejecución

Se evidenció limitación en el derecho a la participación de los proponentes, particularmente en lo relacionado con consorcios y uniones temporales. Así mismo, se identificaron debilidades en la vigilancia contractual, reflejadas en la ausencia de interventoría, falta de informes de seguimiento, ausencia de respuesta oportuna al contratista y el incumplimiento del Manual de Supervisión e Interventoría.

Adicionalmente, se presentaron suspensiones indefinidas y modificaciones contractuales sin una justificación técnica, jurídica y financiera suficiente; durante la ejecución contractual no se evidenciaron avances físicos, sin que se adoptaran decisiones oportunas de suspensión pese a la existencia de causales. De igual forma, se registraron replanteos recurrentes en un mismo proyecto o contrato, generando incrementos en costos y en los plazos de ejecución. Finalmente, se observaron deficiencias en el manejo de los aplicativos Gesproy y SPGR, que derivaron en desaprobación de recursos y calificaciones deficientes en el marco del Procedimiento Administrativo de Control (PAC).

Post-contractual

Se evidenciaron debilidades en el flujo de caja relacionadas con los pagos por actas parciales y procesos de liquidación de proyectos financiados con recursos del SGR, FAER, FAZNI y PRONE. Adicionalmente, se identificó incumplimiento en la ejecución de la FPO, lo que ha generado multas, desviaciones frente al Plan de Inversiones y mayores costos financieros para la entidad. Esta situación ha derivado en insatisfacción de los usuarios, con afectación a la calidad y continuidad del servicio de energía, reflejada en el deterioro de los indicadores SAIDI y SAIFI. Finalmente, se advirtieron posibles detrimentos patrimoniales asociados a valores pagados sin la correspondiente ejecución de los proyectos, tales como estudios, servidumbres y otros conceptos relacionados.

RIESGOS JUDICIALES

PROCESOS JUDICIALES EN CONTRA DE ELECTROHUILA				
CLASE	No. PROCESOS	PRETENSIONES	ALTO RIESGOS	PROVISIÓN CONTABLE
ADMINISTRATIVOS	56	\$ 36.420.493.139	27	\$ 5.980.082.442
LABORALES	78	\$ 23.848.645.551	17	\$ 5.706.328.658
CIVILES	2	\$ 110.780.250	0	\$ 0
CONSTITUCIONALES	3	\$ 59.319.668.333	1	\$ 0
TOTAL	139	\$ 119.699.587.273	45	\$ 11.686.411.100

Riesgo: No tener disponibilidad en la caja.

Procesos Contenciosos Administrativos

Procesos administrativos más relevantes según pretensiones - \$ 23.231.829.303

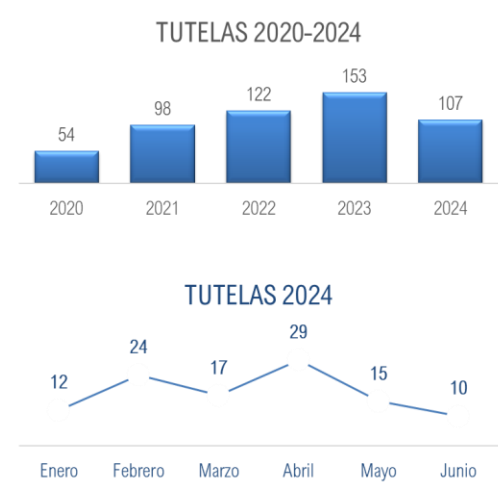
No.	Demandante	Pretensión	Hechos	Estado/Riesgo
1	Compañía Energética Multirregional S.A.E.S.P	\$ 17.497.922.814	Nulidad de la comunicación que dio terminado el Contrato de Suministro de Energía N.º 418/2020	Primera Instancia / Medio
2	Hugo Fernando Reyes y otros	\$ 1.629.000.000	Lesiones Personales por contacto con línea energizada	Primera Instancia / Alto
3	Paola Andrea Castañeda y otros	\$ 1.471.943.654	Muerte causada por contacto con red energizada	Primera Instancia / Alto
4	Doris Mercedes Ramírez y otros	\$ 1.374.781.149	Muerte por contacto con línea energizada	Primera Instancia / Alto
5	Municipio de Pitalito	\$ 1.258.181.686	Reconocimiento de Activos	Primera Instancia / Alto
No.	Demandado	Pretensión	Hechos	Estado/Riesgo
1	Consorcio Perlun Incer y otros	\$ 29.361.739.982	Incumplimiento del Contrato de Obra 217 de 2019	Primera Instancia/Bajo

Procesos Laborales

No.	Demandante	Pretensión	Hechos	Estado
1	Boris Carvajal Renza	\$531.242.597	Aplicación convención colectiva e indemnización moratoria	Casación – Demandante
2	Ricardo Hermosa Ortiz	\$1.000.000.000	Aplicación convención colectiva e indemnización moratoria	Segunda Instancia - En contra
3	Olga Lucia Henao Restrepo	\$28.000.000	Estabilidad laboral reforzada por salud	Primera Instancia
4	Julio Alberto Gómez Martínez	\$1.783.328.658	Indemnización por terminación de contrato	Casación – EH
5	Hernando Ruiz López	\$1.800.000.000	Prorroga de contrato de trabajo a término fijo	Primera Instancia
6	Edwin Arturo Monroy Guzmán.	\$23.200.000	Indemnización por despido injusto prevista en la CCT	Primera Instancia
7	María del Pilar Alvira Martínez	\$568.354.895	Aplicación convención colectiva e indemnización moratoria	Segunda Instancia - A favor EH
8	Jesús Mario Suarez Alarcón	\$700.000.000	Reintegro laboral - Prepensionado	Primera Instancia
9	Dagoberto Otálora y otros	\$2.134.252.843	Accidente laboral en ejecución de un contrato de suministro de servicios - Contratista	Primera instancia

Procesos laborales más representativos y promovidos por trabajadores de dirección y confianza \$8.568.378.993

Acciones de Tutelas



Acciones de Tutela 30 junio 2024				
Mes	Total	A Favor	En Contra	Principales Causas
Enero	12	12	0	Debido proceso
Febrero	24	21	3	
Marzo	17	15	2	Fallas en la infraestructura eléctrica
Abril	29	21	8	
Mayo	15	11	4	Derecho fundamental a la salud
Junio	10	8	2	
Total	107	88	19	

Riesgo: Incidente de desacato (Arresto y/o multa)

Procesos Ejecutivos - Recuperación de Cartera

Ejecutivos Recuperación de Cartera			
Procesos activos 692	Rango de Antigüedad	Presentación de Demanda	Valor pretensiones
	2024	85	\$ 474.486.114
	2023	134	\$ 777.700.754
	2022	154	\$ 939.086.149
	2021	54	\$ 328.488.366
	2020	41	\$ 1.150.912.396
	2005-2019	224	\$ 755.209.389

Rango por valores
Hasta 3 millones de pesos 432 \$814.341.004
De 3 a 5 millones de pesos 123 \$467.188.362
De 5 a 10 millones de pesos 82 \$554.408.091
De 10 a 50 millones de pesos 46 \$980.523.434
De 50 a 120 millones de pesos 9 \$1.609.422.277

Riesgo: Desistimiento tácito

Recomendación:

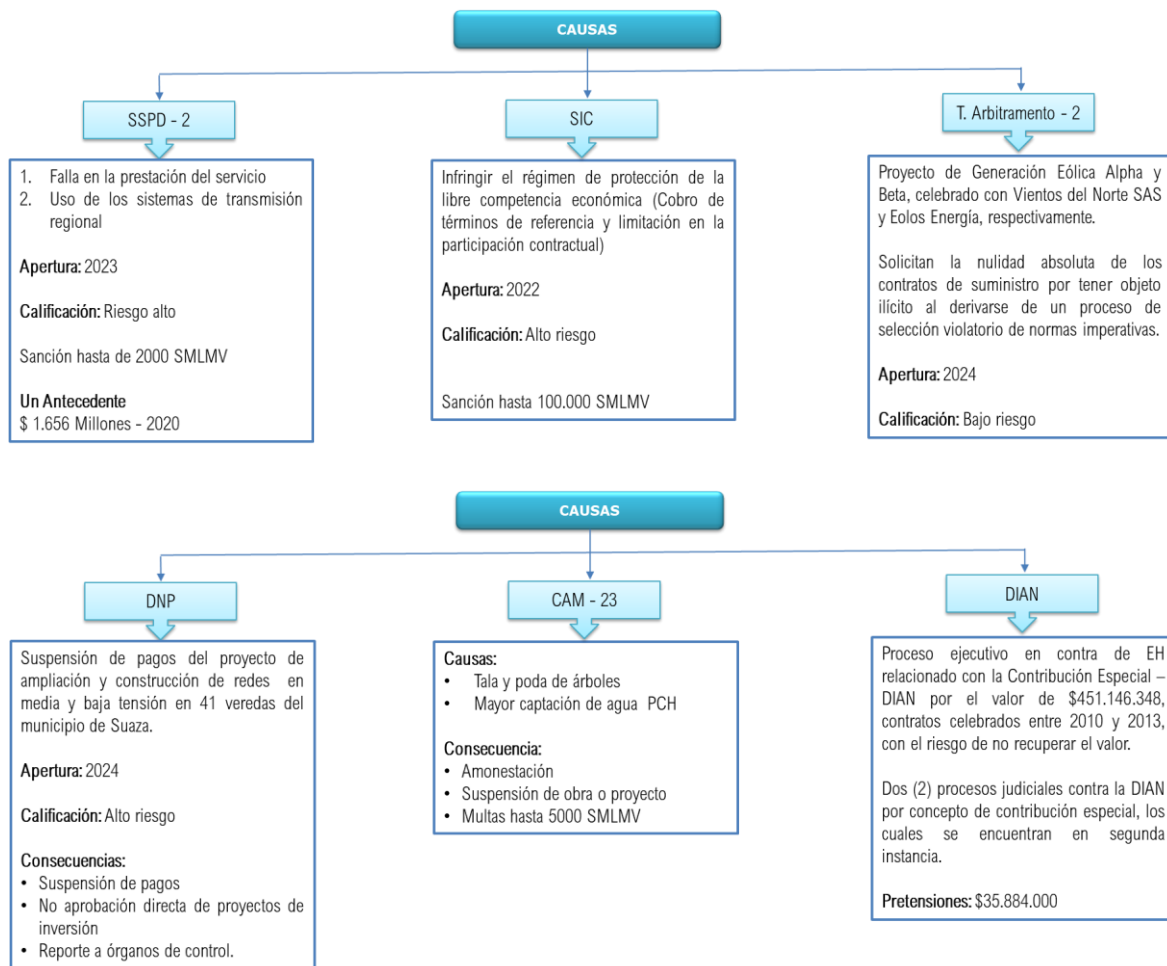
- Cambiar modalidad de pago a los abogados externos.
- Ajuste del Manual de Cartera y Gestión de Cobro.
- Saneamiento contable

Modalidad de Pago Abogados Externos



Contratista	Recaudo Prejurídico (2022-2023)	Recaudo Jurídico (2022-2023)	Recaudo Total	Honorarios
Luis Eduardo Polanía Unda	\$556.821.289	\$536.610.909	\$1.093.432.198	\$227.525.377
Grupo Cassani & Cía S en E	\$598.551.643	\$337.353.847	\$935.905.490	\$291.486.121
Total	\$1.155.372.932	\$873.964.756	\$2.029.337.688	\$519.011.498

Procesos Administrativos Sancionatorios y Tribunales de Arbitramento



Talento Humano - Personal en Misión

DEMANDANTE	PRETENSIONES	ESTADO	PRETENSIONES
Mario Alejandro Berrio Perdomo	\$ 64.684.500	Primera instancia sin sentencia	Reintegro Laboral, Pago de Salarios, y reconocimiento de beneficios Convencionales.
Arnold Barreiro Castellanos	\$ 29.879.314	Primera instancia sin sentencia	
Andrés Mauricio Muñoz Quesada	\$ 200.000.000	Segunda Instancia en contra de EH	
Pilar Mireya Morales	\$ 100.000.000	Segunda Instancia en contra de EH	
Sebastian Rojas Jaramillo	\$ 180.345.770	Primera instancia sin sentencia	
Camila Sandino Puentes	\$ 30.000.000	Primera Instancia sin sentencia	

Antigüedad (Años)	Trabajadores en misión
11	5
10	3
9	2
8	10
7	7
6	4
5	4
4	4
3	18
2	18
1	42
2024	81
TOTAL	198

Valor facturado mes Junio/2024: \$846.760.506

Riesgo: Demandas con riesgo alto - Personal en misión vinculado por más de un año.

Hallazgos CGR 2017 al 2024

Año	Causa	Valor	Observaciones
2022	Deficiencias constructivas de la Línea 115 KV Altamira – La Plata, módulos y subestaciones asociadas Segoviana –Altamira.		
2022	Análisis detallado de las actividades pendientes del Contrato de Obra No. 217 de 2019 y ejecutadas por Contrato de Obra No. 211 de 2022 con nuevos precios y actividades ejecutadas en el Contrato de Obra No. 217 de 2019 y que se realizaron nuevamente mediante el Contrato de Obra No. 211 de 2022.	\$1.242.671.713	Proceso de Responsabilidad Fiscal
2022	Contribuciones no recaudadas durante el 2021 y 2022, el destino de estos recursos y la exclusión de usuarios del sector salud y educación (12 usuarios).	\$ 747.967.276	El valor recaudado por ajuste de contribución a los usuarios desde julio de 2021 a 2022 asciende a la suma de \$747.967.276 (100% del hallazgo fiscal)
2023	Sanciones e intereses por pago extemporáneo impuesto de industria y comercio. vigencia 2022 al Municipio de Funza.	\$8.649.000	Adicionalmente, EH recaudó a 2023 \$790.991.494, para un total recaudado de \$1.538.958.770.
2023	ELECTROHUILA Realizó extemporáneamente el pago de la obligación de Alumbrado Público, sanción por \$6.026.000, más intereses de mora \$7.198.000.	\$13.224.000	Iniciar las acciones administrativas - Proceso de Responsabilidad Fiscal
Total		\$8.121.292.454	

Acciones de Mejora no pertinentes para subsanar los hallazgos

HALLAZGOS 2017 AL 2024 POR LA CGR PENDIENTE POR CERRAR			
Administrativos	Disciplinario	Fiscales	Investigación preliminar
54	6	5	1