

JUNTA DIRECTIVA ORDINARIA No. 1069

Neiva, 27 de mayo de 2022

JUNTA DIRECTIVA ORDINARIA No. 1069

ORDEN DEL DIA

1. Verificación del quórum.
2. Lectura y aprobación del orden del día.
3. Aprobación de acta de la sesión de junta directiva No. 1067.
4. Informe del Gerente (abril 2022).
   - Informe financiero.
   - Informe comercial.
   - Informe de generación y distribución.
5. Informe del comité conjunto de mayo 13 de 2022.
6. Solicitud de modificación de presupuesto.
7. Solicitud de modificación de autorización de contratación superior a 1.350 SMLMV para la compra de dos transformadores de potencia*.
8. Solicitud de autorización de contratación superior a 1.350 SMLMV para:
   a. Proyecto Línea 115 kV Altamira – La Plata.
   b. Proyecto PRONE GGC 649 de 2020 Barrio Alvaro Uribe Vélez – Neiva (Obra)*.
   c. Proyecto FAER 488 de 2022 para 41 veredas del municipio de Suaza (Obra)*.

*Asunción de compromiso con cargo a periodos posteriores.

JUNTA DIRECTIVA ORDINARIA No. 1069

ORDEN DEL DIA

9. Solicitud de autorización de asunción de compromiso con cargo a periodos posteriores para:
    a. Proyecto PRONE GGC 649 de 2020 Barrio Alvaro Uribe Vélez – Neiva (Encargo fiduciario).
    b. Proyecto PRONE GGC 655 de 2020 Barrios Esteban Rojas del municipio de Elías, Siglo XXI en el municipio de Neiva y Bellavista - Pacarní de la Inspección Pacarní del municipio de Tesalia (Obra – Encargo fiduciario).
    c. Proyecto PRONE GGC 503 de 2022 Barrio Brisas del Venado – Neiva (Obra – Interventoría – Encargo fiduciario).
    d. Proyecto FAER 488 de 2022 para 41 veredas del municipio de Suaza (Interventoría – Encargo fiduciario).
    e. Auditoria externa de gestión y resultados.
10. Proyecto AMI.
11. Socialización de resultado de consultoría sobre prácticas de gobierno corporativo, género y finanzas verdes del Ministerio de Hacienda y crédito Público.
12. Proposiciones y varios.

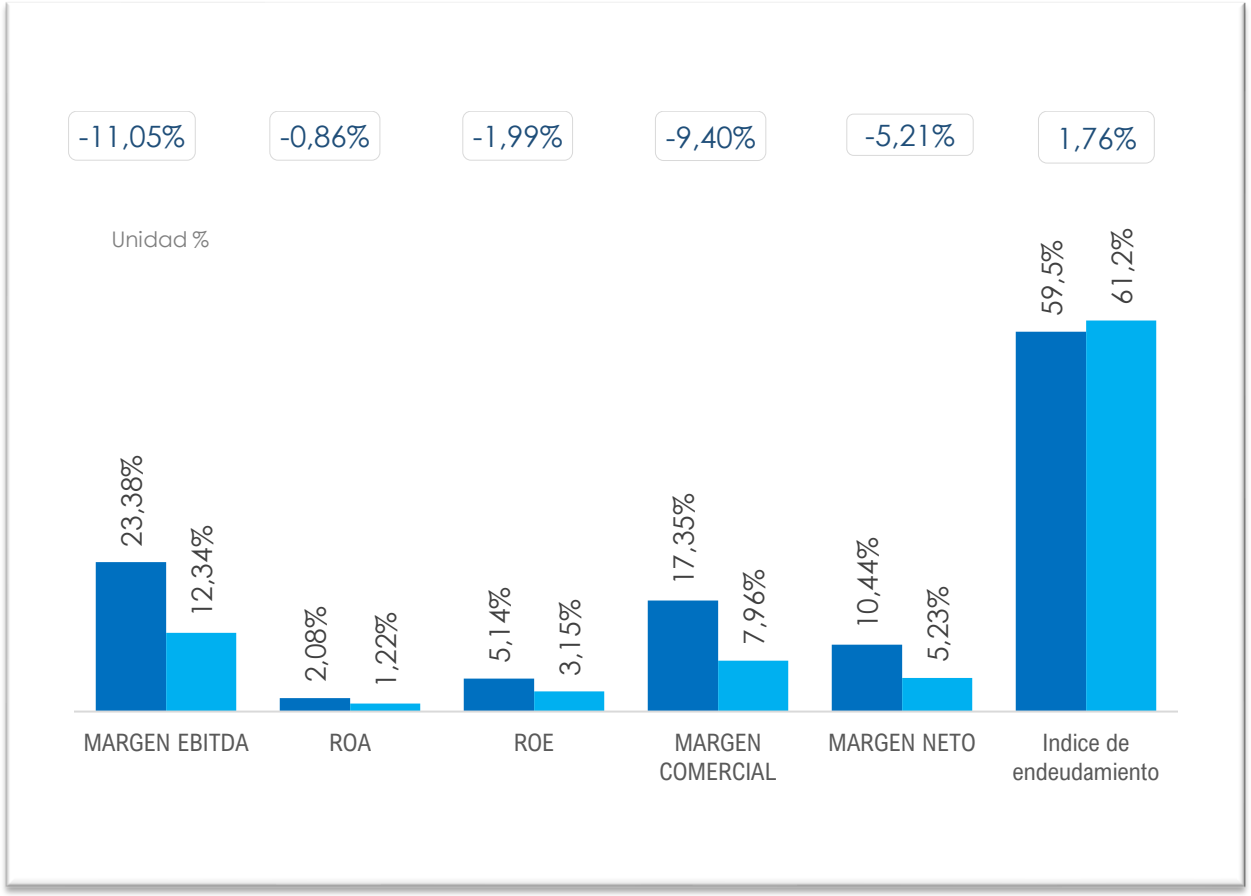
4. INFORME DEL GERENTE
(abril 2022)

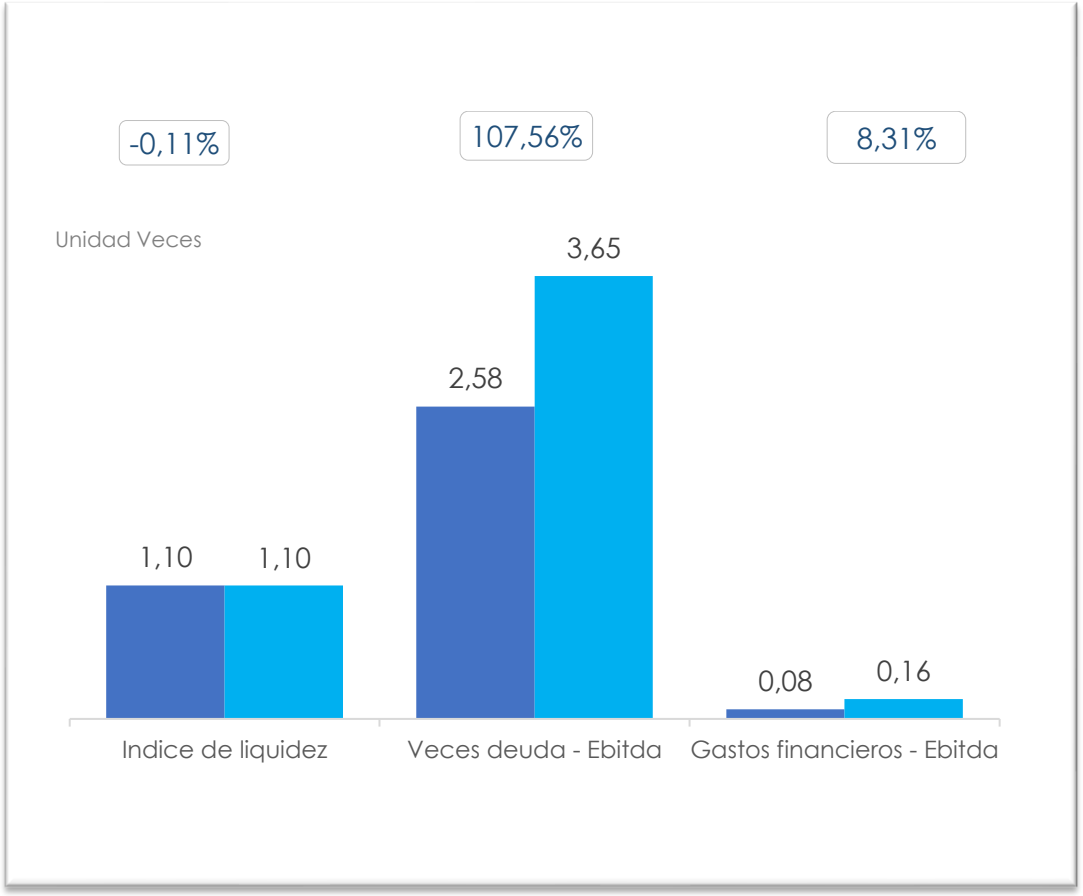


A. Informe financiero.

INDICADORES FINANCIEROS | Abril 30 de 2022

2021
2022
Variación A/A



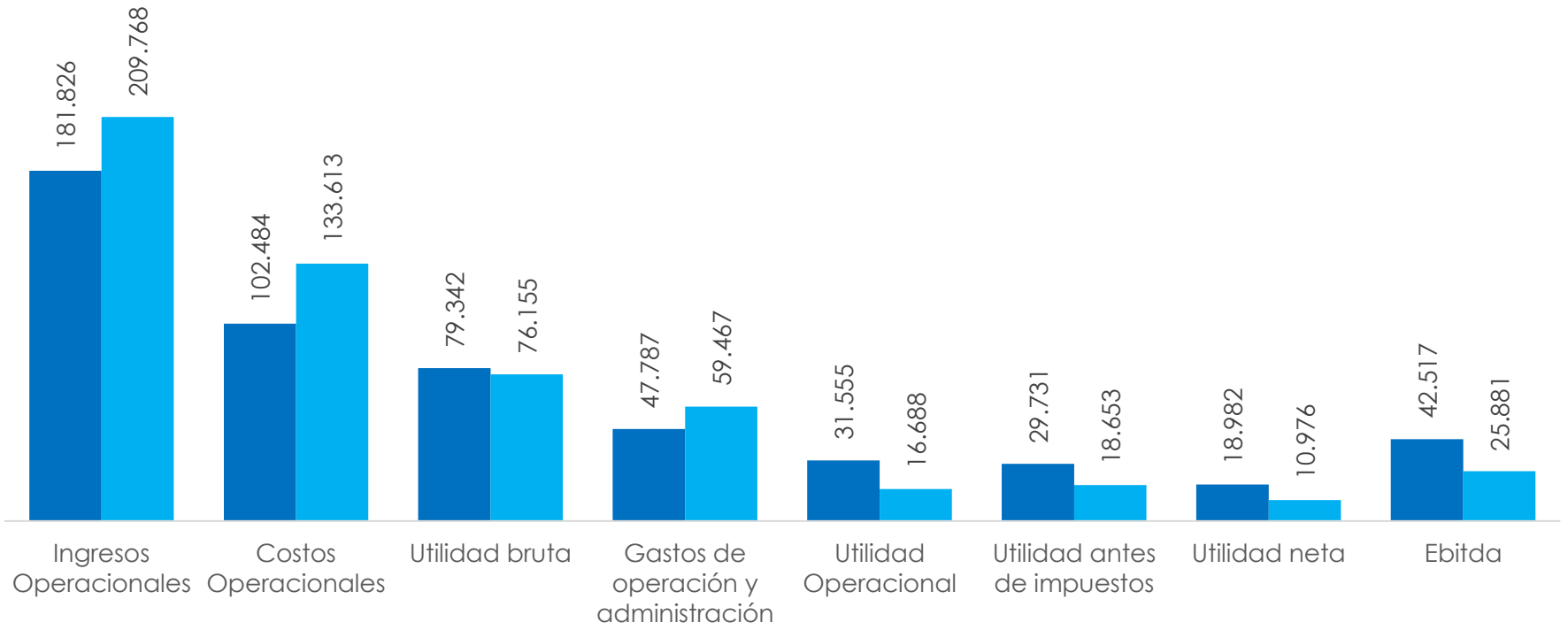


- En razón a que tanto el Ebitda como la utilidad neta son menores al corte de abril de este año con relación al 2021, y los ingresos del 2022 son mayores a los del 2021, los indicadores de rentabilidad se han deteriorado con relación al 2021. Con relación a la meta para el 2021 tanto el **Ebitda** como la **utilidad neta** se están **cumpliendo**.
- En cuanto a la relación **deuda/ebitda** al corte de abril se sitúa en **3,65**. No obstante la proyección al cierre del año es que se sitúe entre 3,0 y 3,2 veces.

Estado de Resultados | Abril 30 de 2022

2021
2022
Variación A/A
Cifras en millones de $

	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Utilidad bruta	Gastos de operación y administración	Utilidad Operacional	Utilidad antes de impuestos	Utilidad neta	Ebitda
Variación %	15,37%	30,37%	-4,02%	24,44%	-47,11%	-37,26%	-42,18%	-39,13%
Variación $	$ 27.942	$ 31.129	-$ 3.187	$ 11.680	-$ 14.867	-$ 11.079	-$ 8.006	-$ 16.636

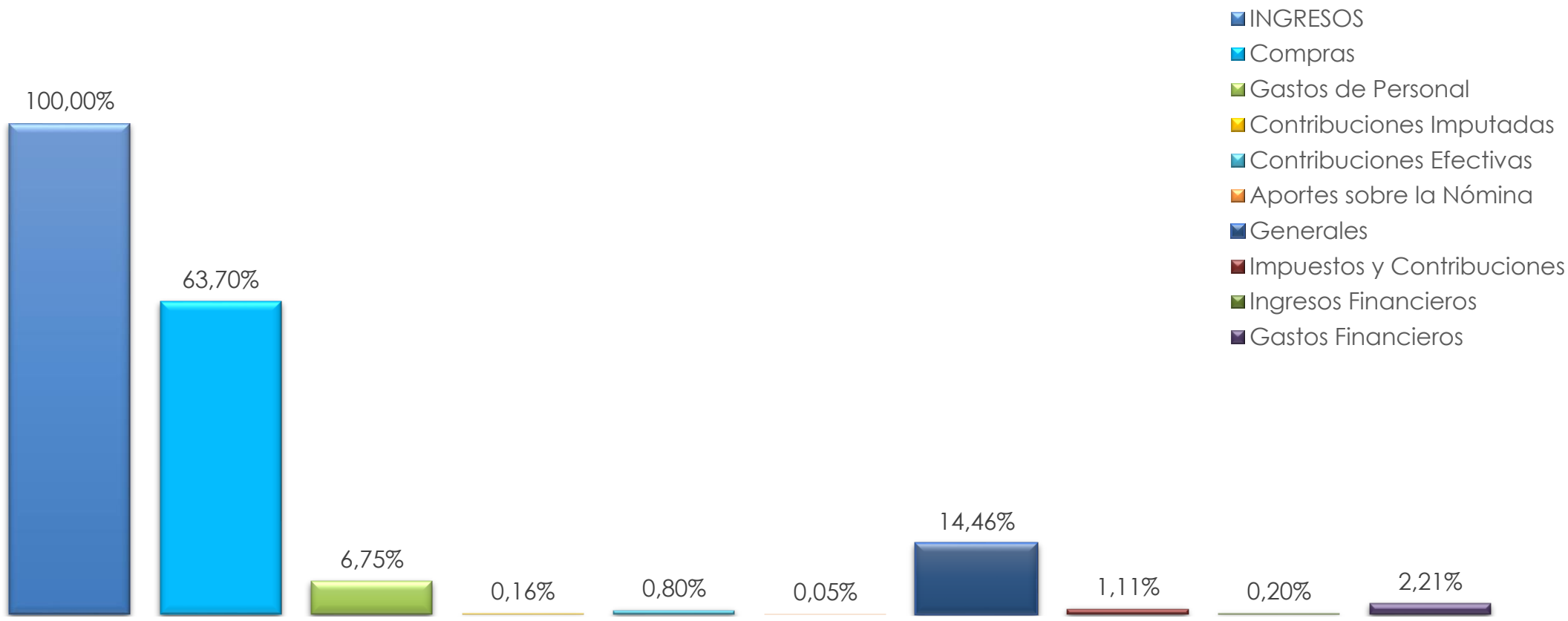


Cumplimiento

Ingresos Operacionales	106%
Costos Operacionales	102%
Gastos de operación y administración	114%
Utilidad Neta	185%
Ebitda	101%

- Los ingresos del mes de abril crecieron en mayor proporción que los costos operacionales, mejorando el margen bruto.
- Si bien los gastos de administración y operación crecen en mayor proporción que los ingresos, el **margen operacional** se mantiene en el **8,0%**.
- Los otros ingresos por recuperación de provisiones crecen en mayor proporción que los otros gastos (intereses y comisiones) mejorando el margen neto el cual se sitúa en 5,2%.

INFORMACION FNANCIERA **Análisis vertical**



- Los gastos generales que mas crecen corresponden a intervención de pérdidas, compensaciones por fallas en la prestación del servicio, PQR´S técnicos y mantenimiento infraestructura.
- Los gastos de personal que mas crecen son las prestaciones sociales, las cesantías (retroactividad) y la prima de antigüedad.

FLUJO DE CAJA

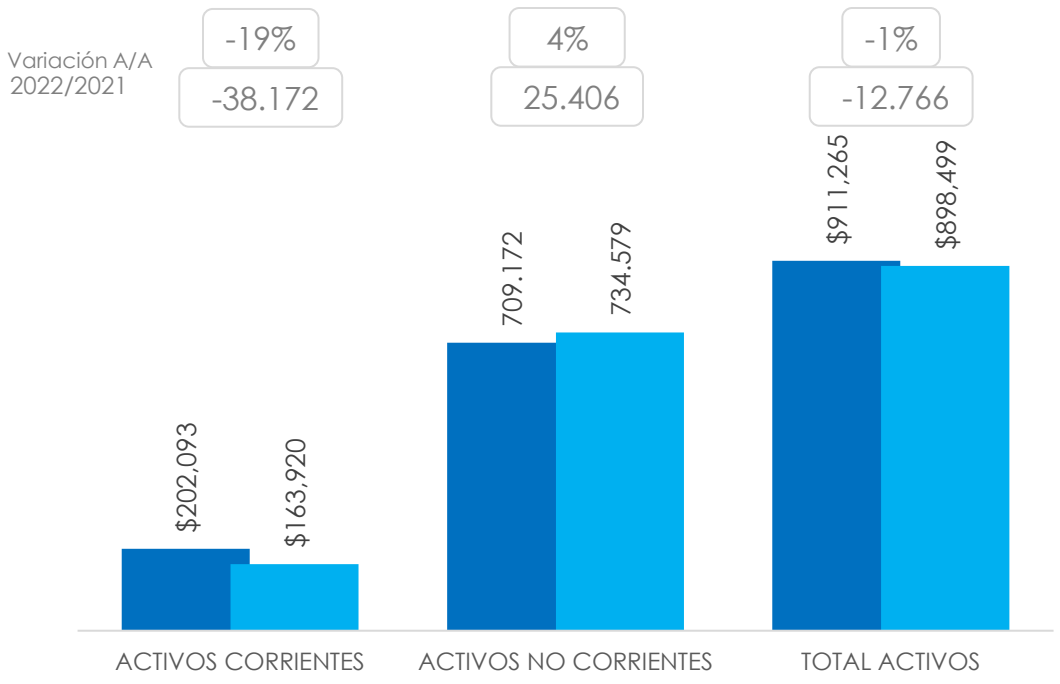
	REAL					proy					
	ene	feb	mar	abr	Total ene - abr real	ene - abr	may-dic	2022	% EJEC. REAL ene - mar	% PROY ene - abr	Evaluación ene - abr
A. INGRESOS	**39.658**	**52.776**	**60.460**	**48.836**	**201.729**	**192.638**	**453.812**	**646.450**	**31%**	**30%**	**1,4%**
Venta de servicios a usuario final	32.471	34.292	39.353	33.242	139.358	136.033	308.927	444.959	**31%**	**31%**	**0,7%**
Venta de servicios a otras empresas	6.343	5.577	5.865	6.181	23.966	24.110	50.150	74.260	**32%**	**32%**	**-0,2%**
Ventas en bolsa	425	1.000	1.532	315	3.272	0	0	0			
Otros ingresos de explotación	157	198	239	239	833	698	1.397	2.095	**40%**	**33%**	**6,4%**
Aportes de la Nación Subsidios	0	11.498	13.034	7.820	32.352	29.745	89.236	118.981	**27%**	**25%**	**2,2%**
Otros Ingresos Corrientes	261	211	437	1.038	1.947	2.052	4.103	6.155	**32%**	**33%**	**-1,7%**
B. GASTOS	**62.672**	**50.109**	**53.206**	**37.559**	**203.544**	**191.504**	**411.385**	**602.889**	**33,8%**	**32%**	**2,0%**
Compras de energía	35.582	42.316	37.453	29.675	145.026	131.415	272.157	403.573	**35,9%**	**33%**	**3,4%**
Gastos de nómina y seguridad social	2.013	2.371	3.260	1.938	9.584	10.619	24.919	35.538	**27,0%**	**30%**	**-2,9%**
Pensiones	220	213	476	217	1.126	1.116	2.790	3.905	**28,8%**	**29%**	**0,3%**
Gastos de funcionamiento	24.856	5.208	12.016	5.729	47.809	48.353	111.519	159.873	**29,9%**	**30%**	**-0,3%**
C. FLUJO DE CAJA OPERATIVO (A-B	**-23.014**	**2.668**	**7.254**	**11.277**	**-1.815**	**1.134**	42.427	**43.561**	**-4%**	**3%**	**-6,8%**
D. FLUJO DE INVERSIONES	**16.129**	**39**	**9.055**	**1.424**	**26.647**	**52.406**	**99.977**	**152.383**	**17%**	**34%**	**-16,9%**
Presupuesto aprobado 2021	16.129	39	9.055	1.424	26.647	52.406	99.977	152.383	**17%**	**34%**	**-16,9%**
E. FLUJO DE CAJA (C-D)	**-39.143**	**2.629**	**-1.801**	**9.853**	**-28.462**	**-27.938**	**-69.196**	**-97.134**	**29%**	**29%**	**0,5%**
F. FLUJO FINANCIERO	**28.193**	**-2.631**	**-3.734**	**-2.419**	**19.409**	**-17.499**	**-37.750**	**-55.249**	**-35%**	**32%**	**-66,8%**
Amortización a capital deuda actual	1.832	1.250	2.641	1.832	7.555	11.445	23.769	35.214	**21%**	**33%**	**-11,0%**
Pago intereses deuda actual	490	1.387	1.362	587	3.826	6.287	14.448	20.735	**18%**	**30%**	**-11,9%**
Desembolsos	30.486	0	0		30.486	0	0	0			
Ingresos financieros	29	6	268		303	233	467	700	**43,3%**	**33%**	**10,0%**
G. FLUJO NETO (E+F)	**-10.950**	**-2**	**-5.535**	**7.433**	**-9.054**	**-45.436**	**-106.947**	**-152.383**	**6%**	**30%**	**-23,9%**
CAJA INICIAL	23.364	12.415	12.413	6.877	23.364	23.364	-22.072	23.364	**100%**	**100%**	**0,0%**
FLUJO NETO	-10.950	-2	-5.535	7.433	-9.054	-45.436	**-106.947**	-152.383	**6%**	**30%**	**-23,9%**
CAJA MINIMA	14.234	15.254	15.585	18.182	18.182	18.182	18.642	18.642	**98%**	**98%**	**0,0%**
FINANCIACION											
CAJA FINAL	**-1.819**	**-2.841**	**-8.707**	**-3.871**	**-3.871**	**-40.253**	**-147.660**	**-147.660**	**98%**	**98%**	**0**

ESTADO DE LA SITUACION FINANCIERA | Abril 30 de 2022

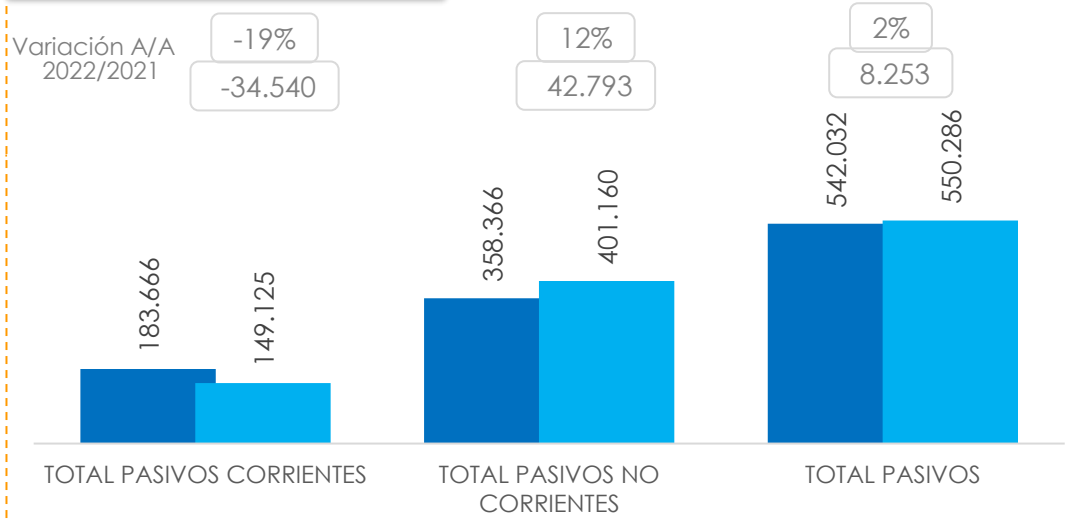
2021
2022
Variación A/A
Cifras en miles/m de $

ElectroHuila

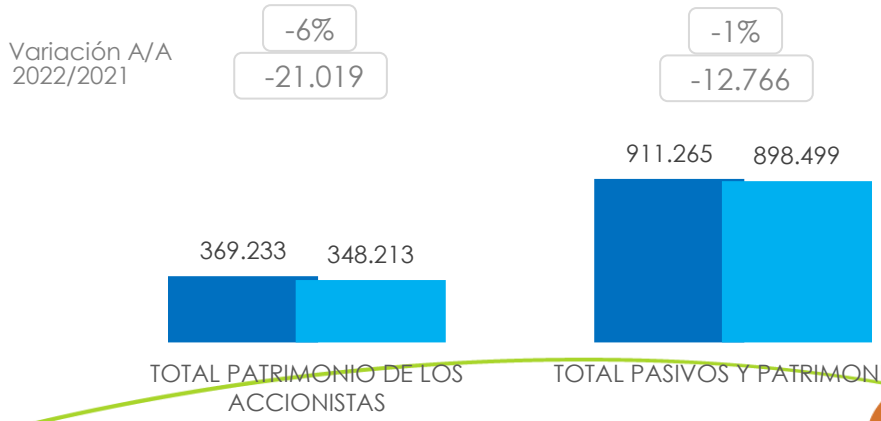
Activos



Pasivos



Patrimonio

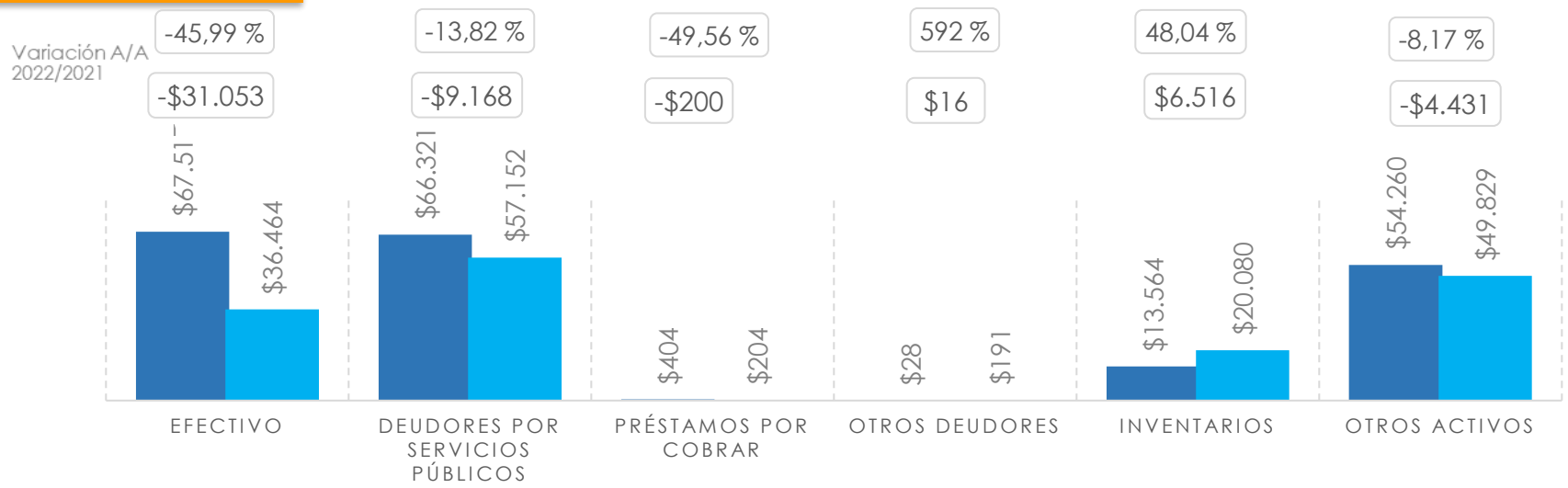


ESTADO DE LA SITUACION FINANCIERA | Abril 30 de 2022

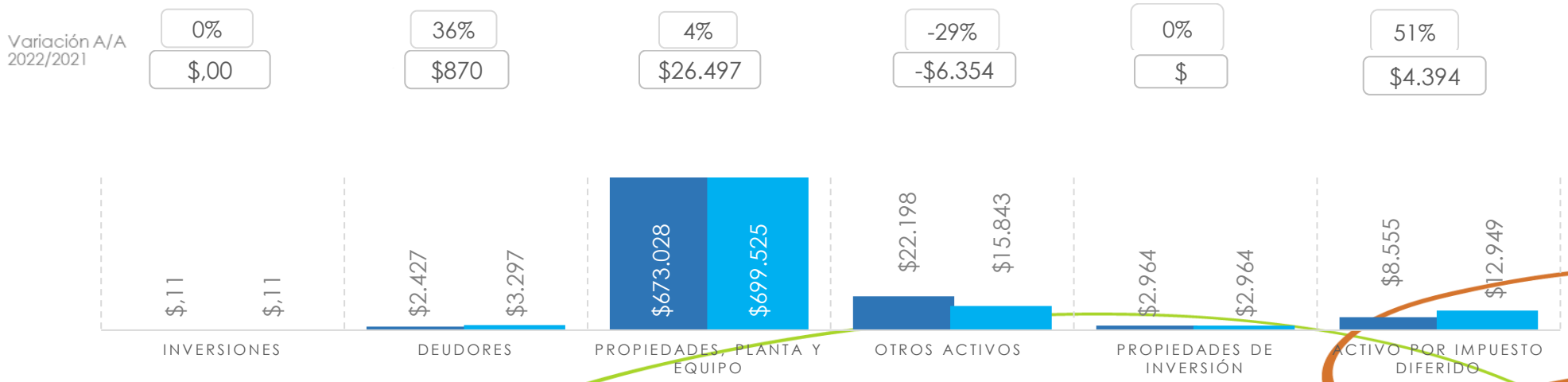
2021 2022 Variación A/A
Cifras en miles/m de $

ElectroHuila

Activos Corrientes



Activos NO Corrientes

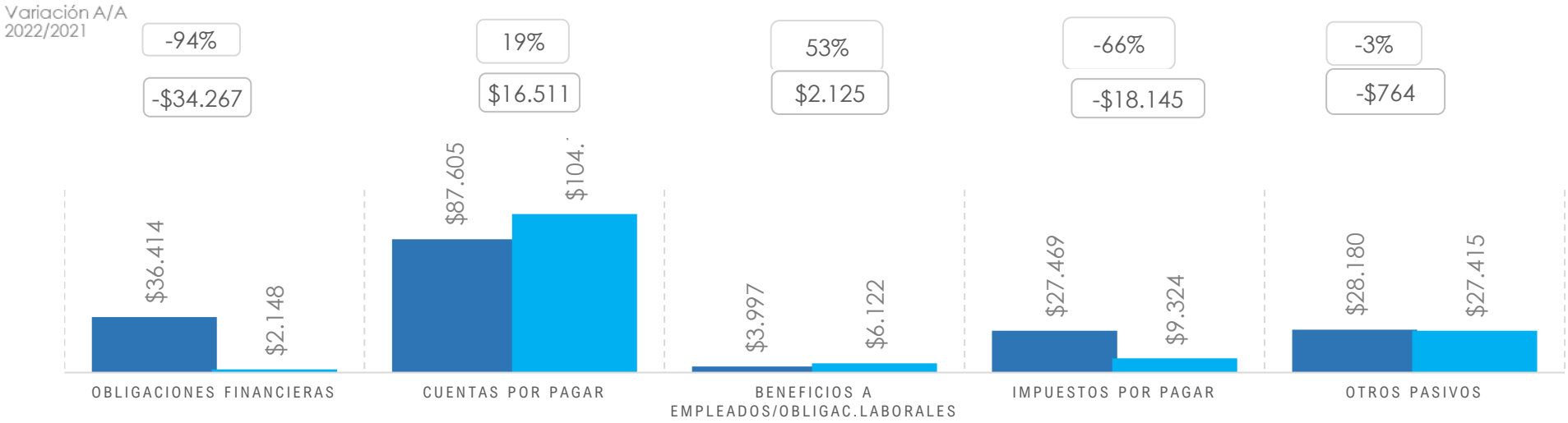


ESTADO DE LA SITUACION FINANCIERA | Abril 30 de 2022

2021
2022
Variación A/A
Cifras en miles/m de $

ElectroHuila

Pasivos Corrientes



Pasivos NO Corrientes

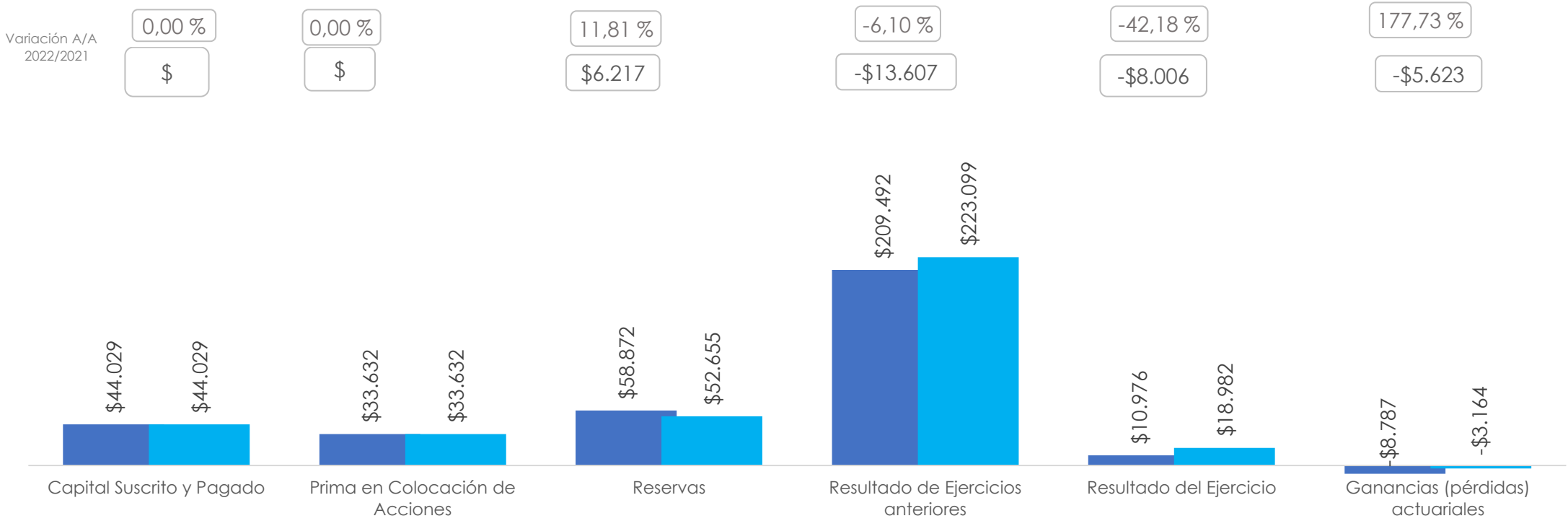


ESTADO DE LA SITUACION FINANCIERA | Abril 30 de 2022

2021
2022
Variación A/A
Cifras en miles/m de $

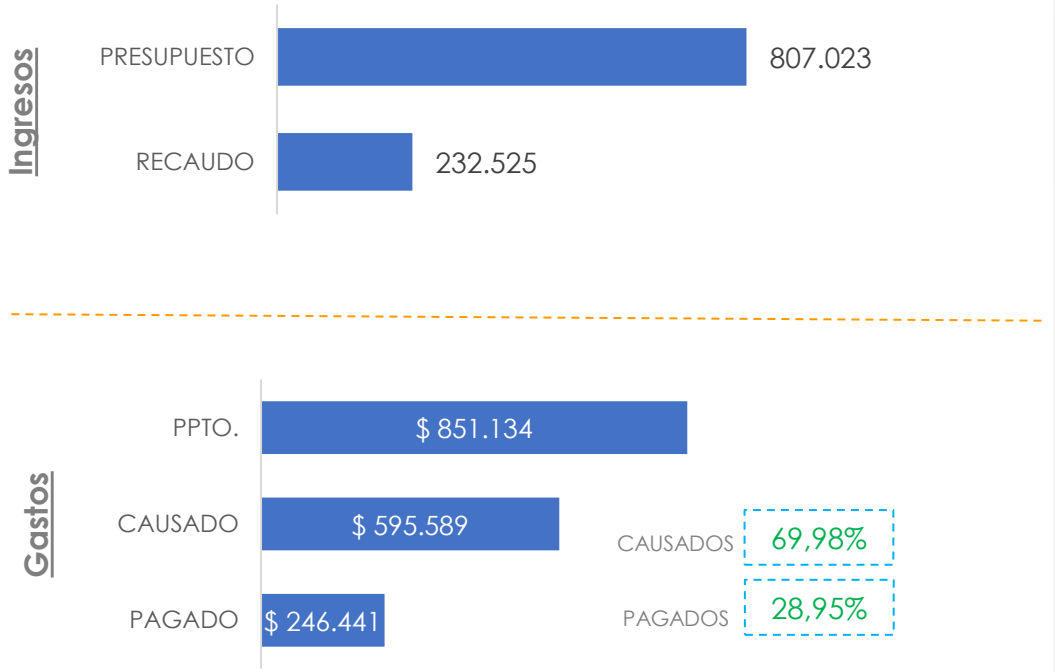
ElectroHuila

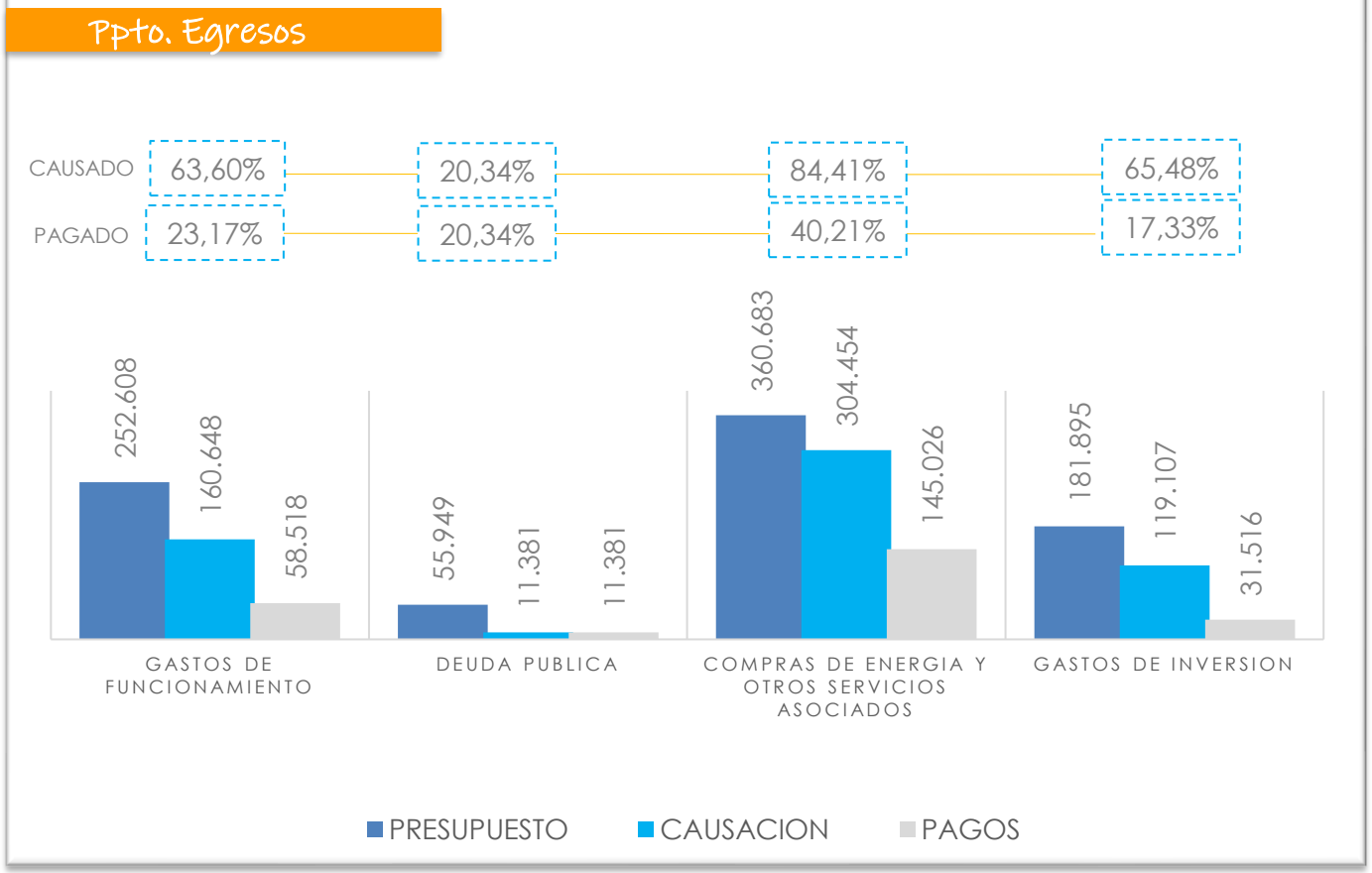
En resumen



EJECUCION PRESUPUESTAL | Abril 30 de 2022

Cifras en millones de $





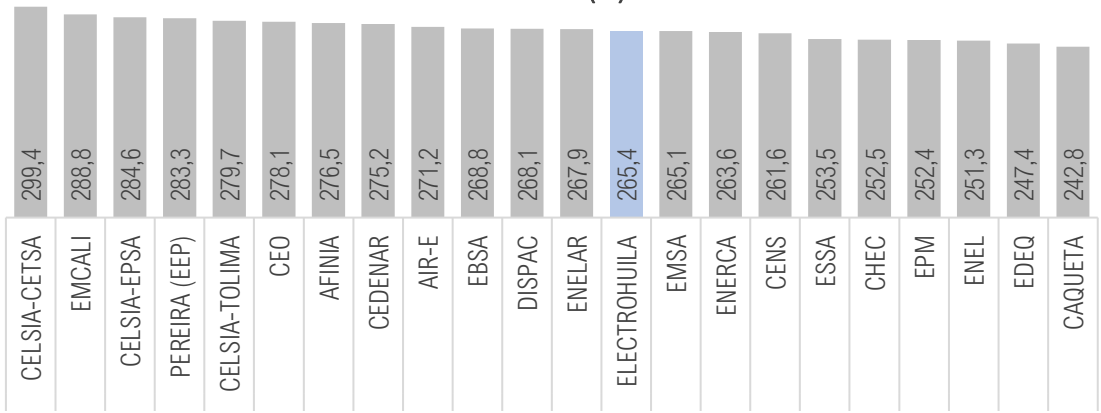
- El recaudo se ha comportado como se había previsto incluido el subsidio. Al corte de abril los **ingresos corrientes** se han ejecutado el **32,16%** y los **ingresos de capital** el **17,14%**
- El presupuesto de **gastos** se ha ejecutado en un **69,98%**. Destacar que el presupuesto de **inversión** se ha causado en un **65,48%**. En lo relacionado con los pagos se ha ejecutado en un 28,95%.



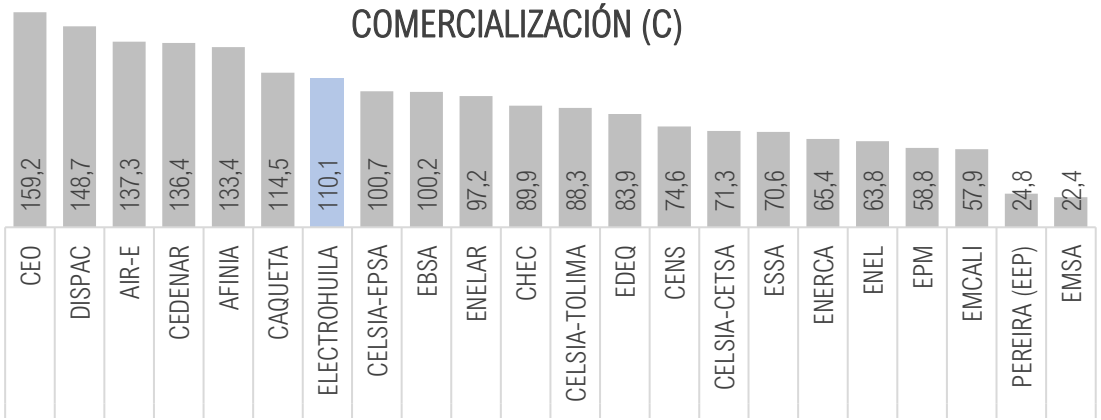
B. Informe comercial.

RANKING TARIFA (ABRIL 2022)

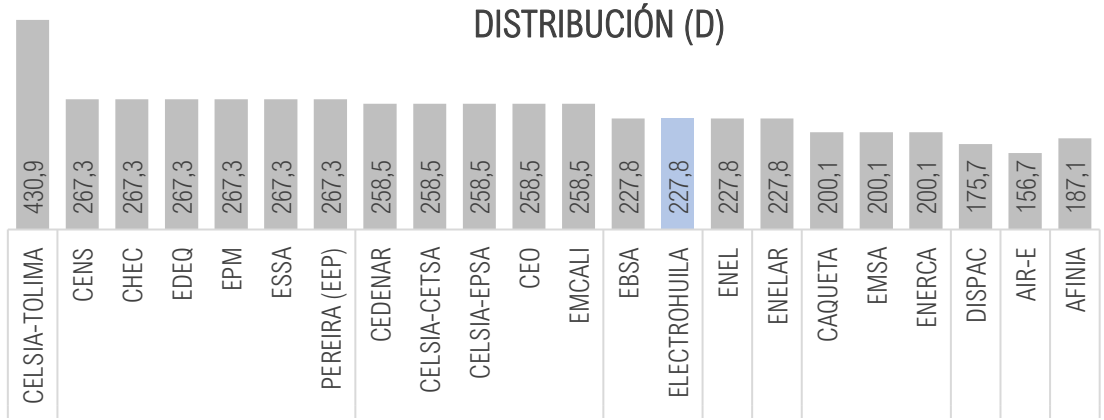
GENERACION (G)



COMERCIALIZACIÓN (C)



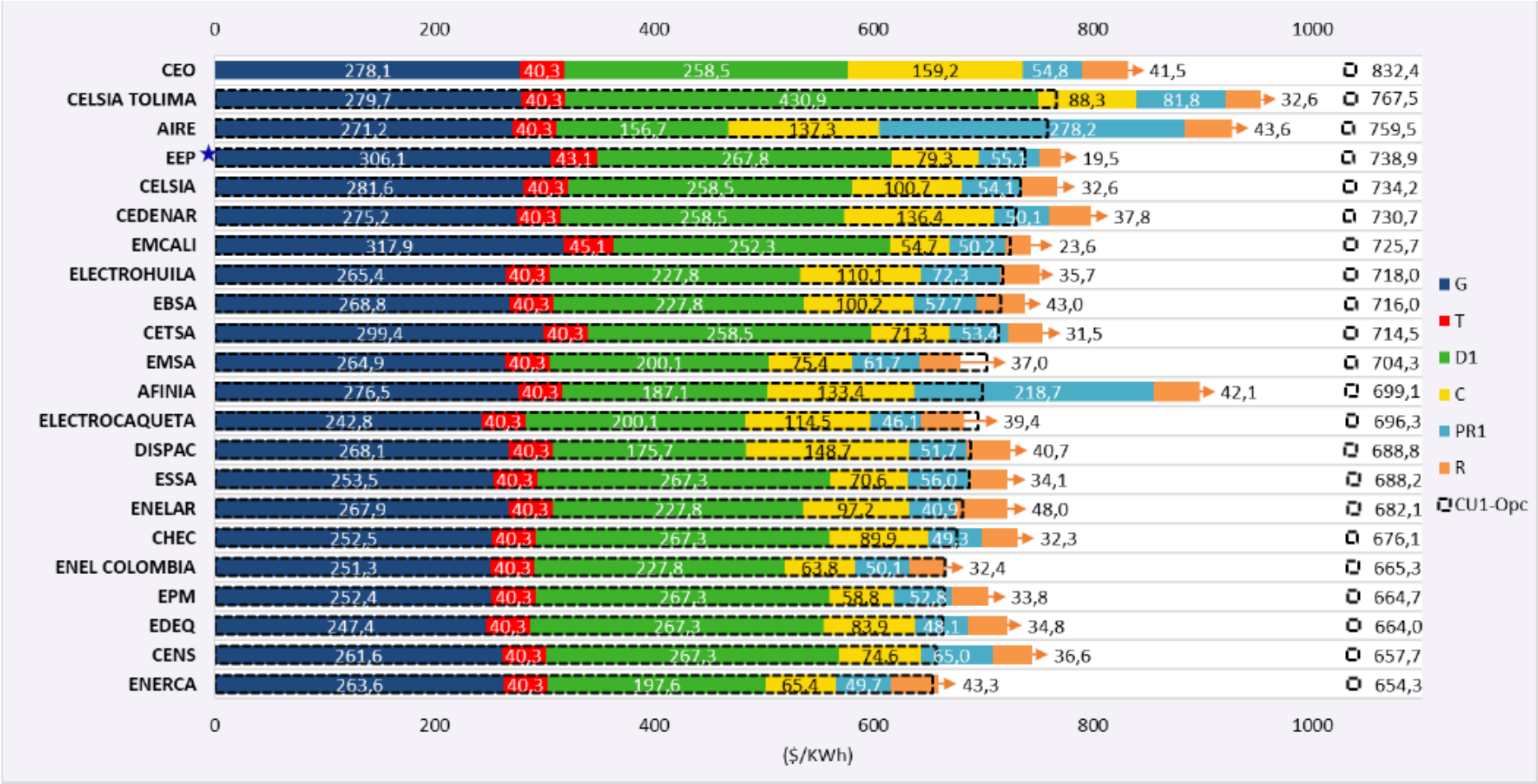
DISTRIBUCIÓN (D)



RANKING TARIFA (ABRIL 2022)

ElectroHuila

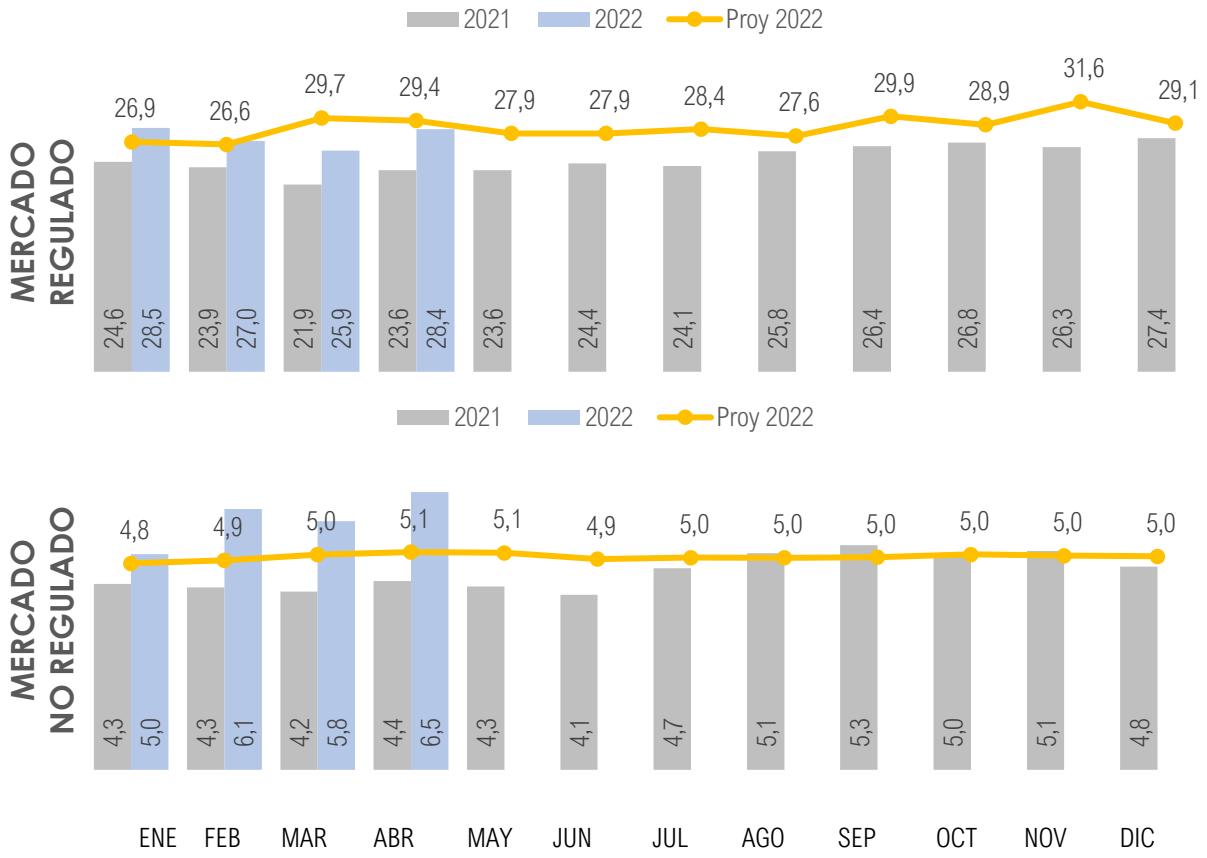
COSTO UNITARIO N1 (Con y sin opción)

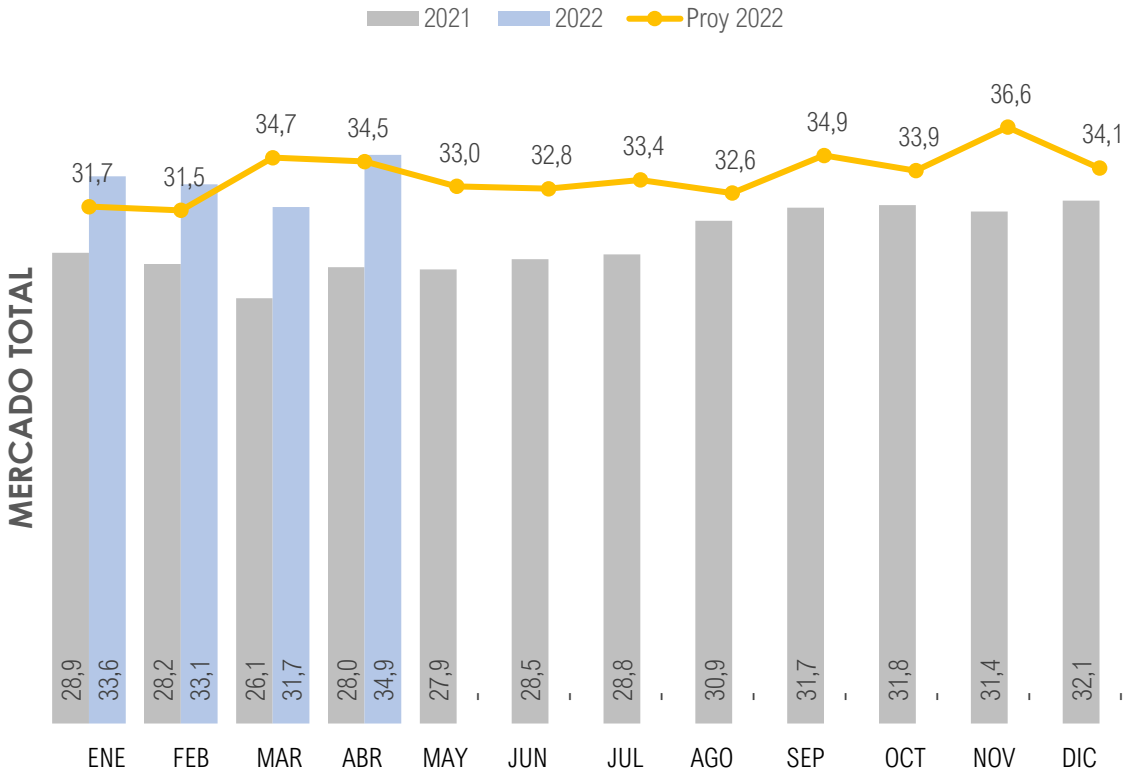


NOTAS: Cálculos preliminares de ASOCODIS a partir de pliegos tarifarios de empresas, informes SSPD, Informes del mercado-XM e información suministrada por las empresas de ventas acumuladas para 2018.
[1] Información presentada sujeta a variaciones dependiendo de las correcciones que realicen las empresas mediante publicación de corrección de la tarifa.
[2] Contiene información de las empresas que aplican opción (21) y que no la aplican (1).
[3] Para las empresas de las cuales no se dispone del pliego tarifario del mes, se usa el valor del último mes disponible. Se identifican como aquellas con estrella al lado del nombre.

ASOCODIS

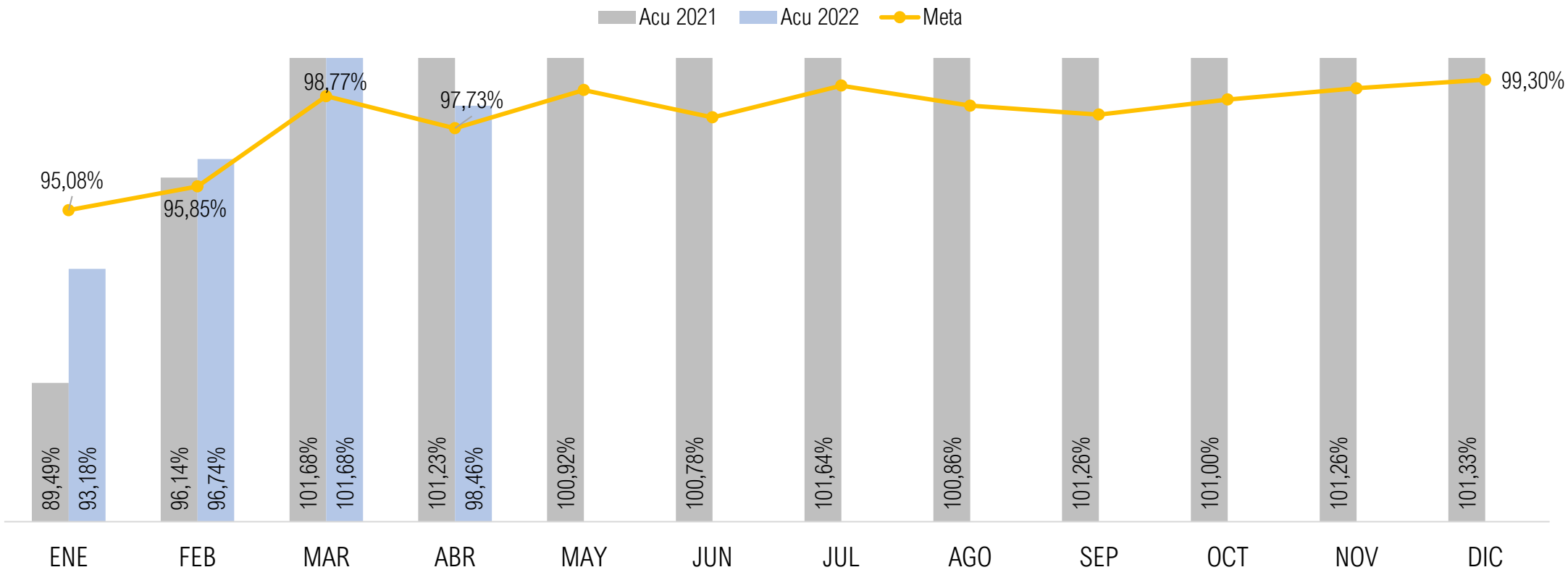
VENTAS PROMEDIO
(MILES DE MILLONES $)





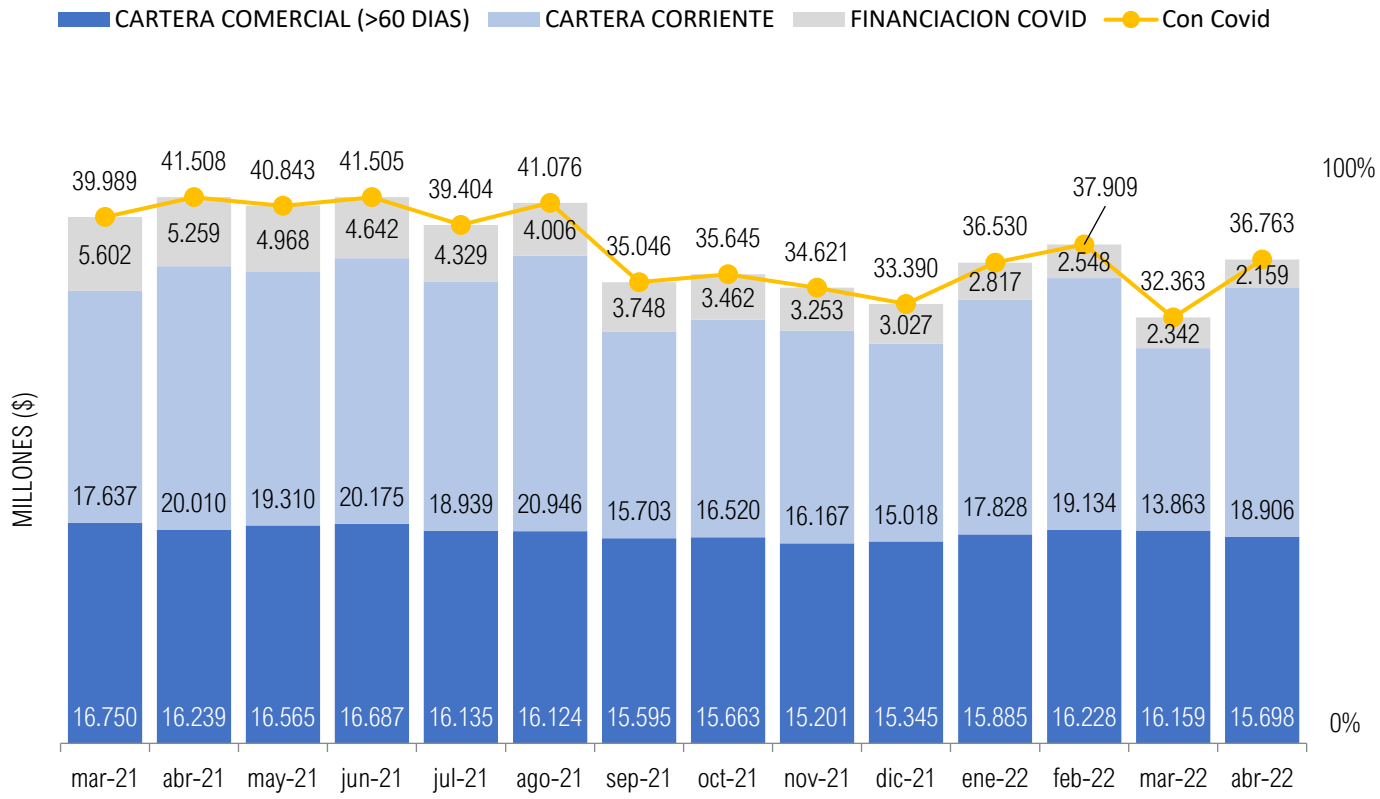
- La venta de energía en el **Mercado Regulado** de abril de 2022 presenta un **aumento** del **9,7%** respecto al mes anterior, debido al mayor consumo de energía en los clientes **Residencial 2 y Comercial.**
- La venta de energía en el **Mercado No Regulado** de abril de 2022 considera un **aumento** del **12,1%** respecto al mes anterior, debido a mayor consumo de energía en los clientes **Comercial e Industrial**.
- La venta de energía del **Mercado Total** de abril de 2022 presenta un **aumento** de **10,1%** respecto al mismo mes del año anterior y considera un **cumplimiento** del **101,2%** respecto a la proyección de abril de 2022.

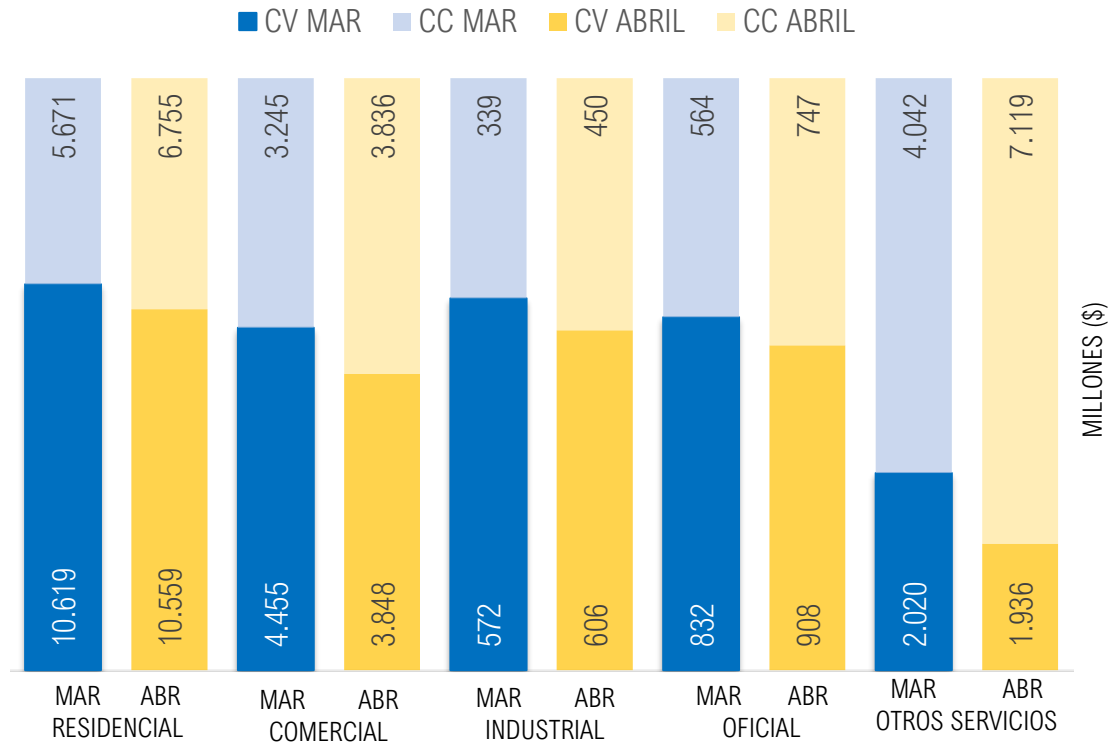
INDICADOR DE RECAUDO



- El valor facturado en el mes de abril de 2022 fue de **$37.639** millones y el recaudado de **$33.697** millones, con un indicador de recaudo mensual del **89,53%**.
- El indicador de recaudo del mes de abril de 2022 presenta una **disminución** del **22,4%** respecto al mes anterior.
- El indicador de recaudo acumulado presenta una **disminución** del **3,3%** respecto al mismo mes del 2021 y considera un cumplimiento del **100,7%.**
- El indicador se vio afectado, principalmente, por los pagos correspondientes al Ciclo 1, los cuales quedaron grabados con posterioridad a la foto de cartera, en operación normal.

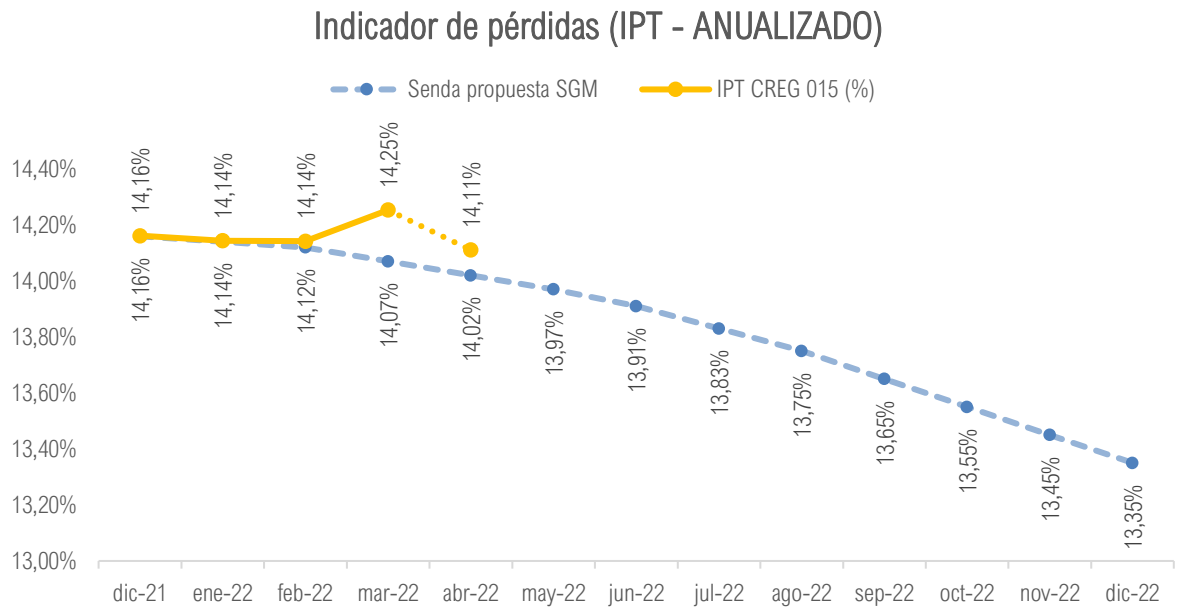
Evolución cartera

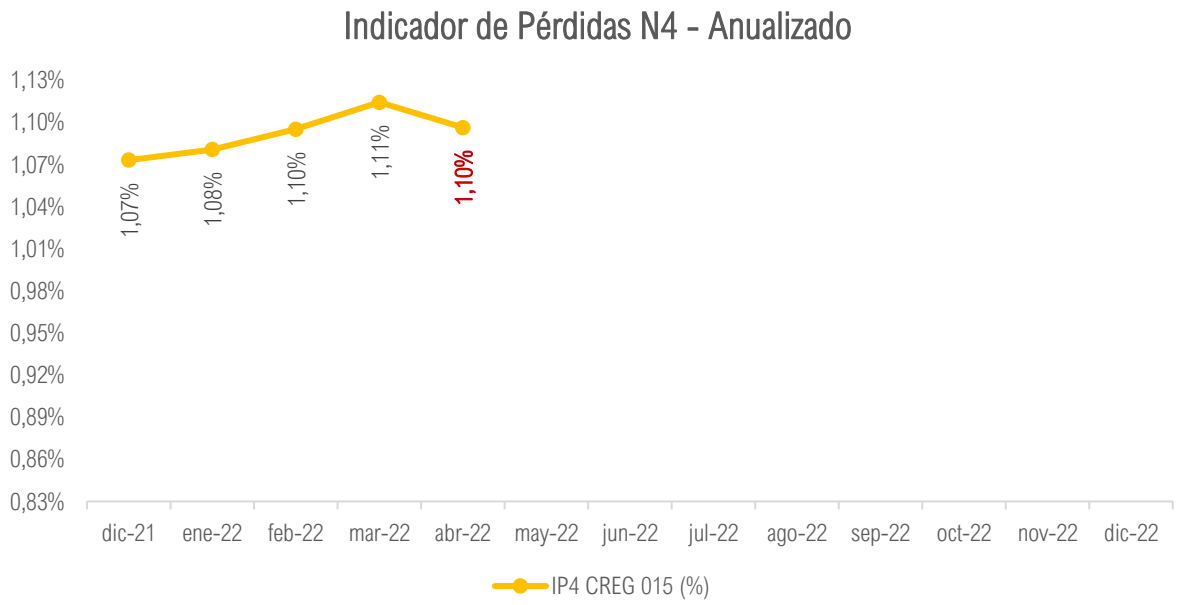




- La cartera COVID del mes de abril de 2022 presenta una disminución del **7,8%** respecto al mes anterior.
- La cartera Vencida (Sin COVID) del mes de abril del 2022 presenta una **disminución** por valor de **$461 millones** equivalentes al **2,8%**.
- **Cartera Vencida Total:** La mayor recuperación se presentó en la clase de servicio **Comercial** por valor de **$607 millones** seguido de la clase **Residencial** por un valor de **$60 millones.**
- El mayor incremento se presentó en la clase de servicio **Oficial** por valor de **$75 millones.**

Índice de pérdidas totales por nivel de tensión

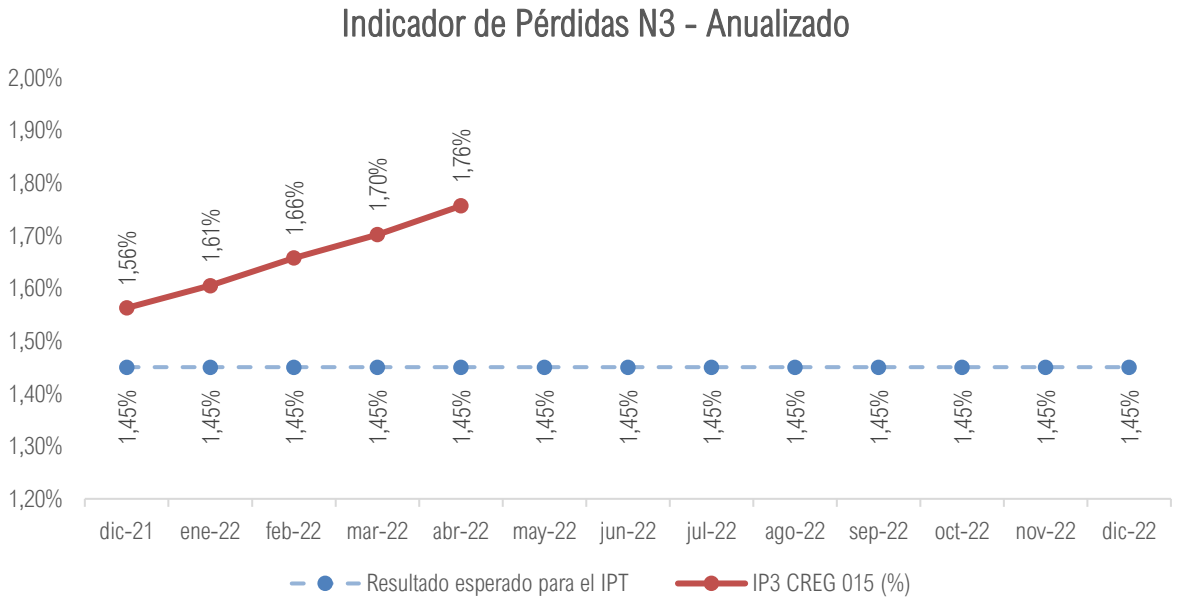


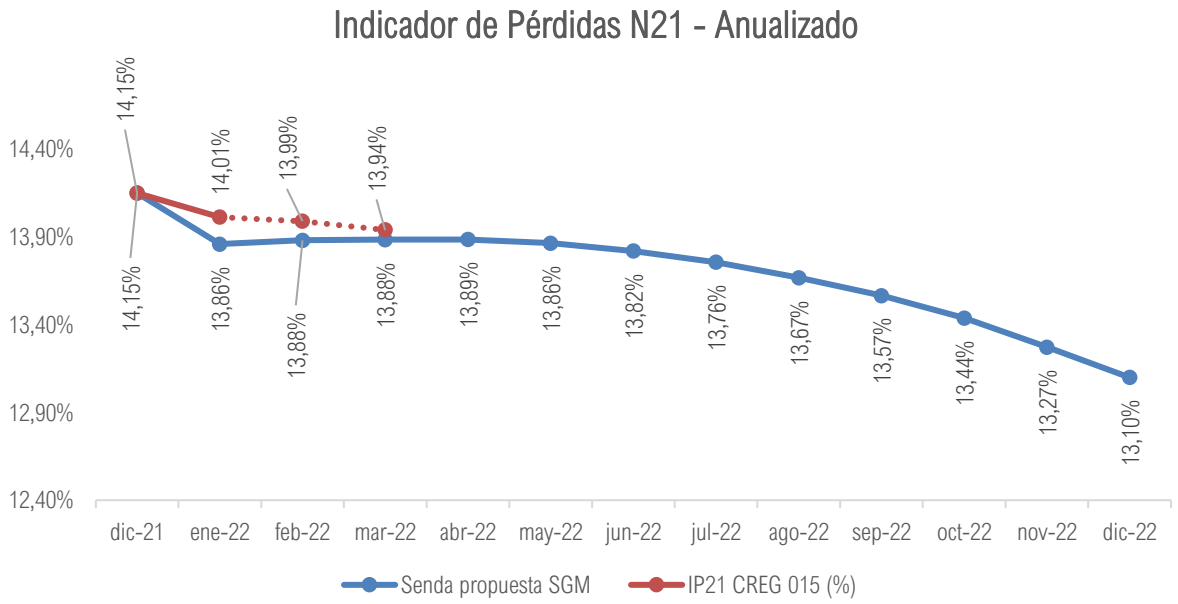


- El **índice de perdidas totales (14,11%)** es la suma de perdidas técnicas y no técnicas (15,025,582 kWh/mes). Que representa un total de **$4.598.229.253** mes
- Del total de las pérdidas, las **no Reconocidas** corresponden a 3.638.481 kWh/mes por valor de **$1.242.052.103** mes.

- En Abril, las pérdidas en el nivel 4 **disminuyeron** respecto al mes anterior, pero siguen siendo altas, correspondientes en 1.555.481 kWh/mes siendo la totalidad reconocidas, con un impacto significativo en el crecimiento en Indicador total de pérdidas.
- Estas pérdidas son directamente proporcionales a las exportaciones hacia Prado, las cuales dependen únicamente de la programación del STR proporcionada por XM.

Índice de pérdidas totales por nivel de tensión





- Las pérdidas del **nivel 3** anualizado continua en crecimiento porque salen los efectos de **Alpujarra** (Se espera un 1,85% cuando ya se estabilice, equivalente a las pérdidas técnicas antes de la afectación).
- Las pérdidas en abril en Nivel 3 equivalen a 1.611.685 kWh/mes representando un valor de **$550.173.684** mes, de las cuales no se reconocen $93.350.093 mes.
- Las pérdidas técnicas **aumentaron** por maniobras durante el mes de abril, especialmente por cambios de flujos causados por la salida del **CTO 34.5 kV Hobo – Gigante – Potrerillos** (148.000 kWh/mes).

- En nivel 2-1 el último mes cerrado es enero 2022, febrero y marzo se encuentran aún pendientes por cerrar por suplencias (están proyectados) (Marzo con ventas de 28 días y entradas de 31 días).
- Las pérdidas en **nivel 2-1** equivalen a 11.858.417 kWh/mes representando un valor de **$4.048.055.569** mes de las cuales no son reconocidos $1.148.702.009 mes.

Conclusiones

1 Tarifa de Energía

- Octava (8) posición del ranking de **CU** de las comercializadoras de energía eléctrica.

2 Ventas de Energía

- Cumplimiento del **101,2%** respecto a la proyección de abril de 2022.

3 Recaudo (Indicador de Recaudo Acumulado)

- **Cumplimiento** del **100,7%** respecto a la meta de abril del 2022 (97,73%).

4 Cartera (Cartera Vencida)

- Disminuyó **$644 millones** equivalentes al **3,5%** (Incluyendo cartera Covid).

5 Perdidas de energía (IPT)

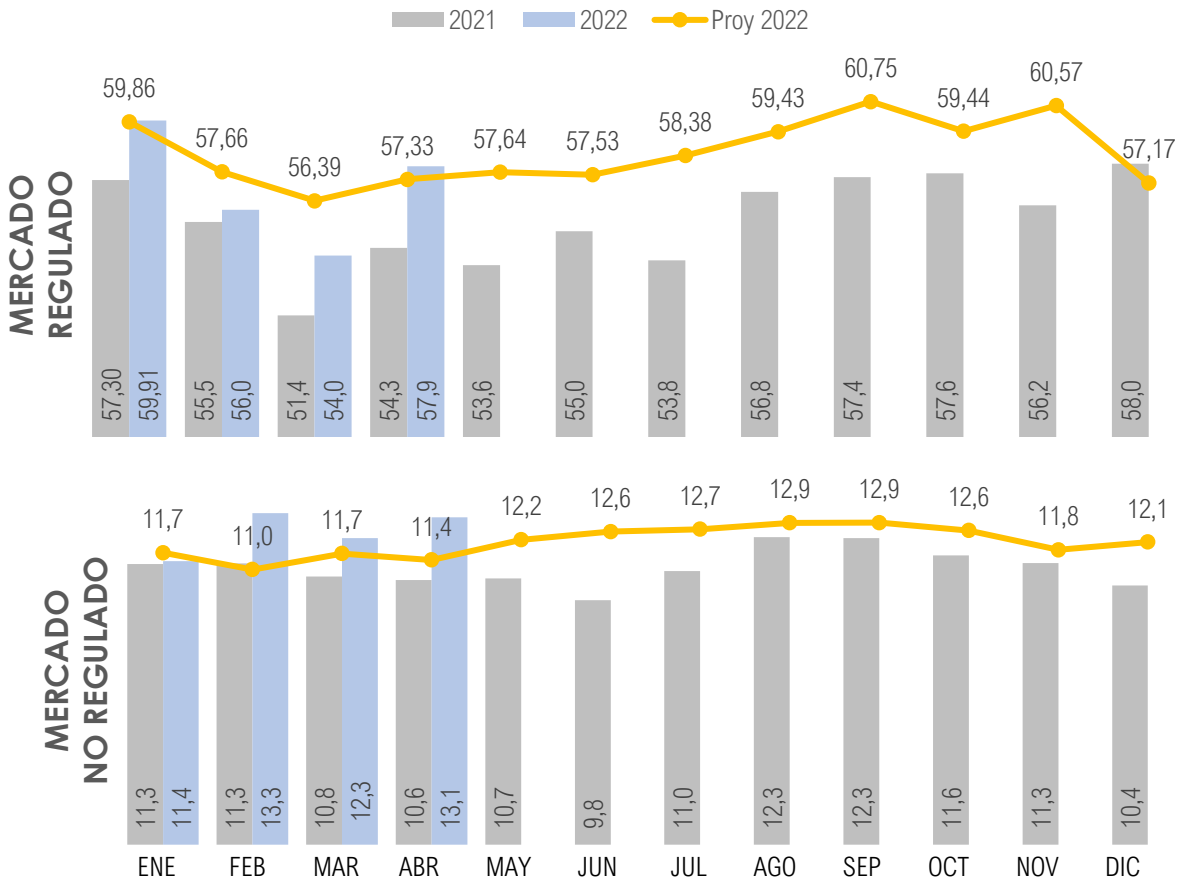
- Disminuyeron las perdidas en **0,14%**. El Nivel 2-1 disminuye con respecto al mes de Marzo.

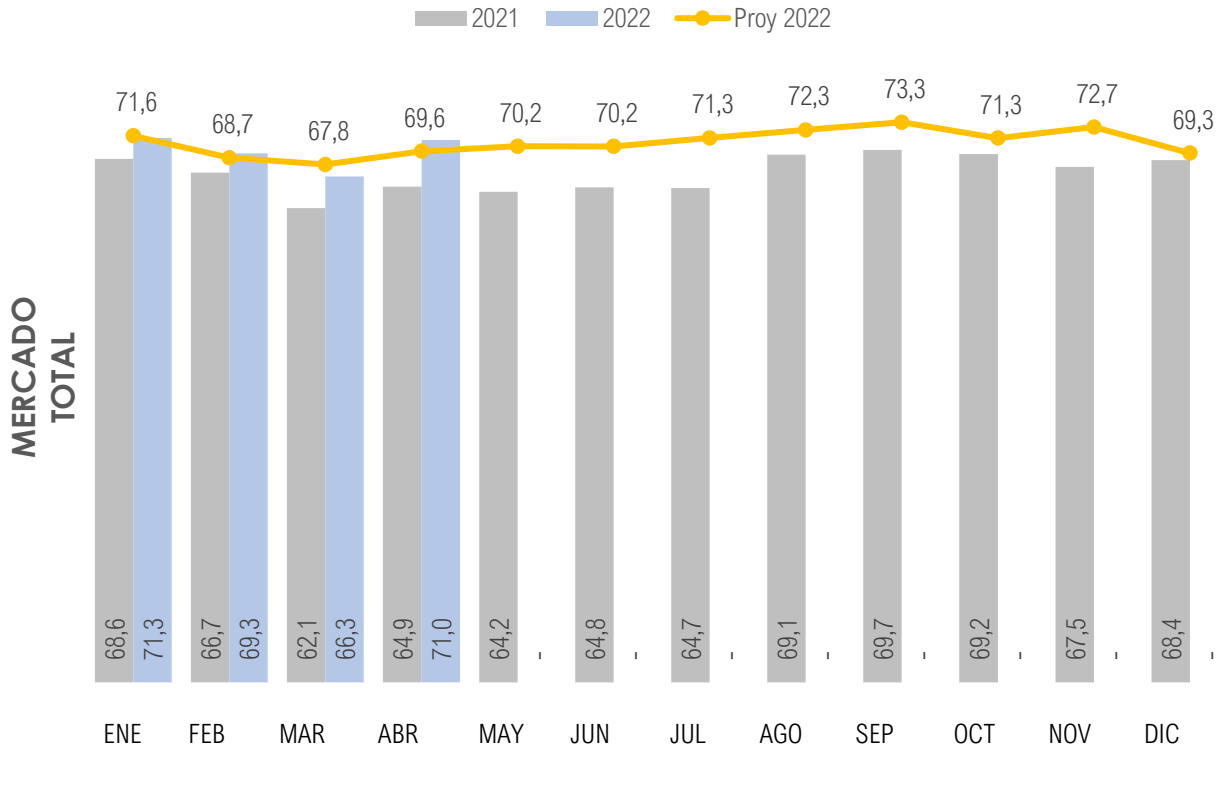




C. Informe de generación y distribución.

COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA (GWH)

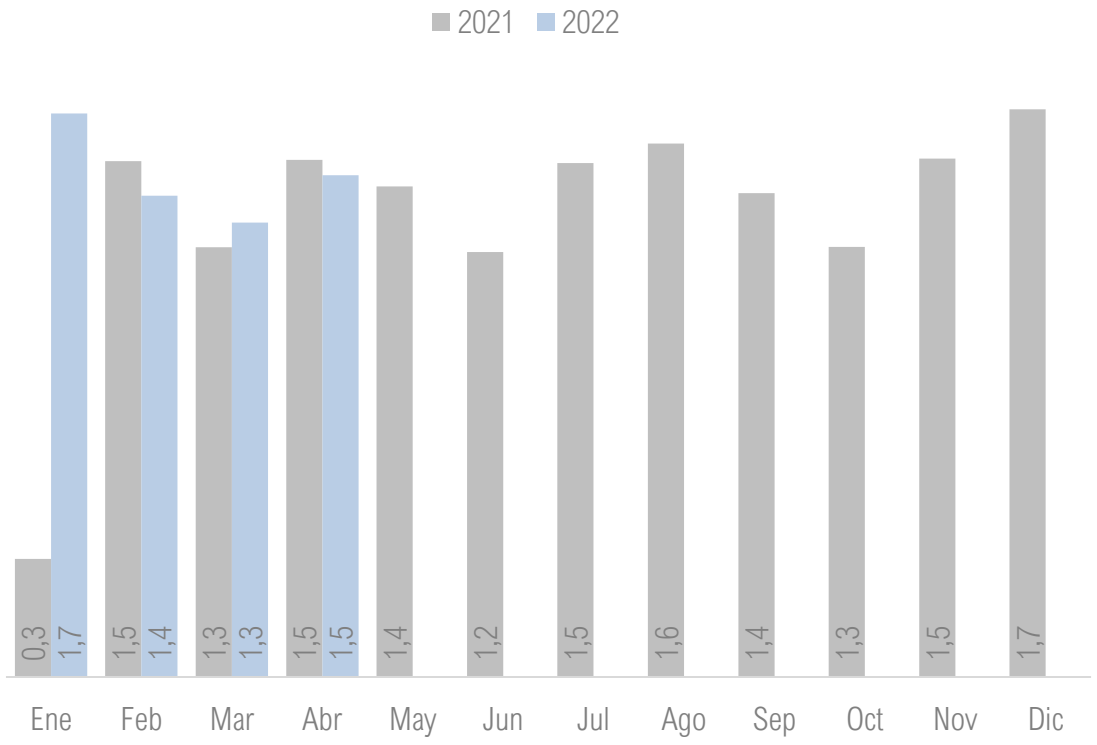




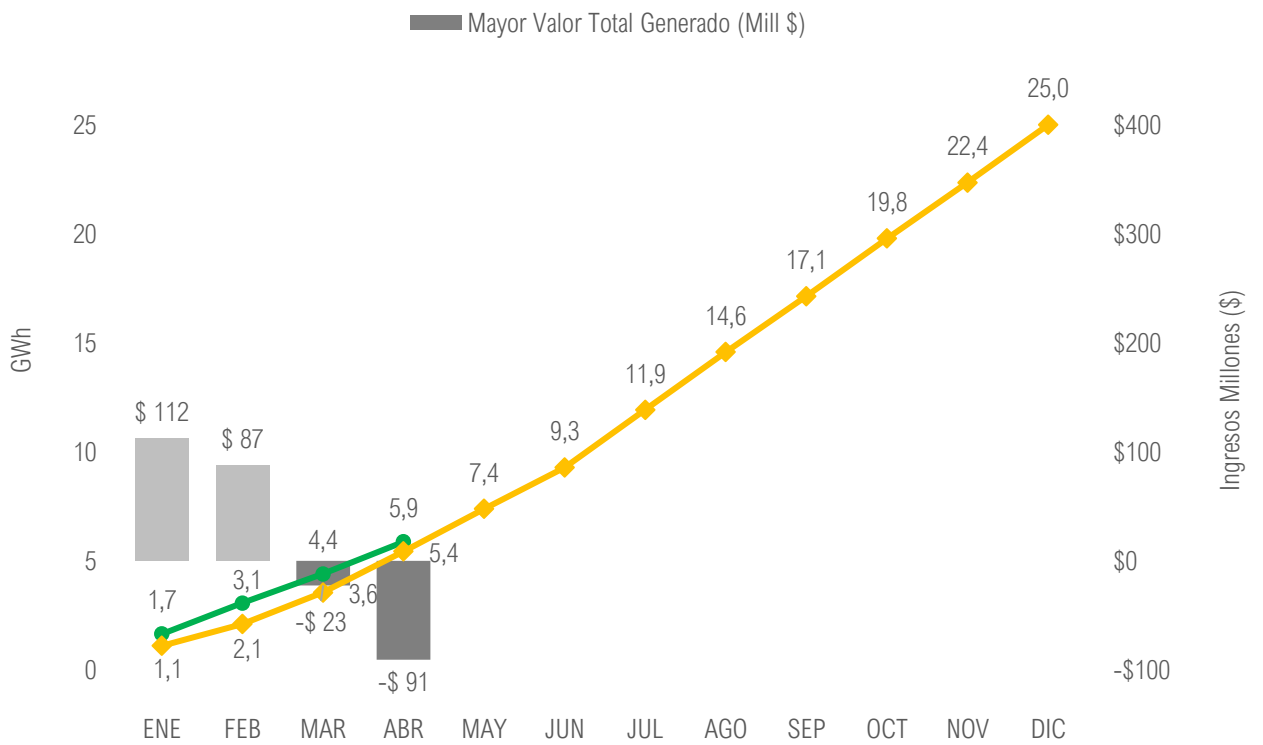
- La demanda de energía en el **Mercado Regulado** de abril de 2022 presenta un **aumento** del **7,2%** respecto al mes anterior, debido a la mayor demanda de energía especialmente en los clientes **Residencial 2 y Comercial.**
- La demanda de energía en el **Mercado No Regulado** de abril de 2022 considera un **aumento** del **6,5%** respecto al mes anterior, debido a la mayor demanda de energía especialmente en los clientes **Comercial e Industrial**.
- La demanda de energía del **Mercado Total** para abril de 2022 presenta un **aumento** de **7,1%** respecto al mismo mes del año anterior y considera un **cumplimiento** del **102,0%** respecto a la proyección de abril de 2022.

GENERACIÓN PCH's

GENERACIÓN MENSUAL EN GWh/Mes

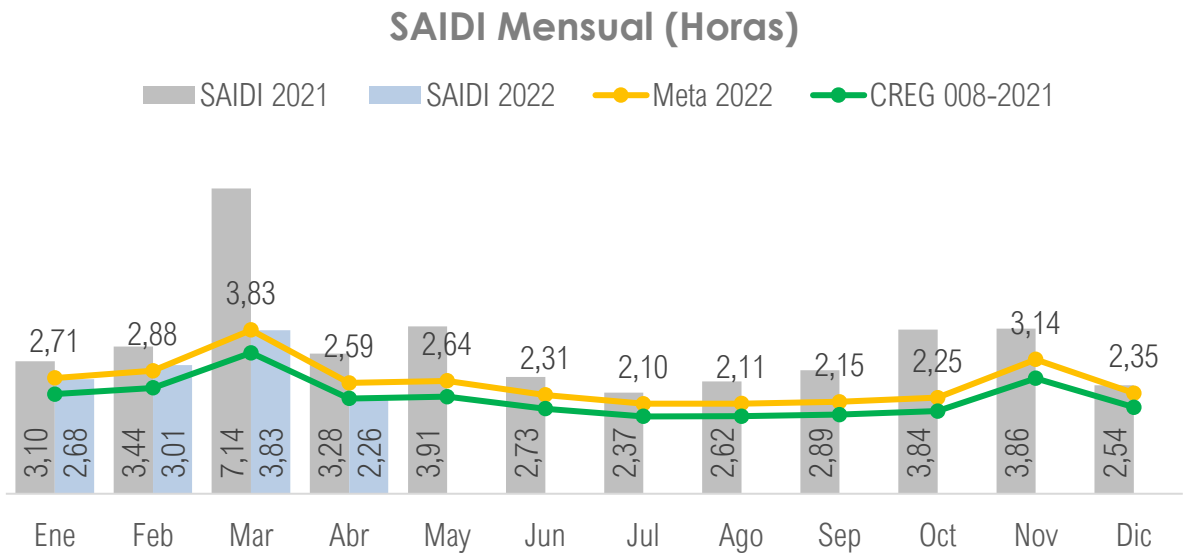


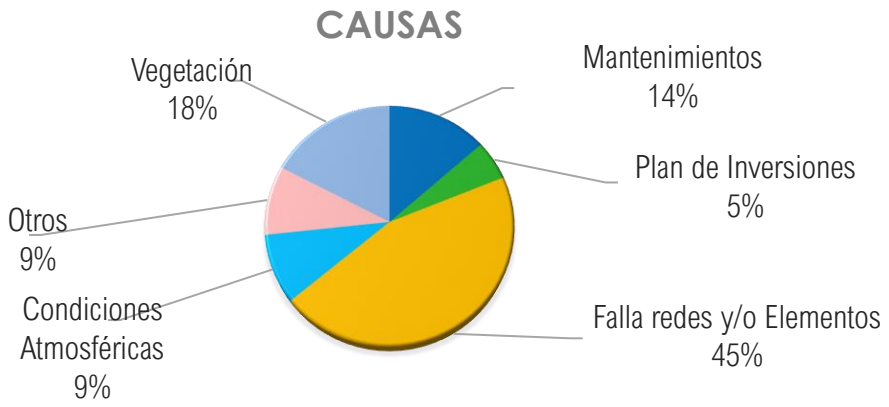
GENERACION PCHs META Vs REAL 2022

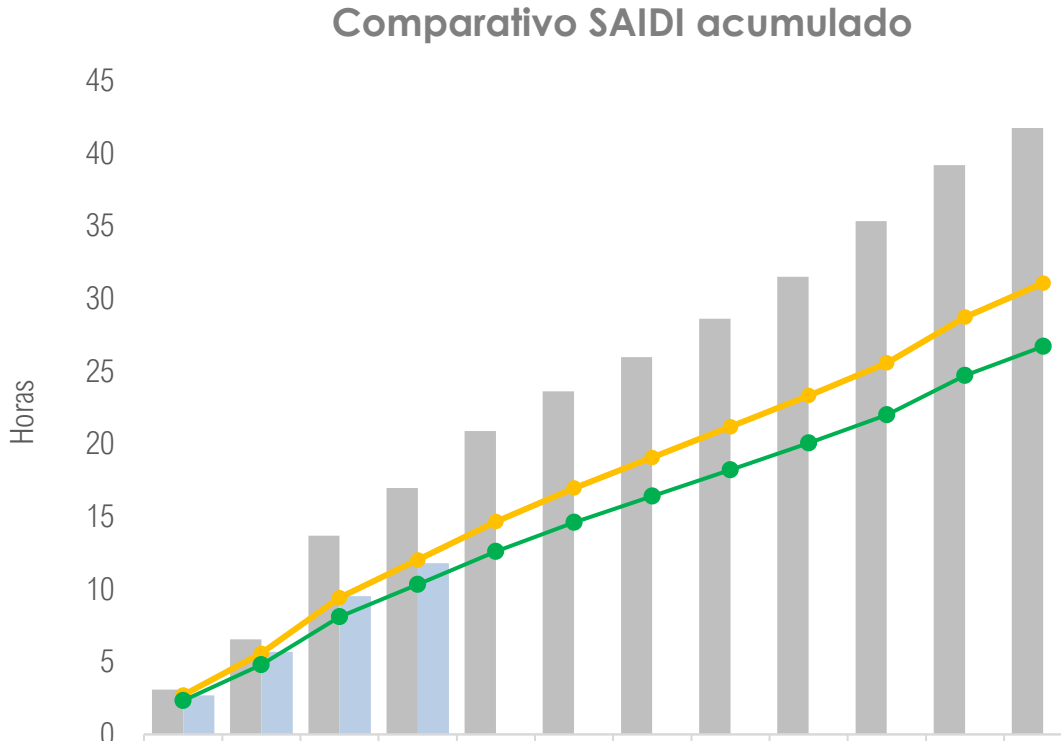


- En Abril de 2022 la generación de las PCHs fue de **1,5 GWh**; la PCH Iquira I está en funcionamiento normal; las PCHs La Pita e Iquira II continúan indisponibles.
- Durante el 2022 se contempla una meta de **25 GWh**; las PCH's han generado en total **0,5 GWh** por encima de la meta acumulada, lo que ha representado mayor ingreso por **$86 millones**.
- El 27-09-2021 se dio inicio a las obras civiles de recuperación del canal de conducción de agua de la PCH La Pita. Se proyecta **FPO en junio de 2022.**
- El 31-12-2021 se dio inicio a las obras de reposición de la tubería de presión de la PCH **Iquira II**. Se proyecta **FPO en septiembre 2022.**

DURACIÓN DE INTERRUPCIONES - Indicador SAIDI



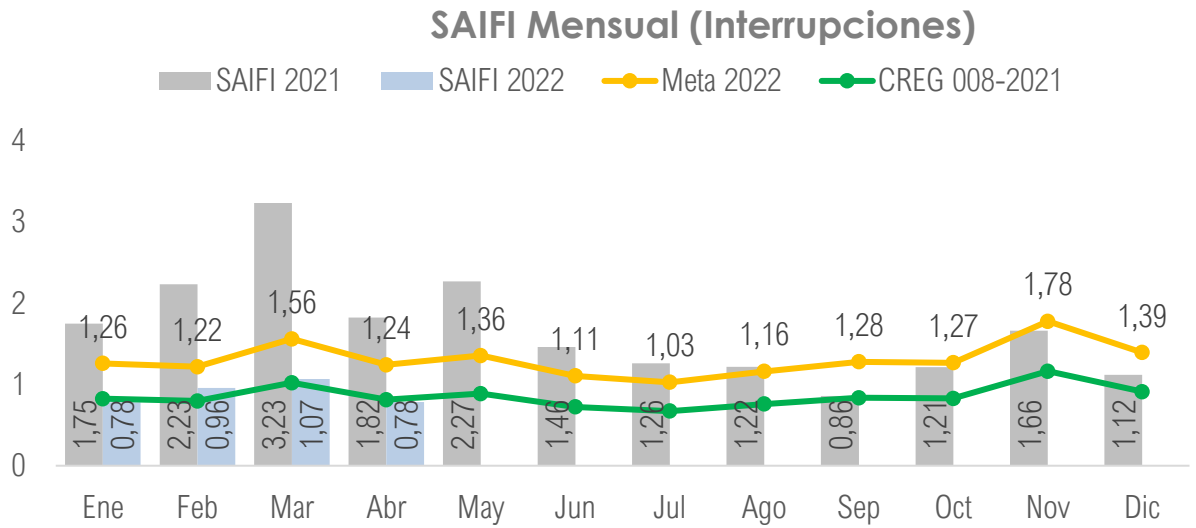


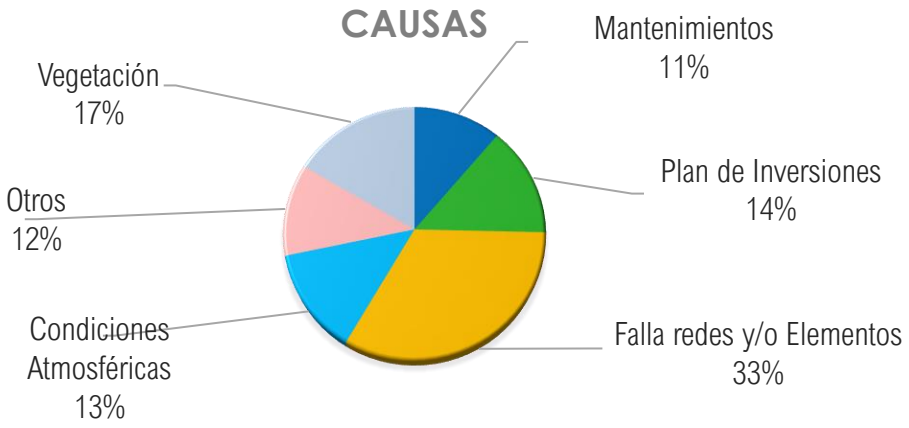


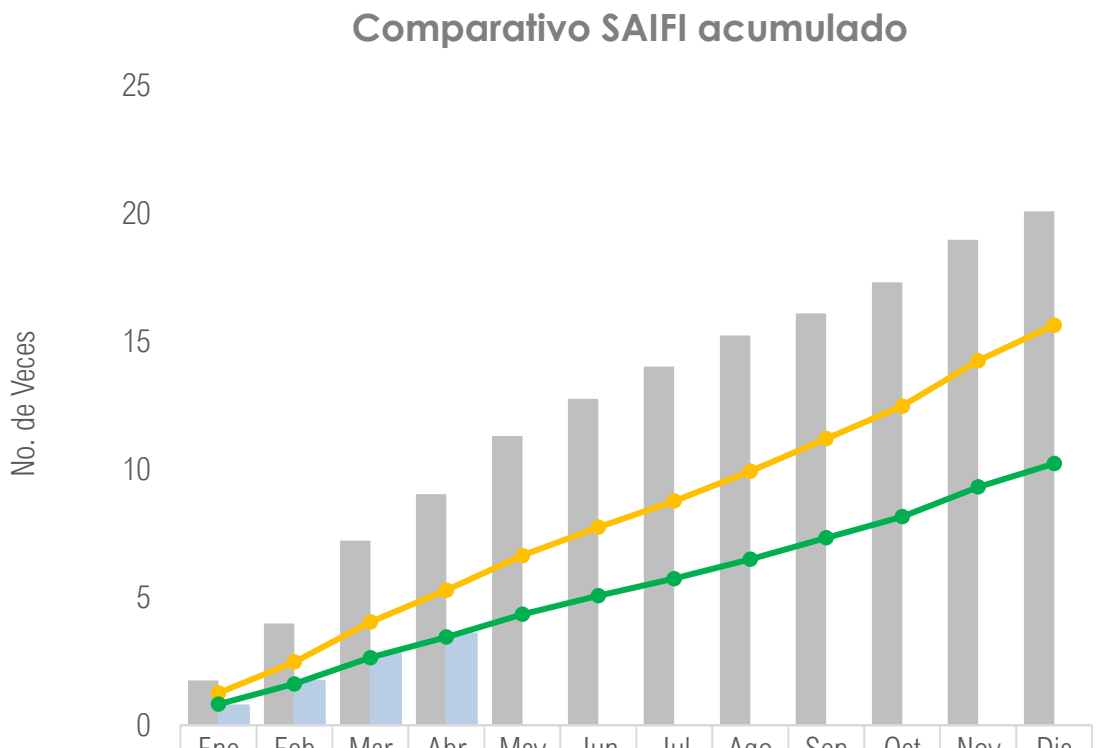
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2021	3,10	6,54	13,68	16,96	20,87	23,61	25,97	28,60	31,49	35,33	39,19	41,72
2022	2,68	5,69	9,52	11,78								
Meta 2022	2,71	5,59	9,42	12,01	14,65	16,96	19,06	21,17	23,32	25,57	28,71	31,06
CREG 008-2022	2,33	4,80	8,10	10,33	12,60	14,59	16,39	18,21	20,06	21,99	24,69	26,71

- El indicador SAIDI del mes de abril de 2022 presenta una **mejora** del **31,1%** respecto al mismo mes del 2021 y un **cumplimiento** del **114,6%** respecto a la meta de abril de 2022.
- El indicador SAIDI acumulado al mes de abril de 2022 presenta un **cumplimiento** del **102,0%** respecto a la meta del año 2022 y del **87,7%** respecto a la meta CREG.

FRECUENCIA DE INTERRUPCIONES - Indicador SAIFI





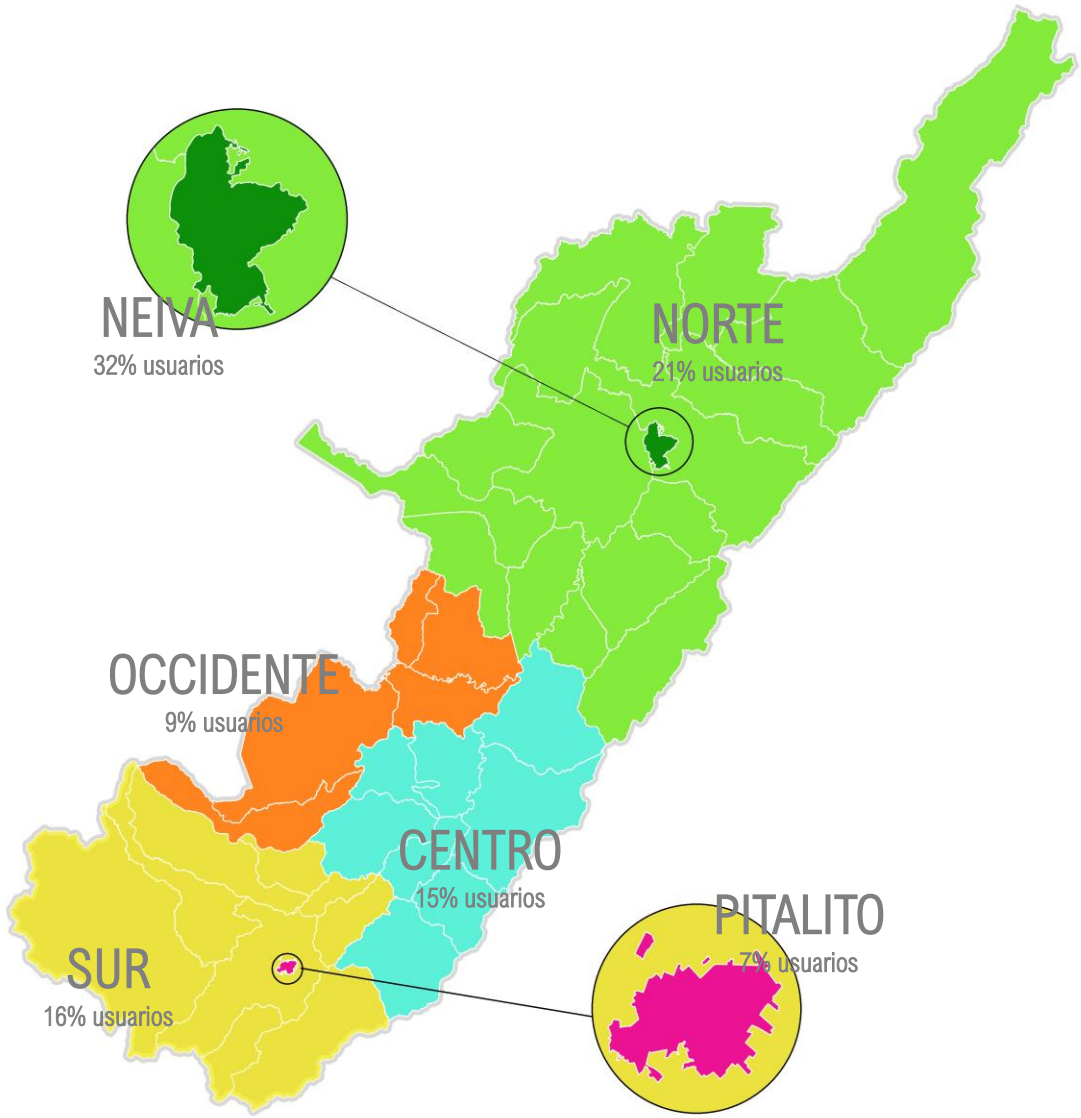


	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2021	1,75	3,98	7,21	9,04	11,30	12,76	14,02	15,24	16,10	17,31	18,97	20,09
2022	0,78	1,74	2,81	3,59								
Meta 2022	1,26	2,48	4,04	5,28	6,63	7,74	8,77	9,93	11,20	12,47	14,25	15,64
CREG 008-2021	0,82	1,62	2,64	3,45	4,34	5,06	5,73	6,49	7,33	8,16	9,32	10,23

- El indicador SAIFI del mes de abril de 2022 presenta una **mejora** del **57,1%** respecto al mismo mes del 2021 y un cumplimiento del **159%** respecto a la meta de abril de 2022.
- El indicador SAIFI acumulado al mes de abril de 2022 presenta un **cumplimiento** del **147,1%** respecto a la meta del año 2022 y del **96,1%** respecto a la meta CREG.

SAIDI - SAIFI

Abril 2022



Total Usuarios EH: 424.725

ZONA	SAIDI	%SAIDI	Meta
Norte	0,97	42,9%	0;83
Centro	0,51	22,6%	0,50
Sur	0,41	18,2%	0,60
Occidente	0,20	8,8%	0,35
Neiva Urbano	0,15	6,6%	0,25
Pitalito Urbano	0,02	0,9%	0,06
Total Electrohuila	**2,26**	**100%**	**2,59**

ZONA	SAIFI	%SAIFI	Meta
Norte	0;31	39,8%	0,35
Centro	0,16	20,5%	0,26
Neiva Urbano	0,14	17,9%	0,21
Sur	0,12	15,4%	0,24
Occidente	0,04	5,1%	0,14
Pitalito Urbano	0,01	1,3%	0,04
Total Electrohuila	**0,78**	**100%**	**1,24**

- Las zonas Sur, Occidente, Neiva-Urbano y Pitalito Urbano **cumplieron** con la meta del indicador SAIDI de abril de 2022, sin embargo, las zonas **Norte** y **Centro** presentaron un cumplimiento del **86%** y **98%**, respectivamente, principalmente a causa de falla en redes y/o elementos asociados y control de podas, respectivamente.
- Todas las zonas **cumplieron** con la meta del indicador SAIFI de abril de 2022.

Conclusiones

1. **Demanda de energía**
   - Cumplimiento del **102,1%** respecto a la proyección de abril de 2022.
   - Residencial estrato 2, Comercial e Industrial con mayor consumo.
2. **Generación PCH's**
   - Cumplimiento del **109,3%** respecto a la meta de abril de 2022.
   - Solo la PCH Iquira I está en funcionamiento normal.
3. **Duración de interrupciones (SAIDI)**
   - Cumplimiento del **102%** de la meta de abril de 2022.
   - Todas las zonas cumplieron la meta del mes, menos las zonas Norte y Centro.
4. **Frecuencia de interrupciones (SAIFI)**
   - Cumplimiento del **159%** respecto a la meta de abril de 2022.
   - Todas las zonas cumplieron la meta del mes.





5. INFORME DEL COMITÉ CONJUNTO DEL 13 DE MAYO DE 2022.

INFORME DE COMITÉ CONJUNTO

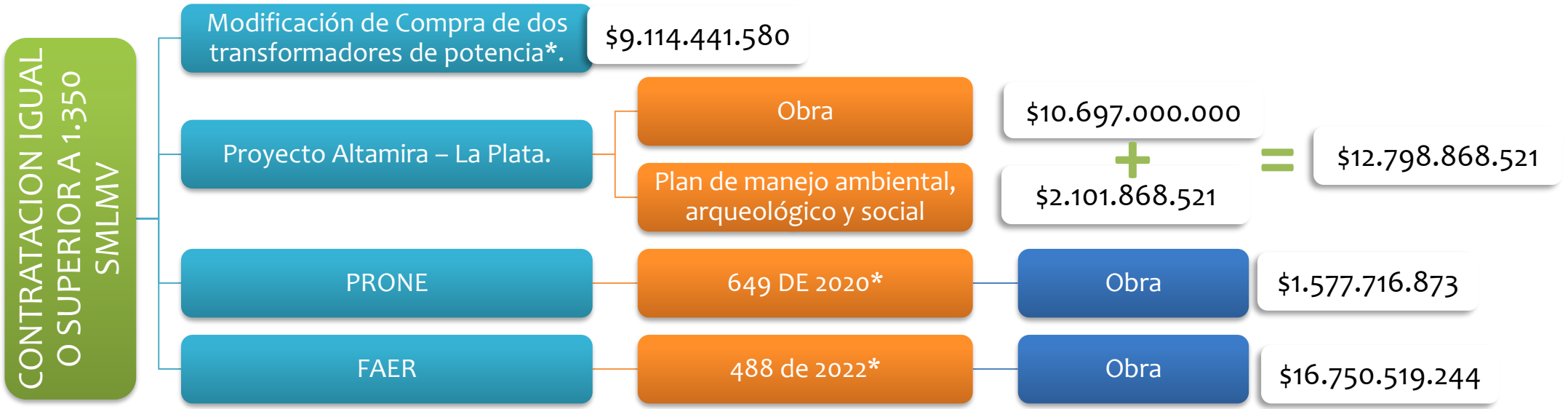
Mayo 13 de 2022

COMITÉ CONJUNTO

- ✓ Análisis de la tarifa.
- ✓ Informe financiero.
- ✓ Asuntos contractuales.
- ✓ Modificación de presupuesto 2022.

ASUNTOS CONTRACTUALES

CONCLUSION

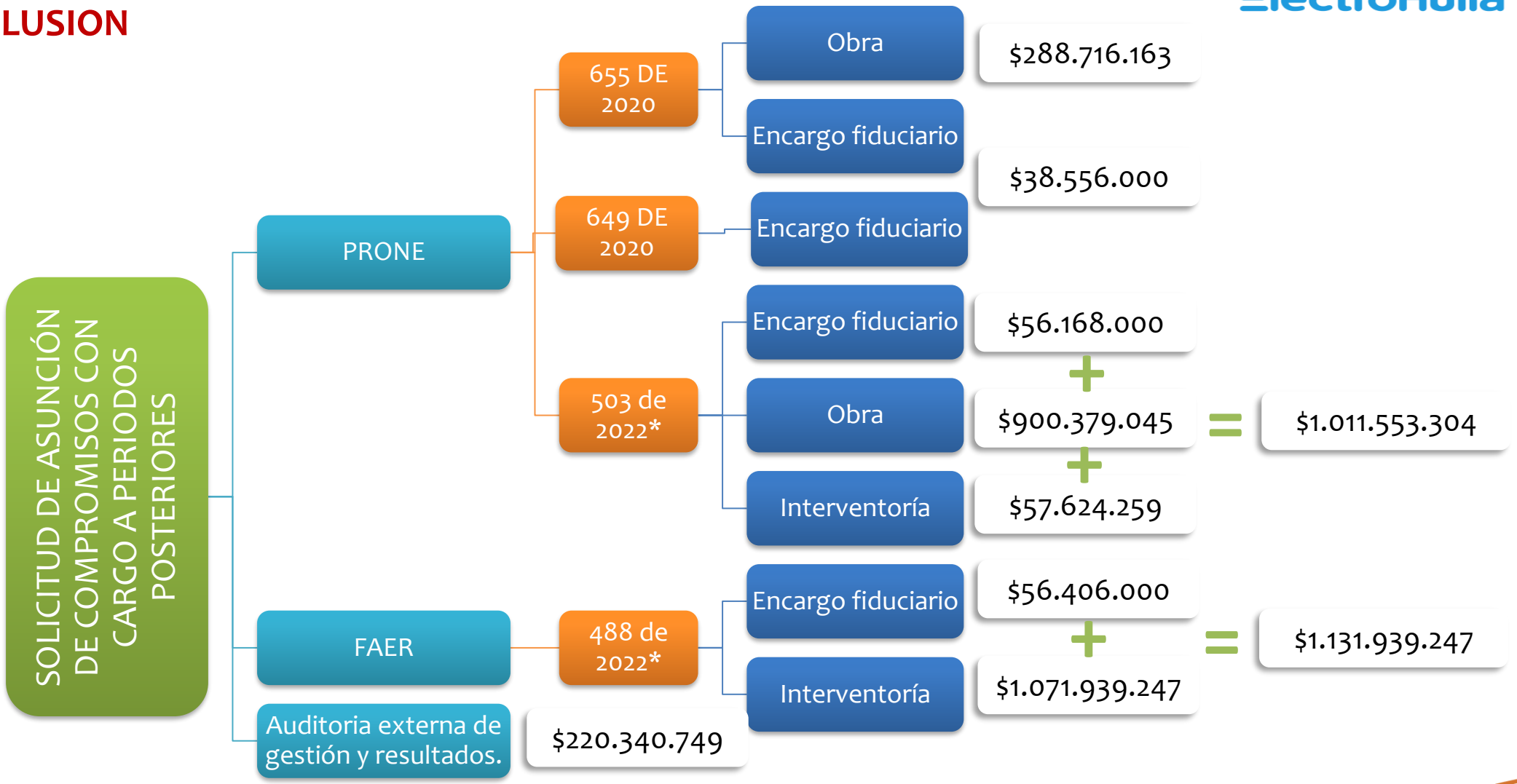


TOTAL **$31.127.104.638**

*Asunción de compromiso con cargo a periodos posteriores.

ASUNTOS CONTRACTUALES

CONCLUSION



6. SOLICITUD DE MODIFICACION DE PRESUPUESTO.

Modificación de presupuesto

Solicitud

Adición presupuestal

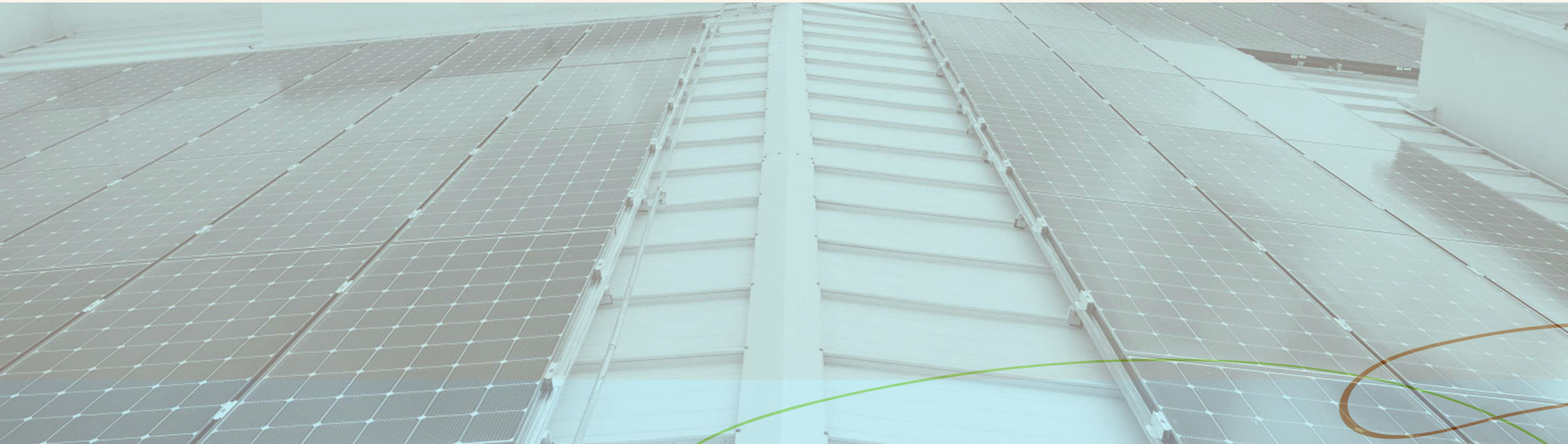
INGRESOS	
CONTRATO PRONE 503-2022	450.189.522,00
CONTRATO FAER 488 - 2022	9.259.687.038,00
SUBTOTAL INGRESOS	9.709.876.560,00
INVERSION	
CONTRATO PRONE 503-2022	270.113.713,50
CONTRATO FAER 488 - 2022	5.025.155.773,20
INTERVENTORÍA FAER 488-2022	321.609.969,30
SUBTOTAL	5.616.879.456,00
DISPONIBILIDAD FINAL	4.092.997.104,00

7. SOLICITUD DE MODIFICACIÓN DE AUTORIZACIÓN DE CONTRATACIÓN SUPERIOR A 1.350 SMLMV PARA LA COMPRA DE DOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Se solicita:

- Modificar aprobación realizada en sesión de JD No. 1065, y
- Autorización de asunción de compromiso con cargo a periodos posteriores.

a. Compra de dos transformadores de potencia para renovación de equipos en las subestaciones de Pitalito y Hobo. Plan de inversiones CREG 015/2018.



OBJETIVO

Solicitar la autorización de modificación al presupuesto otorgado y aprobación de vigencias futuras con el objeto de proceder a *Contratar el suministro, transporte y puesta en operación de dos transformadores de potencia para aumento en la capacidad instalada y renovación de equipos de las subestaciones Pitalito 115 / 34.5 kV con una potencia de 46MVA y Hobo 34.5 / 13.8 con una potencia de 5/6.25 MVA*

JUSTIFICACIÓN DE LA CONTRATACIÓN

De acuerdo con la resolución CREG 015/2018 y la aprobación de las inversiones por año, la Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. se ha comprometido con la puesta en operación de unidades constructivas de acuerdo al cáp. 14, en este sentido, requiere la ejecución de los dos proyectos que permitan el aumento en la flexibilidad y confiabilidad del sistema eléctrico para trabajos de mantenimiento y obras de expansión y la cobertura del servicio para nuevos usuarios.

La remuneración de estas inversiones requiere reportar la entrada en operación de las unidades constructivas reconocidas asociadas a cada proyecto. Por lo anterior se hace necesario la contratación de la compra conforme al objeto integral de la contratación.



IDENTIFICACIÓN DE LA NECESIDAD

Compra de dos transformadores de potencia para renovación de equipos en las subestaciones de Pitalito y Hobo.
Plan de inversiones CREG 015/2018.

Dado el natural crecimiento de la demanda, los transformadores 115/34.5 kV de 25MVA de la subestación Pitalito y 34.5/13.8 kV de 3MVA de la subestación Hobo han presentado en varios meses periodos de cargabilidad por encima del 80% y 90%, generando:

- Limitación en la demanda de la zona Sur y centro del departamento.
- Riesgo por la salida de operación de los transformadores por disparo de sus protecciones.
- Pérdidas en el cobre proporcionales al cuadrado de la carga del transformador.
- Afectación de la vida útil del activo

Usuarios vulnerables atendidos por el Transformador 115/34.5 kV Pitalito: 73.562
Usuarios vulnerables atendidos por el Transformador 34.5/13.8 kV Hobo: 3.389

IDENTIFICACIÓN DE LA NECESIDAD

Compra de dos transformadores de potencia para renovación de equipos en las subestaciones de Pitalito y Hobo.
Plan de inversiones CREG 015/2018.

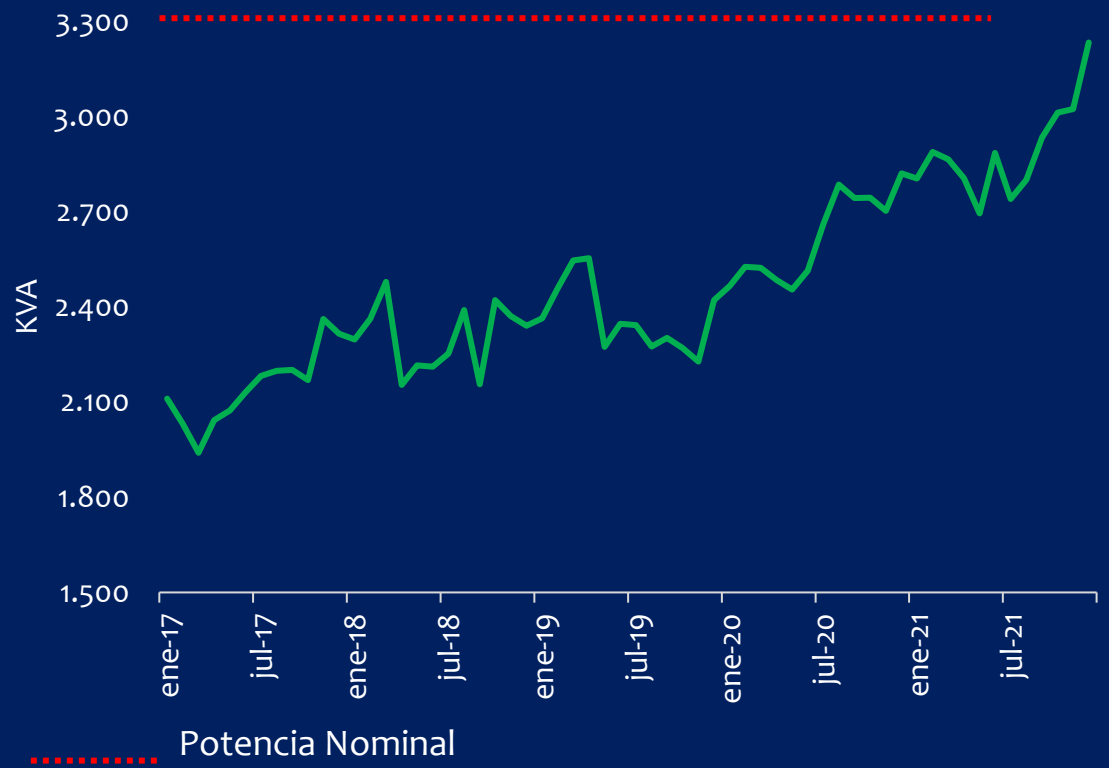
Transformador Exis. Pitalito 25MVA 115/34.5 kV	Vida Útil 20 años (2002 Fecha de Reconstrucción)	Renovación de activo con aumento de la capacidad instalado y adecuaciones civiles para ampliación del foso para nuevo transformador 46 MVA
Transformador Exis. Hobo 3 MVA 34.5/13.8 kV	Vida Útil: 2 (2019 Fecha de instalación)	Renovación de activo con aumento de la capacidad instalado y adecuaciones civiles para normalización del foso para nuevo transformador 5/6.25MVA

El día 25/02/2022 se realizo cambio del transformador por inminente sobrecarga. Se instaló transformador de 5MVA trasladado de la SE Rivera, cuya vida útil es de 17años. El transformador de 3MVA queda en stand by.

IDENTIFICACIÓN DE LA NECESIDAD

Compra de dos transformadores de potencia para renovación de equipos en las subestaciones de Pitalito y Hobo.
Plan de inversiones CREG 015/2018.

Demanda Transformador Hobo

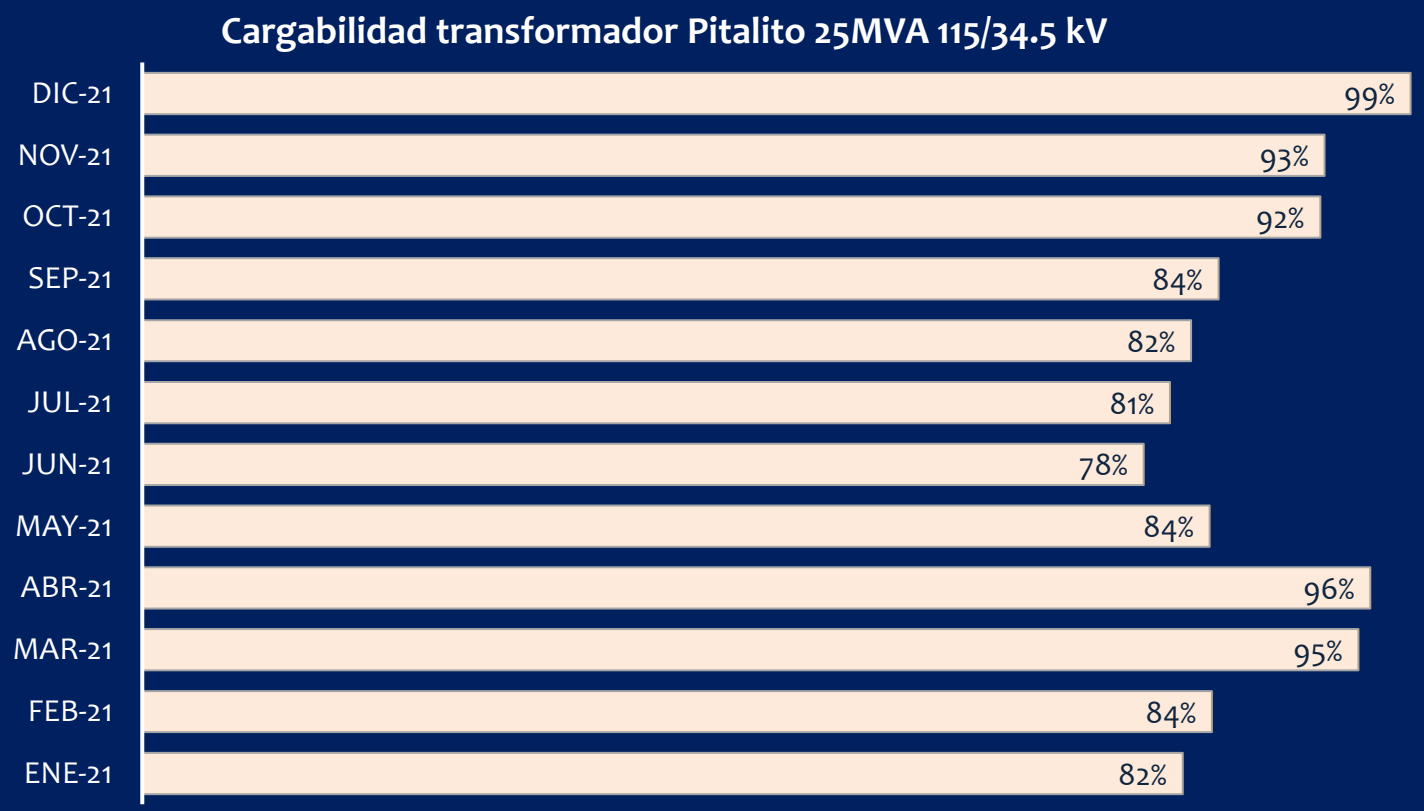


Demanda Transformador Pitalito



IDENTIFICACIÓN DE LA NECESIDAD

Compra de dos transformadores de potencia para renovación de equipos en las subestaciones de Pitalito y Hobo.
Plan de inversiones CREG 015/2018.

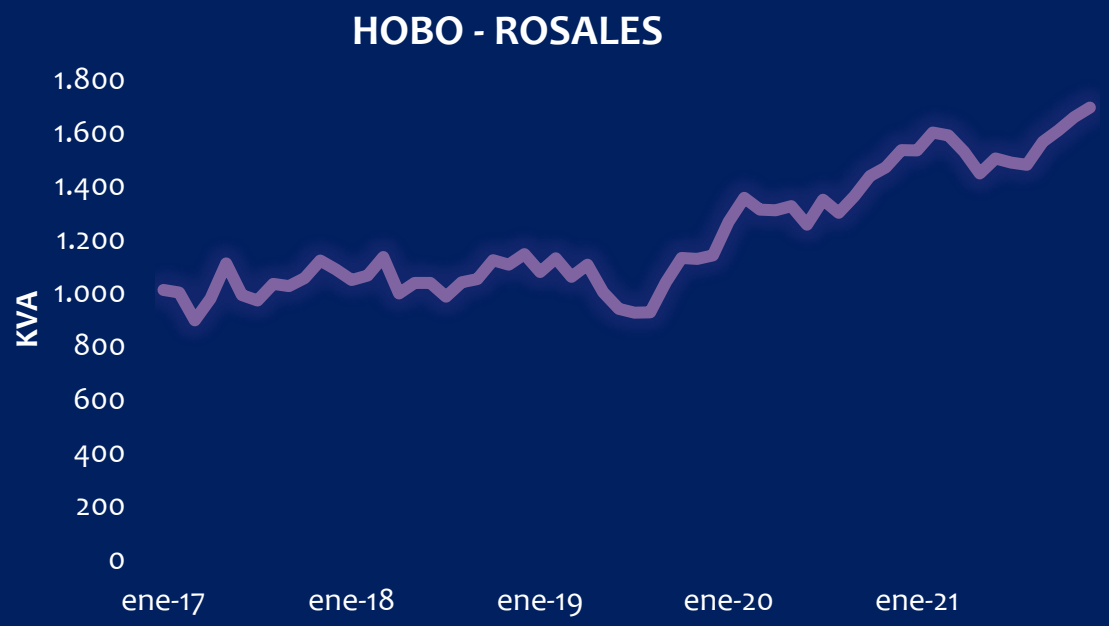


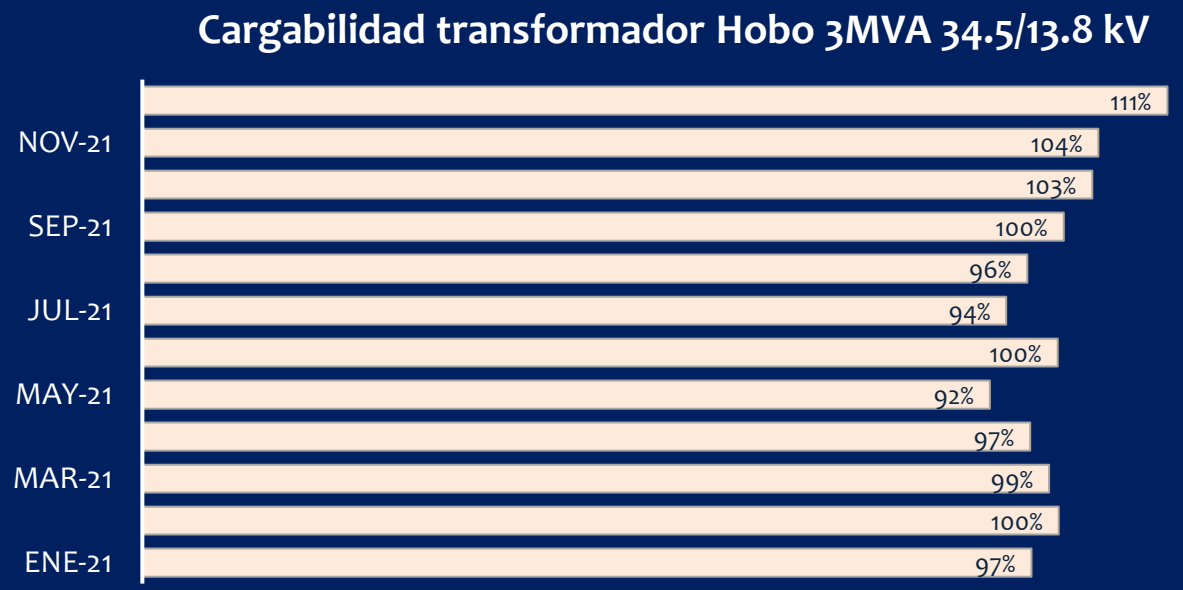
Periodos de mayor cargabilidad 19h-20h

Dadas las contingencias que se presentan en área con la subestación Altamira, en algunas ocasiones se ha requerido realizar transferencias de cargas por este transformador, presentado los mayores indicadores de cargabilidad mostrados en la grafica.

IDENTIFICACIÓN DE LA NECESIDAD

Compra de dos transformadores de potencia para renovación de equipos en las subestaciones de Pitalito y Hobo.
Plan de inversiones CREG 015/2018.





Hobo presenta altos índices de cargabilidad durante el ultima año. El crecimiento del consumo en los últimos 5 años se da principalmente sobre el alimentador Hobo – Rosales representando el 49% de la demanda total del transformador debido al aumento de la carga de usuarios de alto consumo.

Periodos de mayor cargabilidad 18h - 19h

JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PRESUPUESTO OTORGADO

Compra de dos transformadores de potencia para renovación de equipos en las subestaciones de Pitalito y Hobo.
Plan de inversiones CREG 015/2018.

Actualmente la autorización otorgada para la contratación del proyecto es de: **$4.282.974.787**
Mediante INVITACIÓN PÚBLICA A COTIZAR EHUI-SD-064-2022, se pretendió contratar la compra de los transformadores, sin embargo, aún cuando el valor de contratación se determinó mediante estudio de mercado, la invitación quedó desierta de acuerdo a las siguientes justificaciones analizadas:

1. Presupuesto oficial.
2. Formas de pago.
3. Clausula de Penal Pecuniaria e indemnidad.

En razón a lo anterior se realizó un nuevo estudio de mercados durante el mes de abril, donde se identificó el impacto en el precio de los equipos por la importación de materias primas producto del conflicto entre Ucrania y Rusia y los efectos macroeconómicos derivados de las medidas económicas.

JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PRESUPUESTO OTORGADO

Compra de dos transformadores de potencia para renovación de equipos en las subestaciones de Pitalito y Hobo.
Plan de inversiones CREG 015/2018.

Estudio de mercados							
Cotizaciones					**TRM 29/04/2022**	**TRM Pro. 1 año**	**TRM Max. 1 año**
Detalle	**Valor unitario (IVA incluido)**				$ 3.984,77	$ 3.842,62	$ 4.084,11
	ABB	***Siemens***	***WEG***	***Magnetrón***	**Promedio desestimando Valor Menor**		
Transformador de Potencia 5/ 6.25 MVA Inmerso en aceite vegetal KNAN/KNAF	$ 788.984.460	$ 858.717.935	$ 788.984.460	$ 601.521.200	$ 812.228.951	$ 783.254.873	$ 832.477.755
Transformador de Potencia 30/ 46 MVA Inmerso en aceite mineral ONAN/ONAF	$ 3.944.922.300	$ 7.023.555.602	$ 7.520.615.811	No cotizó	$ 7.272.085.706	$ 7.012.673.650	$ 7.453.378.226
					$ 8.084.314.658	**$ 7.795.928.524**	**$ 8.285.855.981**

JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PRESUPUESTO OTORGADO

Compra de dos transformadores de potencia para renovación de equipos en las subestaciones de Pitalito y Hobo.
Plan de inversiones CREG 015/2018.

Se contactaron 4 empresas fabricantes ABB, Siemens, WEG y Magnetron y se realizó estudio de TRM del ultimo año; Se resuelve establecer el valor de la contratación con el promedio de las ofertas recibidas aplicando el valor máximo de la TRM presentado en entre abril de 2021 y abril de 2022 Lo anterior dado que los precios actualmente de materias primas están fluctuando impredeciblemente. En razón a la diferencia tan considerable entre el menor y mayor valor, el promedio obtenido no considera el menor valor, con el fin de garantizar la participación de mas de un fabricante y que los resultados del estudio sean efectivos.

Presupuesto Autorizado	$	4.282.974.787
Presupuesto adicional solicitado	$	4.831.466.793
Presupuesto total para compra de equipos y adecuaciones civiles	**$**	**9.114.441.580**

Compra de dos transformadores de potencia para renovación de equipos en las subestaciones de Pitalito y Hobo. Plan de inversiones CREG 015/2018.

INCLUIDO EN:	DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL	TIEMPO DE PROCESO PRE-CONTRACTUAL (DIAS)	TIEMPO DE EJECUCIÓN (MESES)	INDICADORES ESTRATEGICOS
Plan estratégico Plan de compras	RUBRO No 3057502001051-proyecto resolución CREG 015 de 2018 – operativo **VALOR $9.114.441.580** **VIGENCIA 2022** $2.734.332.474 **VIGENCIA 2023** $6.380.109.106	45	11	Capacidad de Cobertura 8,00%

BENEFICIOS DE LA COMPRA

Compra de dos transformadores de potencia para renovación de equipos en las subestaciones de Pitalito y Hobo.
Plan de inversiones CREG 015/2018.

- Aumento en la capacidad de potencia en Nivel 3 de tensión:
  Estado actual 290 MVA → Proyección 311 MVA = Aumento del 8%
- Flexibilidad del sistema para atender transferencias de carga.
- Garantizar la confiabilidad del servicio a 22,12% de clientes

IMPACTO DE LA NO EJECUCIÓN DEL PROYECTO

Compra de dos transformadores de potencia para renovación de equipos en las subestaciones de Pitalito y Hobo.
Plan de inversiones CREG 015/2018.

- Incumplimiento en la ejecución del Plan de inversiones de EH para ejecución de los proyectos:
  - ID20170263 CAMBIO DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA 115/34.5 KV SUBESTACIÓN PITALITO
  - ID20170505 INSTALACIÓN DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN PARALELO S/E HOBO

- Riesgo en la disponibilidad del servicio por aumento de la demanda en la Zona Sur y norte del departamento. Vulnerabilidad de 76,951 clientes.

- Contingencias en la continuidad y confiabilidad del servicio por sobrecarga en transformadores de potencia.

- Aumento en las perdidas eficientes asociadas a los transformadores.

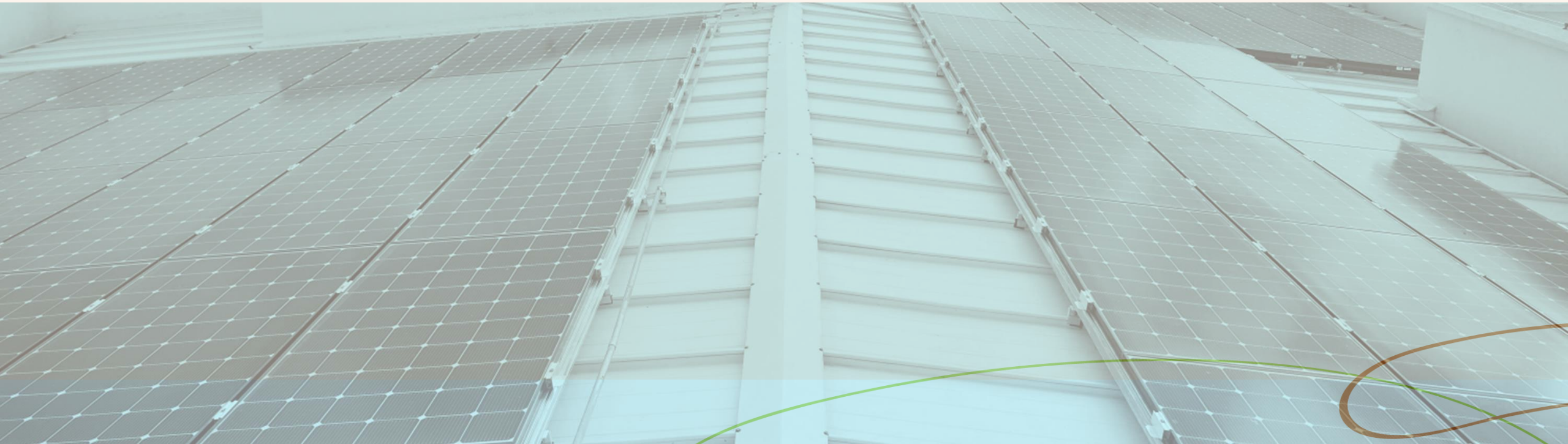
8. SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN DE CONTRATACIÓN SUPERIOR A 1.350 SMLMV.

a. Proyecto Altamira – La Plata línea 115kV.

Se solicita:

Autorización para contrato de obra superior a 1.350 SMLMV, para:

- Obra.
- Plan de Manejo Arqueológico, Plan de Manejo Ambiental y Plan de gestión social.



CRONOGRAMA FINALIZACIÓN DE LA OBRA PROYECTO LÍNEA ALTAMIRA - LA PLATA Y SUBESTACIONES ASOCIADAS

Levantamiento en terreno, Planeamiento y estructuración de pliegos

1 DE ABRIL AL 9 DE JUNIO

70 DÍAS

45 DÍAS

10 DE JUNIO AL 25 DE JULIO

Publicación de términos y adjudicación de contratos Línea y Subestaciones

Legalización de contratos y firma de acta de inicio

26 DE JULIO AL 29 DE JULIO

4 DÍAS

5 DÍAS

30 DE JULIO AL 3 DE AGOSTO

Inicio y replanteo de obras

Construcción y culminación de la obra - 4 meses *

4 DE AGOSTO AL 1 DE DICIEMBRE

120 DÍAS

29 DÍAS

2 DE DICIEMBRE AL 30 DE DICIEMBRE

Pruebas, puesta en servicio, RETIE y FPO proyecto

Ruta crítica: a. El tiempo de terminación de la obra depende de la adquisición de los equipos asociados a los servicios auxiliares de la subestación.

b. Elementos y materiales para la terminación de las torres de la línea de transmisión 115 kv.

FPO Línea Altamira La Plata- Artículo 25 Resolución CREG 024 de 2013



PROYECTO ALTAMIRA - LA PLATA 115 kV

Avance de obra

Costo

Inicial: $ 37.354.285.989

Final: $ 43.165.993.749

Avance facturado

$38.071.501.582

Total Avance: 88.2%

Tiempo

Inicial

Inicio: 15 / 07 / 19

Fin: 31 / 12 / 20

Días: 535

Final - con ampliación

Fin: 31 / 03 / 22

Días: 990

Total tiempo: 185%

Alcance

1. Línea 115 kV: 40 Km
2. Subestación: Construcción
   a. Segoviana: 115 / 34.5 kV
   b. Módulo SE Altamira: 115 kV



Avance %

1. Línea 115 kV (Km): 33 / 40 = 82.4%

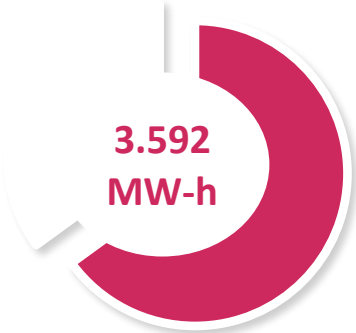
2 **Subestación**

a. Segoviana: 115 / 34.5 kV = 65%

b. Módulo SE Altamira: 115 kV = 70%

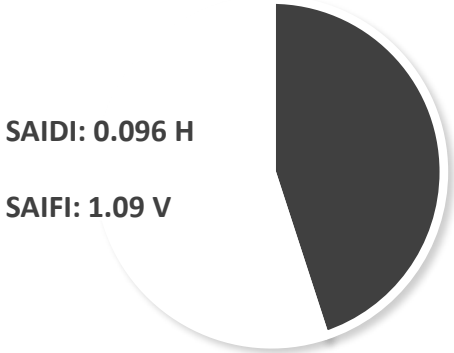
Total Avance: 74.3%

EFECTOS POR LA NO ENTRADA DEL PROYECTO



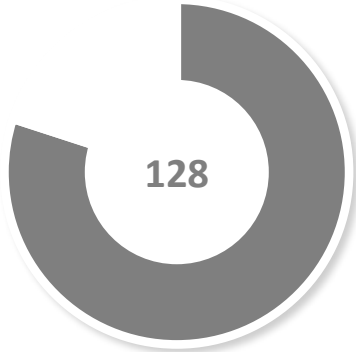
Pérdidas Energía / Año

*Costo de las Pérdidas Totales:
$ 1.098.151.430.88
* Componente G + T (tarifa Abril ElectroHuila 2022): $305,7



Calidad del Servicio

De acuerdo con los análisis realizados del SAIDI y SAIFI, se concluyó que la diferencia de SAIDI-SAIFI es de 0.0963654 y 1.0990902 respectivamente.



Cantidad de Fallas

Para el año 2021 en la zona occidente hubo 1.759 fallas, de las cuales 128 fallas se pudieron haber controlado con el proyecto Altamira-La Plata.

Posibles escenarios de culminación del proyecto

ESCENARIO OPTIMISTA

MME amplía FPO

Se autoriza el cambio de la FPO para 13/09/2021

Devolución de descuentos

Del 19/03/2021 al 13/09/2021
Valor de $ 1.292.145.237

FPO 2022

- Descuento aplicado desde el 13/09/2021 hasta 31/12/2022 Valor de $ 3.440.881.137
- Costo de oportunidad de 6.591 millones desde el 31/03/2021 hasta el 1/04/2022

ESCENARIO PESIMISTA

MME amplía FPO

Se autoriza el cambio de la FPO para 15/07/2021 aprobada por la UPME e interventoría

Devolución de descuentos

Del 19/03/2021 al 15/07/2021
Valor de $ 856.590.663

FPO 2023

- Descuento aplicado desde el 15/07/2021 hasta 30/06/2023 Valor de $ 5.190.358.677
- Costo de oportunidad de 13.078 millones desde el 31/03/2022 hasta el 1/04/2023

ESCENARIO INSALVABLE

MME NO amplía FPO

FPO 19/03/2021

XM aplica pólizas

FPO XM 31/05/2022.
Pago de la Garantía del proyecto $18,247,808,982

Obra sale a convocatoria UPME

- El proyecto se entrega a otro agente.
- Reconocimiento de activos, valor a marzo del 2022:

Línea: $ 15.556.011.649
S/E: $ 8.672.650.981
Total: $ 24.228.662.629

De $38.205.723.368 pagados – última acta parcial No.48

Proyecto Altamira – La Plata línea 115kV.

OBRA

INCLUIDO EN:	DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL	TIEMPO DE PROCESO PRE-CONTRACTUAL (DIAS)	TIEMPO DE EJECUCIÓN (MESES)
Plan estratégico 	RUBRO No 3057502001051- proyecto resolución CREG 015 de 2018 – operativo **VALOR $10.697.000.000**	45	5
Plan de compras			

PLAN DE MANEJO ARQUEOLÓGICO, PLAN DE MANEJO AMBIENTAL Y PLAN DE GESTIÓN SOCIAL.

OBJETIVO

Implementación del Plan de Manejo Arqueológico, Plan de Manejo Ambiental y Plan de gestión social del proyecto Línea 115 kV Altamira - La Plata y módulos asociados.

TIPO

Suministro de servicios.

JUSTIFICACIÓN DE LA CONTRATACIÓN

Para finalizar y dar cumplimiento a las compensaciones, obligaciones y actividades establecidas por el ICANH en el Plan de manejo arqueológico aprobado, adicionalmente lo dispuesto en las Resoluciones N° 2553 de 2017, N° 2713 de 2017 y N° 0556 de 2021 otorgadas por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y Licencia Ambiental N° 2699 de 2018 otorgada por la CAM, se requiere proceder a la contratación de las actividades pendientes de los Planes de Manejo Arqueológico, Ambiental y Social, y de esta manera lograr su culminación de manera satisfactoria ya que de esta manera de esta manera se evita que por el no cumplimiento se inicien procesos que puedan ocasionar algún tipo de sanciones.



PLAN DE MANEJO ARQUEOLÓGICO, PLAN DE MANEJO AMBIENTAL Y PLAN DE GESTIÓN SOCIAL.

ElectroHuila

Proyecto

Altamira – La Plata línea 115kV.

PLAN DE MANEJO ARQUEOLOGICO

(RESCATE Y MONITOREO)

90%

PLAN DE MANEJO AMBIENTAL

(GESTIÓN Y COMPENSACIÓN)

70%

PLAN DE GESTIÓN SOCIAL

(GESTIÓN Y COMPENSACIÓN)

20%

PLAN DE MANEJO ARQUEOLÓGICO, PLAN DE MANEJO AMBIENTAL Y PLAN DE GESTIÓN SOCIAL.

ElectroHuila

Proyecto

Altamira – La Plata línea 115kV.

PLAN DE MANEJO ARQUEOLOGICO
(RESCATE Y MONITOREO)

1. Monitoreo y rescate en obras complementarias

2. Actividades de laboratorio.

3. Elaboración del informe final para presentar ante el ICANH

PLAN DE MANEJO AMBIENTAL
(GESTIÓN Y COMPENSACIÓN)

1. Implementación del plan de restauración ecológica municipio de Tarqui.
2. Mantenimiento temporal de plantaciones.
3. Aprovechamientos forestales (Podas, talas y pagos por aprovechamiento)
4. Compensación del 1%
5. Cumplimiento de PMA, entrega de informes y cierre de licencia.
6. Obras civiles complementarias

PLAN DE GESTIÓN SOCIAL
(GESTIÓN Y COMPENSACIÓN)

1. Finalización de cumplimiento al 100% del plan de gestión social (Ejemplo: Entrega de materiales grupo de mujeres Rossa Coffe).

2. Cierre de compromisos adquiridos con propietarios de predios

PLAN DE MANEJO ARQUEOLÓGICO, PLAN DE MANEJO AMBIENTAL Y PLAN DE GESTIÓN SOCIAL.

ElectroHuila

Proyecto

Altamira – La Plata línea 115kV.

INCLUIDO EN:	DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL	TIEMPO DE PROCESO PRE-CONTRACTUAL (DIAS)	TIEMPO DE EJECUCIÓN (MESES)
Plan estratégico  Plan de compras	RUBRO No3057502001045 Línea Altamira – La Plata 115 y Subestación **VALOR $ 2,101,868,521**	45	4

PLAN DE MANEJO ARQUEOLÓGICO, PLAN DE MANEJO AMBIENTAL Y PLAN DE GESTIÓN SOCIAL.

ElectroHuila

Proyecto

Altamira – La Plata línea 115kV.

PRESUPUESTO DE TRABAJO POR COMPONENTE

COSTOS DE ACTIVIDADES REQUERIDAS PARA CUMPLIMIENTO DE COMPROMISOS AMBIENTALES, SOCIALES Y ARQUEOLÓGICOS		
Costos de Componente Arqueológico		$ 450,639,812
Costos de Componente Ambiental		$ 981,970,640
Costos de Componente Social		$ 199,782,000
SUBOTAL		$ 1,632,392,452
Administración	21%	$ 342,802,415
Imprevistos	3%	$ 48,971,774
Utilidades	4%	$ 65,295,698
Iva (Sobre utilidad)	19%	$ 12,406,183
COSTO TOTAL		$ 2,101,868,521

PLAN DE MANEJO ARQUEOLÓGICO, PLAN DE MANEJO AMBIENTAL Y PLAN DE GESTIÓN SOCIAL.

ElectroHuila

Proyecto

Altamira – La Plata línea 115kV.

ANALISIS GENERAL DE LOS PRECIOS DEL MERCADO

El valor estimado se calcula con el precio histórico pagado por ELECTROHUILA S.A. E.S.P. durante el año 2019, 2020, 2021 del Contrato de Obra N° 217/2019.

PLAN DE MANEJO ARQUEOLÓGICO, PLAN DE MANEJO AMBIENTAL Y PLAN DE GESTIÓN SOCIAL.

ElectroHuila

Proyecto

Altamira – La Plata línea 115kV.

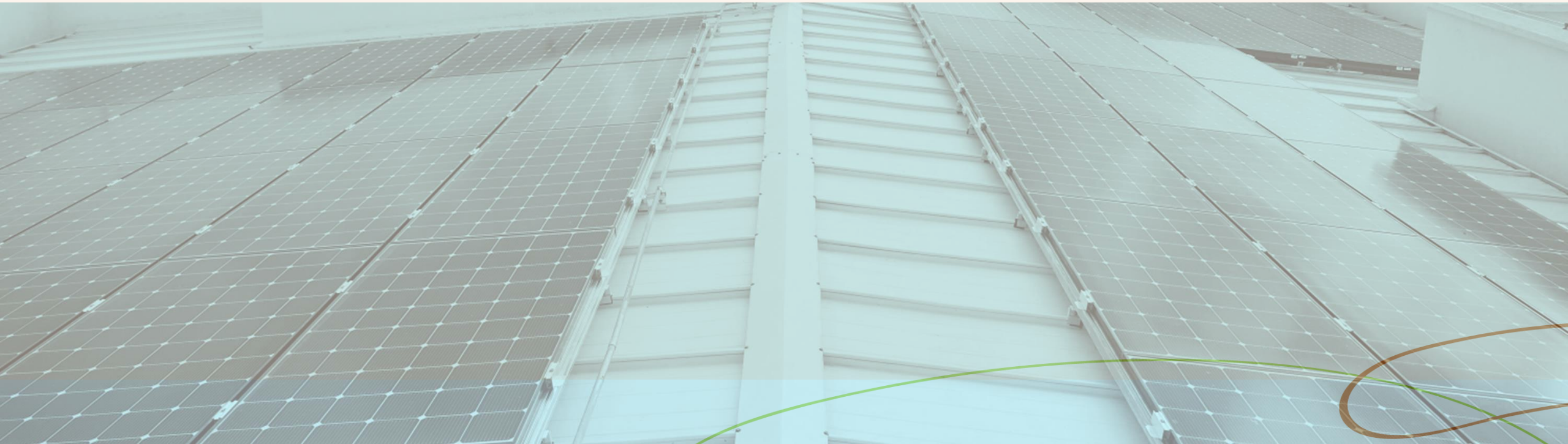
CONCLUSION

- La no finalización de las actividades y obligaciones frente a los componentes ambiental, social y arqueológico implicaría incumplimiento ante las autoridades como lo son el ICANH, Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible - MADS y Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM, lo cual podría ocasionar la imposición y ejecución de medidas preventivas y sanciones que sea aplicables según el caso, de conformidad con lo establecido en la Ley 1333 del 21 de julio de 2009 y la cancelación de Licencia Ambiental del proyecto.
- El no cumplimiento implicaría que la empresa sea sancionada y reportada ante el Registro Único de Infractores Ambientales RUIA, el cual no es positivo para futuras solicitudes de licencia ambiental.
- Se incluye en el presupuesto los valores asociados a las compensaciones de Plan de Inversión del 1% , obras civiles y plan de gestión social en su totalidad.
- Se requiere dar cumplimiento a los compromisos pactados con los propietarios de los predios o de lo contrario afectaría la imagen corporativa al no contar con los recursos.

Se solicita:

- Autorización para contrato de obra superior a 1.350 SMLMV, y
- Autorización de asunción de compromiso con cargo a periodos posteriores.

b. Proyecto PRONE GGC 649 de 2020 Barrio Alvaro Uribe Vélez – Neiva.



OBJETIVO

Realizar normalización redes eléctricas en media y baja tensión del Barrio Alvaro Uribe Vélez - Neiva, de acuerdo a los requerimientos de los contratos interadministrativos PRONE GGC 649 2020.

TIPO

Obra

JUSTIFICACIÓN DE LA CONTRATACIÓN

- Suscripción del contrato PRONE GGC 649 2020 con el Ministerio de Minas y Energía.
- Declaración desierta de dos licitaciones Publicas para contratar las OBRA.
- Incremento del costo de materiales en 2020, 2021 y 2022.
- Se realiza un estudio de mercado, en el que se identifica un mayor valor de los proyectos.



CRONOGRAMA DE OBRA

Proyecto PRONE GGC 649 de 2020 Barrio Alvaro Uribe Vélez – Neiva.

CRONOGRAMA DE OBRA 649-2020					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
c) Etapa 3 – Actividades de suministro y construcción de obras y Liquidación:					may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23
1	Actividades o ítems relevantes de suministro y construcción. (Desplegar las actividades de ejecución)	494	4/05/2022	10/09/2023																		
1,1	Instalación de redes de media tensión	200	4/05/2022	20/11/2022																		
1,2	Instalación de transformadores	90	20/11/2022	18/02/2023																		
1,3	Instalación de redes de baja tensión	150	8/02/2023	8/07/2023																		
1,4	Instalación de sistema de medida individual por usuario	90	19/05/2023	17/08/2023																		
1,5	Desarrollo de pruebas y puesta en servicio	8	17/08/2023	25/08/2023																		
1,5,1	Inspectoría RETIE	9	17/08/2023	26/08/2023																		
2	Acta de recibo de obras	15	26/08/2023	10/09/2023																		
3	Actas de liquidación de los contratos de interventoría, suministro y obra, según corresponda.	26	9/09/2023	5/10/2023																		

Proyecto PRONE GGC 649 de 2020 Barrio Alvaro Uribe Vélez – Neiva.

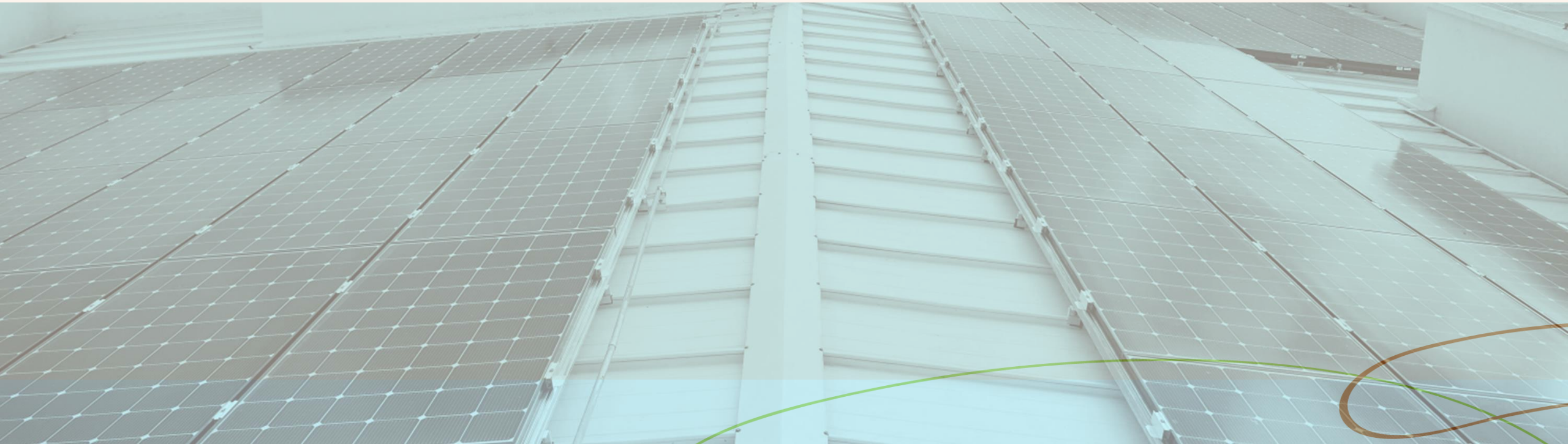
INCLUIDO EN:	DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL	TIEMPO DE PROCESO PRE-CONTRACTUAL (DIAS)	TIEMPO DE EJECUCIÓN (MESES)
Plan estratégico  Plan de compras	RUBRO No 03057501001064 Contrato PRONE GGC 649-2020 **VALOR $ 1.577.716.873** **353 NUEVOS USUARIOS** **VIGENCIA 2022** $473.315.061,9 **VIGENCIA 2023** $ 1.104.401.811,1	30	18

Se solicita:

- Autorización para contrato de obra superior a 1.350 SMLMV, y
- Autorización de asunción de compromiso con cargo a periodos posteriores.

Para la obra.

c. Proyecto FAER 488 de 2022 para 41 veredas del municipio de Suaza.



Proyecto FAER 488 de 2022 para 41 veredas del municipio de Suaza.

	OBJETIVO	TIPO	JUSTIFICACIÓN
OBRA	Ampliación y construcción redes eléctricas en media tensión y baja tensión en 41 veredas del Municipio de Suaza Departamento del Huila de acuerdo a los requerimientos del contrato interadministrativo FAER GGC 488 2022.	Obra	Clausula Decima – Obligaciones del Operador de Red, numeral 1 literal a, Contratar la construcción de la infraestructura objeto del proyecto.

CRONOGRAMA DE OBRA

Proyecto FAER 488 de 2022 para 41 veredas del municipio de Suaza.

CRONOGRAMA DE ENCARGO FIDUCIARIO FAER GGC 488-2022					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
					may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23	ene-24
1	Suscripción del Encargo Fiduciario.	30	4/05/2022	3/06/2022																					
1,1	a)Actividades previas a la contratación de Obra:	140	29/06/2022	16/11/2022																					
1,1,1	b) Etapa 2 – Actividades de contratación de obras	60	27/10/2022	26/12/2022																					
1,1,2	c) Etapa 3 – Actividades de suministro y construcción de obras y Liquidación:	330	26/12/2022	21/11/2023																					
1,1,3	d) Etapa 4 – Actividades de recibo y Terminación del contrato de Administración	70	21/11/2023	30/01/2024																					

Proyecto FAER 488 de 2022 para 41 veredas del municipio de Suaza.

OBRA

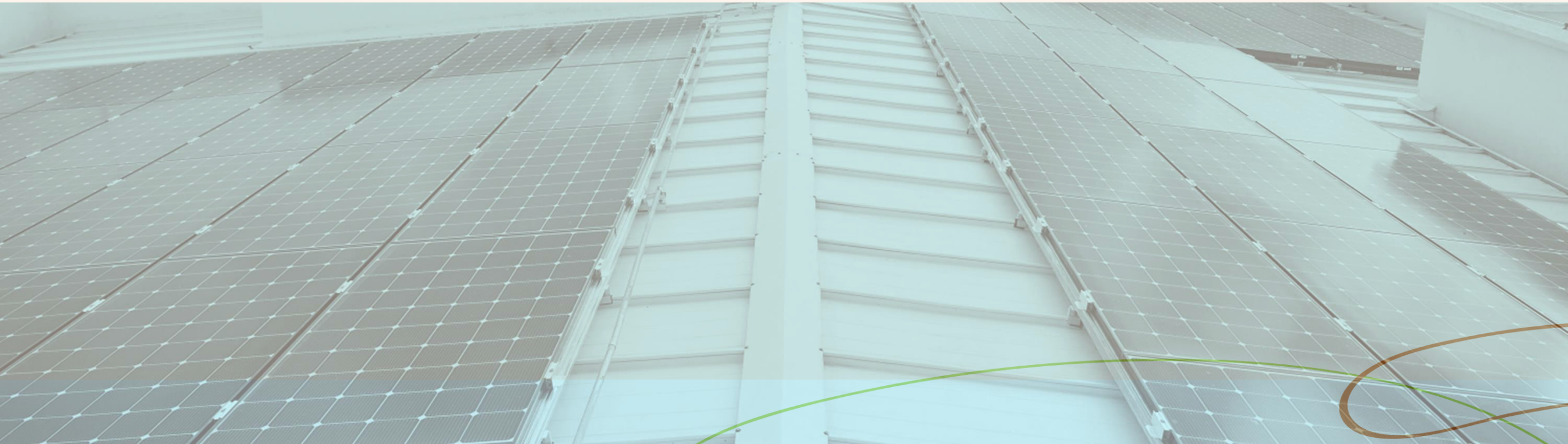
INCLUIDO EN:	DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL	TIEMPO DE PROCESO PRE-CONTRACTUAL (DIAS)	TIEMPO DE EJECUCIÓN (MESES)
Plan estratégico Plan de compras	Contrato FAER GGC 488-2022 **VALOR $16.750.519.244** **1,274 NUEVOS USUARIOS** **VIGENCIA 2022** $6.425.724.473 **VIGENCIA 2023** $10.324.794.810	30	36

9. SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN DE ASUNCION DE COMPROMISOS CON CARGO A PERIODOS POSTERIORES.

Se solicita:

- Autorización de asunción de compromiso con cargo a periodos posteriores para la constitución de un encargo fiduciario.

a. Proyecto PRONE GGC 649 de 2020 Barrio Alvaro Uribe Vélez – Neiva.



Proyecto PRONE GGC 649 de 2020 Barrio Alvaro Uribe Vélez – Neiva.

ENCARGO FIDUCIARIO

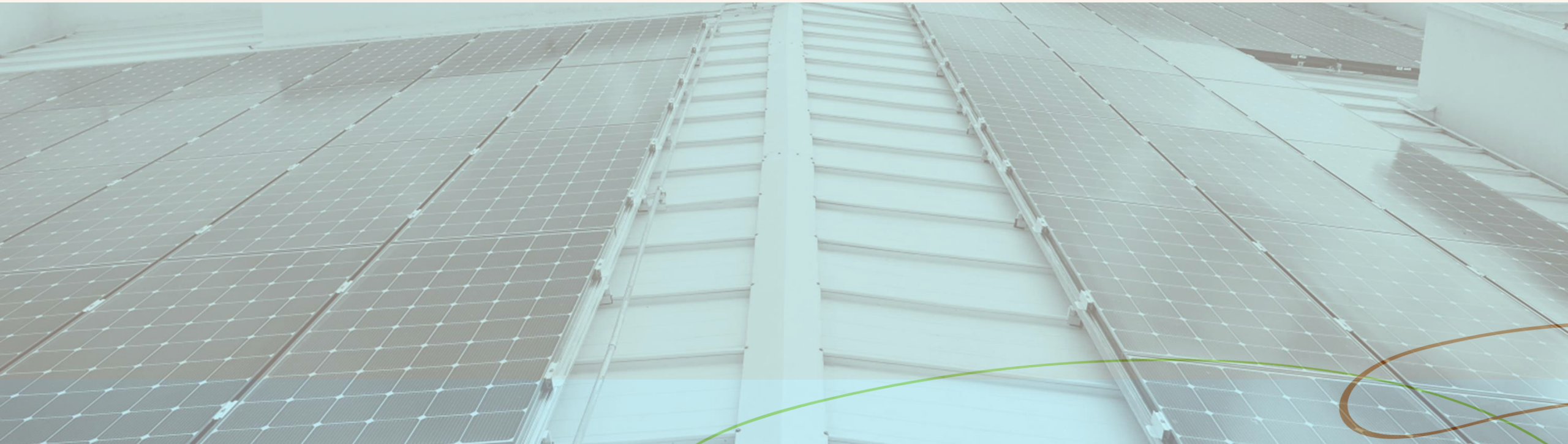
INCLUIDO EN:	DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL	TIEMPO DE PROCESO PRE-CONTRACTUAL (DIAS)	TIEMPO DE EJECUCIÓN (MESES)
Plan estratégico ✓	**VIGENCIA 2023*** $ 38.556.000,00	Ya contratado	12
Plan de compras			

* Este encargo fiduciario aplica para dos contratos PRONE (PRONE GGC 649 y PRONE GGC 655-2020)

Se solicita:

- Autorización de asunción de compromiso con cargo a periodos posteriores.

b. Proyecto PRONE GGC 655 de 2020 Barrios Esteban Rojas del municipio de Elías, Siglo XXI en el municipio de Neiva y Bellavista - Pacarní de la Inspección Pacarní del municipio de Tesalia.



OBJETIVO

Realizar normalización redes eléctricas en media y baja tensión de acuerdo a los requerimientos de los contratos interadministrativos PRONE GGC 655 2020.

TIPO

Obra

JUSTIFICACIÓN DE LA CONTRATACIÓN

- Suscripción del contrato PRONE GGC 655 2020 con el Ministerio de Minas y Energía.
- Declaración desierta de dos licitaciones Publicas para contratar las OBRA.
- Incremento del costo de materiales en 2020, 2021 y 2022.
- Se realiza un estudio de mercado, en el que se identifica un mayor valor de los proyectos.



CRONOGRAMA DE OBRA

Proyecto PRONE GGC 655 de 2020 Barrios Esteban Rojas del municipio de Elías, Siglo XXI en el municipio de Neiva y Bellavista - Pacarní de la Inspección Pacarní del municipio de Tesalia.

CRONOGRAMA DE OBRA 655-2020					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
c) Etapa 3 – Actividades de suministro y construcción de obras y Liquidación:					may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23
1	Actividades o ítems relevantes de suministro y construcción. (Desplegar las actividades de ejecución)	494	4/05/2022	10/09/2023																		
1,1	Instalación de redes de media tensión	200	4/05/2022	20/11/2022																		
1,2	Instalación de transformadores	90	20/11/2022	18/02/2023																		
1,3	Instalación de redes de baja tensión	150	8/02/2023	8/07/2023																		
1,4	Instalación de sistema de medida individual por usuario	90	19/05/2023	17/08/2023																		
1,5	Desarrollo de pruebas y puesta en servicio	8	17/08/2023	25/08/2023																		
1,5,1	Inspectoría RETIE	9	17/08/2023	26/08/2023																		
2	Acta de recibo de obras	15	26/08/2023	10/09/2023																		
3	Actas de liquidación de los contratos de interventoría, suministro y obra, según corresponda.	26	9/09/2023	5/10/2023																		

Proyecto PRONE GGC 655 de 2020 Barrios Esteban Rojas del municipio de Elías, Siglo XXI en el municipio de Neiva y Bellavista - Pacarní de la Inspección Pacarní del municipio de Tesalia.

OBRA

INCLUIDO EN:	DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL	TIEMPO DE PROCESO PRE-CONTRACTUAL (DIAS)	TIEMPO DE EJECUCIÓN (MESES)
Plan estratégico Plan de compras	RUBRO No 03057501001065 Contrato PRONE GGC 655-2020 **VALOR $ 288.716.163** **108 NUEVOS USUARIOS** **VIGENCIA 2022** $ 86.614.848,9 **VIGENCIA 2023** $ 202.101.314,1	30	18

Proyecto PRONE GGC 655 de 2020 Barrios Esteban Rojas del municipio de Elías, Siglo XXI en el municipio de Neiva y Bellavista - Pacarní de la Inspección Pacarní del municipio de Tesalia.

ENCARGO FIDUCIARIO

INCLUIDO EN:	DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL	TIEMPO DE PROCESO PRE-CONTRACTUAL (DIAS)	TIEMPO DE EJECUCIÓN (MESES)
Plan estratégico 	**VIGENCIA 2023*** $ 38.556.000,00	Ya contratado	12
Plan de compras			

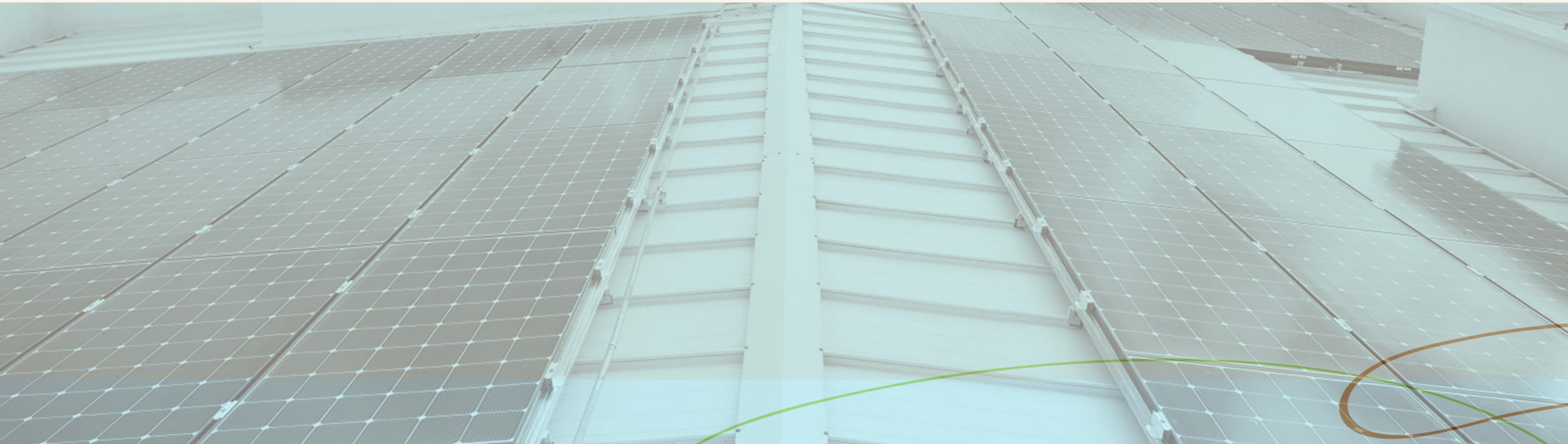
* Este encargo fiduciario aplica para dos contratos PRONE (PRONE GGC 649 y PRONE GGC 655-2020)

Se solicita:

Autorización de asunción de compromiso con cargo a periodos posteriores, para:

- Constitución de encargo fiduciario.
- Obra.
- Interventorías.

c. Proyecto PRONE GGC 503 de 2022 Barrios Brisas del Venado - Neiva.



Proyecto PRONE GGC 503 de 2022
Barrios Brisas del Venado - Neiva.

	OBJETIVO	TIPO	JUSTIFICACIÓN
1 **ENCARGO FIDUCIARIO**	Constitución de un ENCARGO FIDUCIARIO para el manejo de los recursos asignados del contrato PRONE 503 DE 2022- Brisas del Venado municipio de Neiva.	Servicio	Clausula Decima – Obligaciones del Operador de Red, numeral 1 literal a Suscripción del Encargo Fiduciario, Contrato PRONE GGC 503-2022.
2 **OBRA**	Realizar normalización Redes Eléctricas en Media y Baja Tensión del barrio Brisas del Venado del Municipio de Neiva de acuerdo a los requerimientos del contrato interadministrativo PRONE GGC 503 2022.	Obra	Clausula Decima – Obligaciones del Operador de Red, numeral 1 literal a, *Contratar la construcción de la infraestructura objeto del proyecto*
3 **INTERVENTORIA**	Prestar los servicios de interventoría técnica, jurídica, administrativo, ambiental, social, financiera, y contable al contrato de obra derivado del contrato interadministrativo PRONE GGC 503 de 2022celebrado entre la Nación – Ministerio de Minas y Energía y Electrohuila S.A. E.S.P. incluido el suministro de certificación RETIE, así como el apoyo a la ejecución del cronograma anexo 2 del contrato interadministrativo en mención.	Servicio	Clausula Decima – Obligaciones del Operador de Red, numeral 1 literal a, "iii *Suscripción del Contrato de interventoría*".

CRONOGRAMA DE OBRA

Proyecto PRONE GGC 503 de 2022
Barrios Brisas del Venado - Neiva.

CRONOGRAMA DE ENCARGO FIDUCIARIO					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Suscripción del Encargo Fiduciario					may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23
1	Suscripción del Encargo Fiduciario.(15 después de la firma del contrato)	**30**	**4/05/2022**	**3/06/2022**																		
1,1	a)Actividades previas a la contratación de Obra:	90	3/06/2022	1/09/2022																		
1,2	b) Etapa 2 – Actividades de contratación de obras	150	12/08/2022	9/01/2023																		
1,3	c) Etapa 3 – Actividades de suministro y construcción de obras y Liquidación:	200	9/01/2023	28/07/2023																		
1,4	d) Etapa 4 – Actividades de recibo y Terminación del contrato de Administración	90	28/07/2023	26/10/2023																		

Proyecto PRONE GGC 503 de 2022
Barrios Brisas del Venado - Neiva.

ElectroHuila

ENCARGO FIDUCIARIO

INCLUIDO EN:	DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL	TIEMPO DE PROCESO PRE-CONTRACTUAL (DIAS)	TIEMPO DE EJECUCIÓN (MESES)
Plan estratégico Plan de compras	Contrato PRONE GGC 503-2022 **VALOR $ 56.168.000** **VIGENCIA 2022** $ 20.825.000 **VIGENCIA 2023** $ 35.343.000	30	18

Proyecto PRONE GGC 503 de 2022
Barrios Brisas del Venado - Neiva.

OBRA

INCLUIDO EN:	DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL	TIEMPO DE PROCESO PRE-CONTRACTUAL (DIAS)	TIEMPO DE EJECUCIÓN (MESES)
Plan estratégico Plan de compras	Contrato PRONE GGC 503-2022 **VALOR $ 900.379.045** **169 NUEVOS USUARIOS** **VIGENCIA 2022** $ 270.113.713,50 **VIGENCIA 2023** $ 630.265.331,50	30	20

Proyecto PRONE GGC 503 de 2022
Barrios Brisas del Venado - Neiva.

ElectroHuila

INTERVENTORIAS

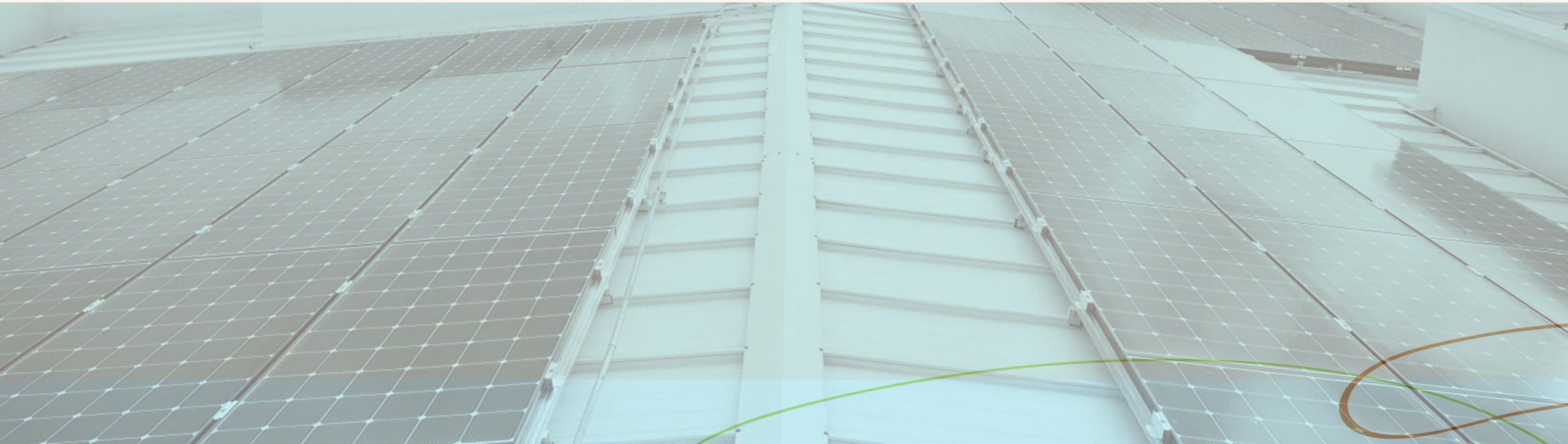
INCLUIDO EN:	DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL	TIEMPO DE PROCESO PRE-CONTRACTUAL (DIAS)	TIEMPO DE EJECUCIÓN (MESES)
Plan estratégico ✓ Plan de compras	Contrato PRONE GGC 503-2022 **VALOR $ 57.624.259.** **VIGENCIA 2022** $ 23.049.703,60 **VIGENCIA 2023** $ 34.574.555,40	30	20

Se solicita:

Autorización de asunción de compromiso con cargo a periodos posteriores, para:

- Constitución de encargo fiduciario.
- Interventorías.

d. Proyecto FAER 488 de 2022 para 41 veredas del municipio de Suaza.



Proyecto FAER 488 de 2022 para 41 veredas del municipio de Suaza.

	OBJETIVO	TIPO	JUSTIFICACIÓN
1	**ENCARGO FIDUCIARIO** Constitución de un ENCARGO FIDUCIARIO para el manejo de los recursos asignados del contrato FAER 488 DE 2022- Municipio de Suaza.	Servicio	Clausula Decima – Obligaciones del Operador de Red, numeral 1 literal a Suscripción del Encargo Fiduciario, Contrato PRONE GGC 503-2022.
2	**INTERVENTORIA** Prestar los servicios de interventoría técnica, jurídica, administrativo, ambiental, social, financiera, y contable al contrato de obra derivado del contrato interadministrativo FAER GGC 488 de 2022 celebrado entre la Nación – Ministerio de Minas y Energía y Electrohuila S.A. E.S.P. incluido el suministro de certificación RETIE, así como el apoyo a la ejecución del cronograma anexo 2 del contrato interadministrativo en mención	Servicio	Clausula Decima – Obligaciones del Operador de Red, numeral 1 literal a, “iii Suscripción del Contrato de interventoría”.

CRONOGRAMA DE OBRA

Proyecto FAER 488 de 2022 para 41 veredas del municipio de Suaza.

CRONOGRAMA DE ENCARGO FIDUCIARIO FAER GGC 488-2022					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
					may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23	ene-24
1	Suscripción del Encargo Fiduciario.	30	4/05/2022	3/06/2022																					
1,1	a)Actividades previas a la contratación de Obra:	140	29/06/2022	16/11/2022																					
1,1,1	b) Etapa 2 – Actividades de contratación de obras	60	27/10/2022	26/12/2022																					
1,1,2	c) Etapa 3 – Actividades de suministro y construcción de obras y Liquidación:	330	26/12/2022	21/11/2023																					
1,1,3	d) Etapa 4 – Actividades de recibo y Terminación del contrato de Administración	70	21/11/2023	30/01/2024																					

Proyecto FAER 488 de 2022 para 41 veredas del municipio de Suaza.

ENCARGO FIDUCIARIO

INCLUIDO EN:	DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL	TIEMPO DE PROCESO PRE-CONTRACTUAL (DIAS)	TIEMPO DE EJECUCIÓN (MESES)
Plan estratégico ✓	Contrato FAER GGC 488-2022 **VALOR $56.406.000**	30	18
Plan de compras	**VIGENCIA 2022** $ 17.850.000 **VIGENCIA 2023** $ 38.556.000		

Proyecto FAER 488 de 2022 para 41 veredas del municipio de Suaza.

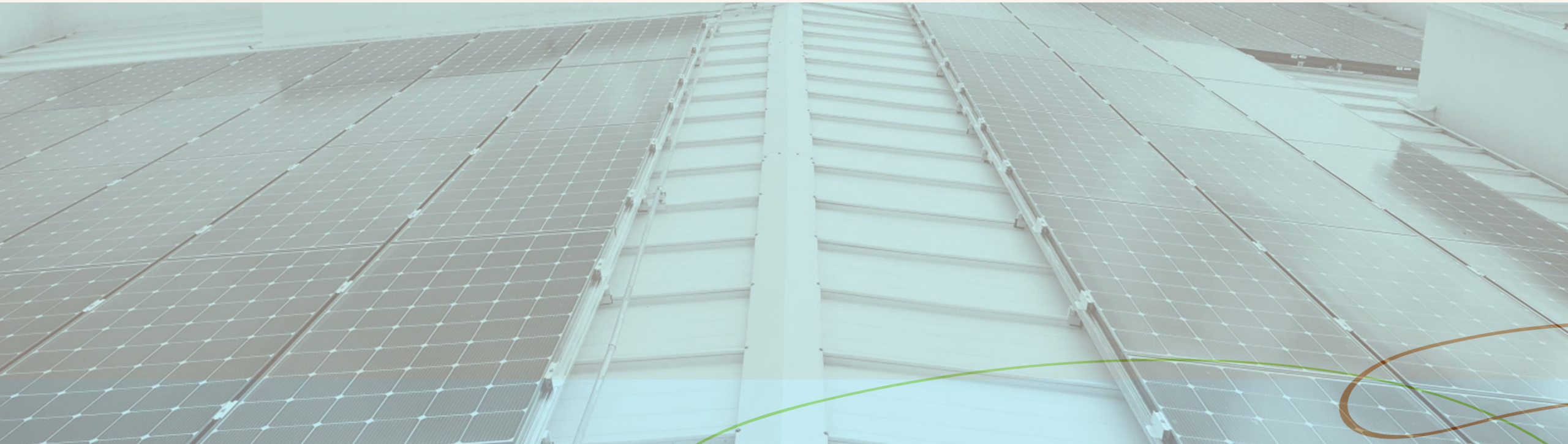
INTERVENTORIAS

INCLUIDO EN:	DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL	TIEMPO DE PROCESO PRE-CONTRACTUAL (DIAS)	TIEMPO DE EJECUCIÓN (MESES)
Plan estratégico Plan de compras	Contrato FAER GGC 488-2022 **VALOR $ 1.071.939.247** **1,274 NUEVOS USUARIOS** **VIGENCIA 2022** $321.581.774,10 **VIGENCIA 2023** $ 750.357.472,90	30	36

Se solicita:

Autorización de asunción de compromiso con cargo a periodos posteriores.

e. Auditoria externa de gestión y resultados.



JUSTIFICACION

Auditoria externa de gestión y resultados.

El contrato de suministro de servicios N° 262 de 2020 celebrado con la firma NEXIA MONTES GÓMEZ & ASOCIADOS S.A.S., cuyo objeto es el suministro de servicios para la Auditoría Externa de Gestión y Resultados para la ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P., **vigente desde agosto 27 de 2020, tiene como fecha de finalización el próximo 26 de julio de 2022.**

Por lo anterior se hace necesario para la Compañía adelantar el nuevo proceso de contratación de estos servicios para **un nuevo periodo de dos (2) años, comprendido entre el 1° de agosto de 2022 y el 31 de julio de 2024**, en virtud de lo establecido en la ley 689 de 2001 articulo 6 (que modifica el artículo 51 de la ley 142 de 1994), disposición ésta que es de obligatorio cumplimiento.

"ARTÍCULO 6.- Modificase el artículo 51 de la Ley 142 de 1.994, el cual quedará así: ARTICULO 51.- AUDITORIA EXTERNA. Independientemente del control interno, todas la Empresas de Servicios Públicos están obligadas a contratar una auditoría externa de gestión y resultados permanente con personas privadas especializadas… Parágrafo 1.- Las empresas de servicios públicos celebrarán los contratos de auditoría externa de gestión y resultados con personas jurídicas privadas especializadas por periodos mínimo de un año…".

Conforme a lo normado en la Ley 142 de 1994, Artículo 51, "… Cuando una empresa de servicios públicos domiciliarios quiera cambiar a sus auditores externos, deberá solicitar permiso a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD, informándole sobre las causas que la llevaron a esa decisión…", y dado que Electrohuila no ha manifestado a dicho ente de vigilancia y control su interés de que la auditoría externa sea efectuada por una persona jurídica distinta a la que actualmente ejerce esta función, se entiende que la contratación de estos servicios debe efectuarse con la firma NEXIA MONTES GÓMEZ & ASOCIADOS S.A.S.

Para dicho propósito se requiere que la Junta Directiva mediante ACUERDO apruebe los correspondientes recursos para los periodos posteriores 2023 y 2024, por valor de $110.342.628,00 y $67.069.926,00 respectivamente con cargo al rubro presupuestal 03051201001211 que corresponde al rubro HONORARIOS ADMINISTRATIVO.

El valor total proyectado para la contratación de los servicios requeridos es de $220.340.749,00, del cual la suma de $42.928.195,00 corresponde al periodo actual 2022.

JUSTIFICACION

Auditoria externa de gestión y resultados.

Para determinar la proyección del presupuesto para los servicios requeridos se procedió así:

1. Para el periodo 2022 se tomó como referencia el valor mensual que se venía pagando en 2021 igual a $8.128.800,00, valor sobre el cual se aplicó un incremento equivalente al IPC real certificado por el DANE de 5,62% a diciembre 31 de 2021, obteniendo un valor mensual de $8.585.639,00.

2. Para el periodo 2023 se toma como referencia el valor mensual que se viene pagando en 2022 igual a $8.585.639,00, valor sobre el cual se aplica un incremento equivalente a un IPC estimado del 7,1% a diciembre 31 de 2022, obteniendo un valor mensual de $9.195.219,00.

3. Finalmente para el periodo 2024 se toma como referencia el valor mensual proyectado para 2023 igual a $9.195.219,00, valor sobre el cual se aplica un incremento equivalente a un IPC estimado del 4,8% a diciembre 31 de 2023, obteniendo un valor mensual de $9.581.418,00.

Lo anterior en consideración a lo establecido en el Reglamento de contratación No. 7 de mayo 28 de 2021, ARTÍCULO DÉCIMO PRIMERO. SONDEO DE MERCADO. ELECTROHUILA S.A. E.S.P. antes de iniciar un proceso de contratación deberá solicitar mínimo tres cotizaciones que le que le permitan sondear el mercado para establecer el presupuesto oficial, de lo cual dejará el respectivo registro. Así mismo, podrá acudir a otros medios que permitan estimarlo objetivamente, tales como precios históricos actualizados y precios de referencia.

NOTA: En septiembre de 2021 dentro del ejercicio de proyección del presupuesto requerido mediante el oficio 01-GG-006700-I-2021 emitido por la Gerencia General, para el periodo 2022 - 2025 se indicaba considerar un IPC del 4%, sin embargo como es conocido el IPC real para 2022 fue de 5,62% y conforme al Informe de Política Monetaria del Banco de la República de abril 2022, la proyección del IPC para 2023 y 2024, se estima en la franja del 7,1% al 4,8%, porcentajes considerados en este ejercicio para los periodos 2023 y 2024 respectivamente. Por esta razón los valores proyectados en septiembre de 2021 para 2023 y 2024 fueron $105.505.321,00 y $54.862.767,00, valores un poco inferiores a los actualizados a la fecha, considerando para 2024 un ajuste de un (1) mes por desviación en la proyección inicial.

"...Así, al finalizar 2022 la inflación terminaría alrededor del 7,1 % para luego descender al 4,8 % en 2023.". - Fuente: Informe de Política Monetaria - Abril 2022 del Banco de la República.

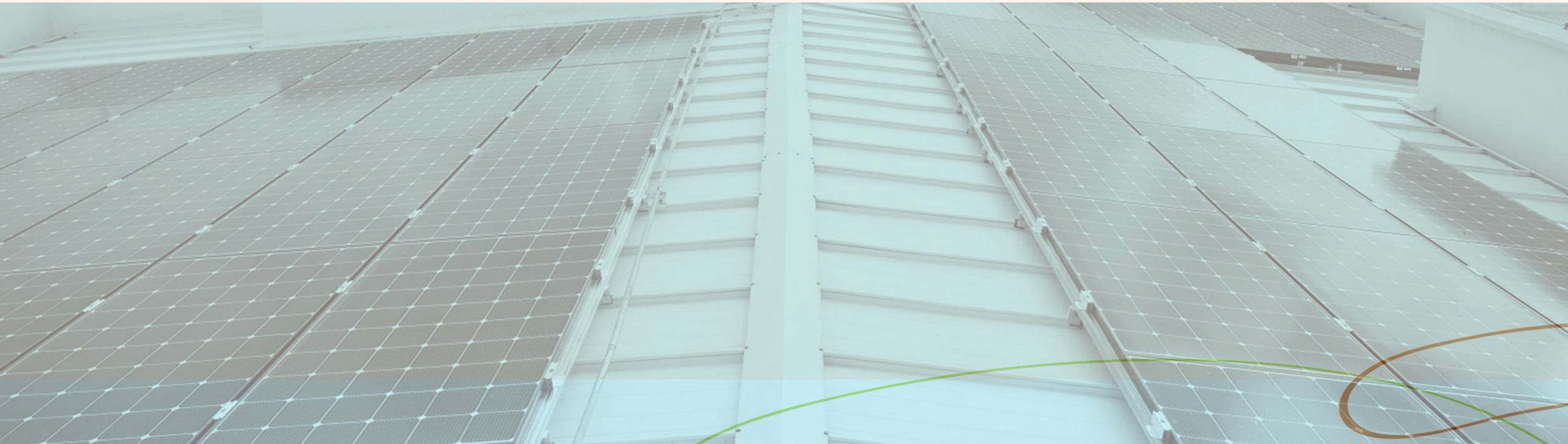
JUSTIFICACION

Auditoria externa de gestión y resultados.

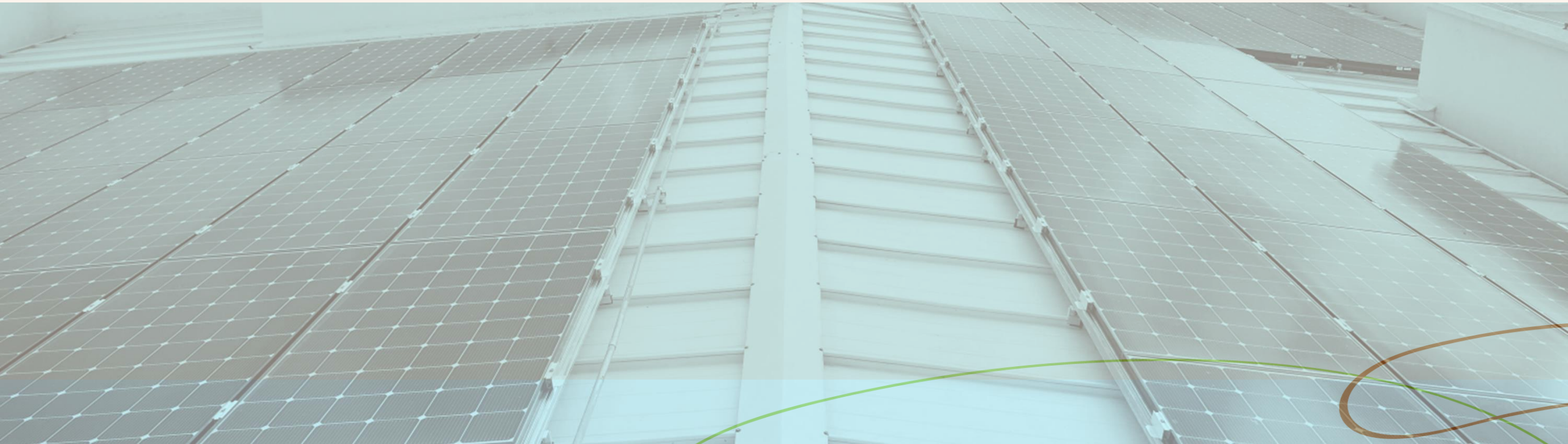
VALORES PROYECTADOS - NUEVO CONTRATO						
ÍTEM	**DETALLE y PERIODO**	**UNIDAD**	**CANTIDAD**	**AÑO**	**VALOR MES IVA INCLUIDO**	**VALOR PARCIAL IVA INCLUIDO**
1	CONTRATO DE SUMINISTRO DE SERVICIOS DE AUDITORÍA EXTERNA DE GESTIÓN Y RESULTADOS DEL **1°-AGOSTO-2022 AL 31-DICIEMBRE-2022.**	Mes	5	2022	$ 8.585.639,00	$ 42.928.195,00
2	CONTRATO DE SUMINISTRO DE SERVICIOS DE AUDITORÍA EXTERNA DE GESTIÓN Y RESULTADOS DEL **1°-ENERO-2023 AL 31-DICIEMBRE-2023.**	Mes	12	2023	$ 9.195.219,00	**$ 110.342.628,00**
3	CONTRATO DE SUMINISTRO DE SERVICIOS DE AUDITORÍA EXTERNA DE GESTIÓN Y RESULTADOS DEL **1°-ENERO-2024 AL 31-JULIO-2024.**	Mes	7	2024	$ 9.581.418,00	**$ 67.069.926,00**
VALOR TOTAL PROYECTADO IVA INCLUIDO						**$ 220.340.749,00**

10. PROYECTO AMI.

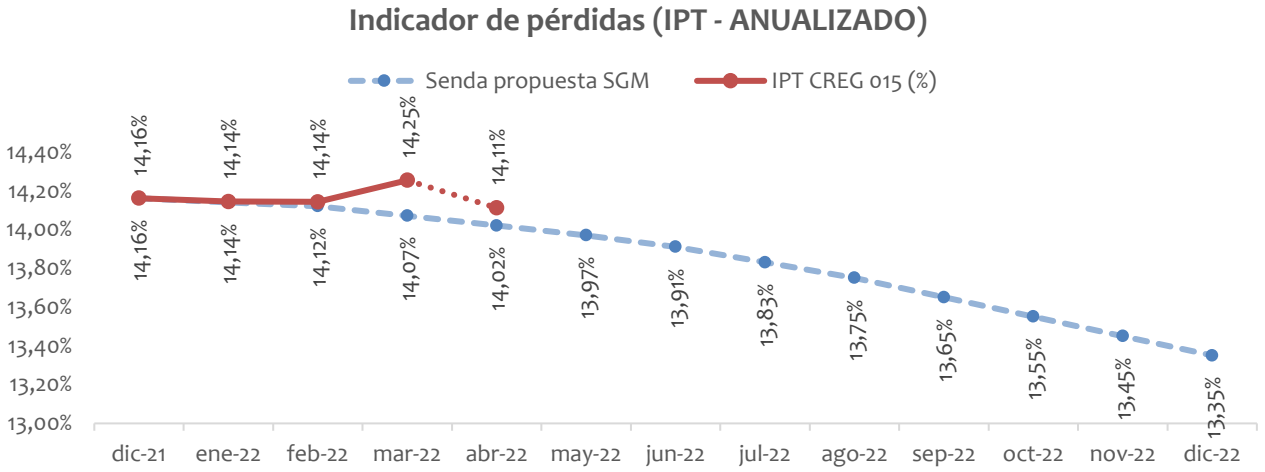
Presentación de premisas de negocio.



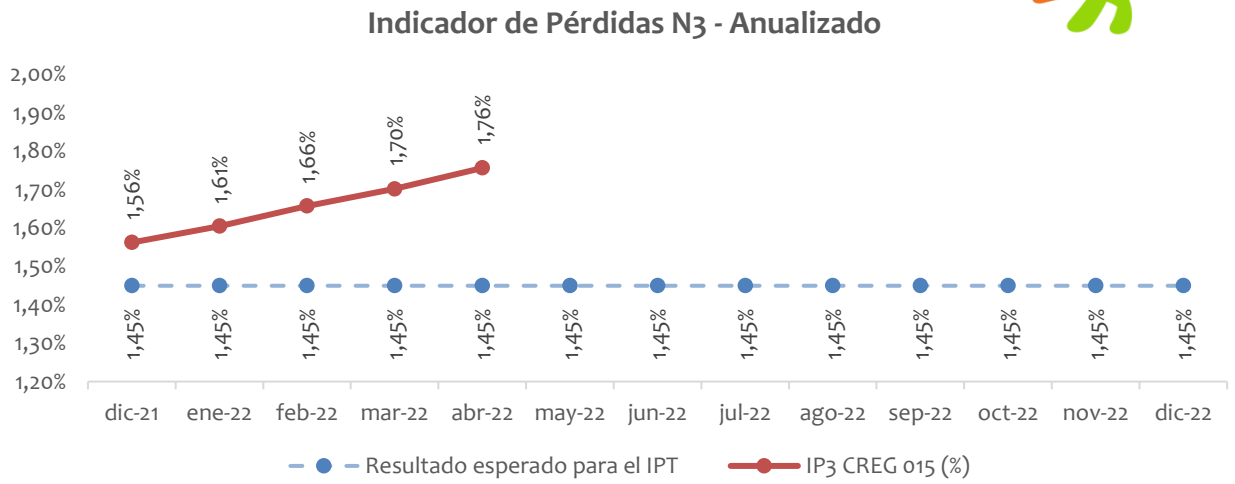
Índice de perdidas de energía.



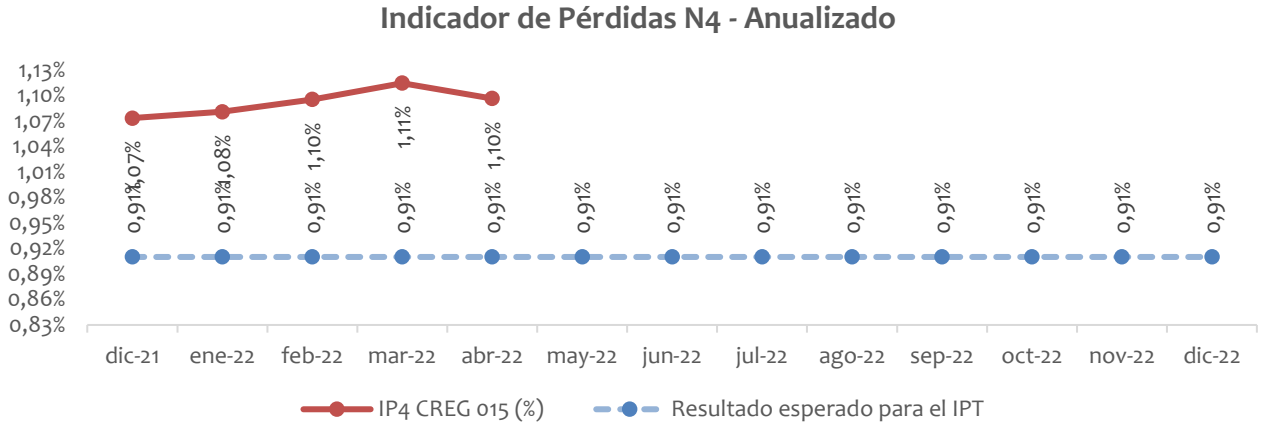
Índice de pérdidas totales por nivel de tensión



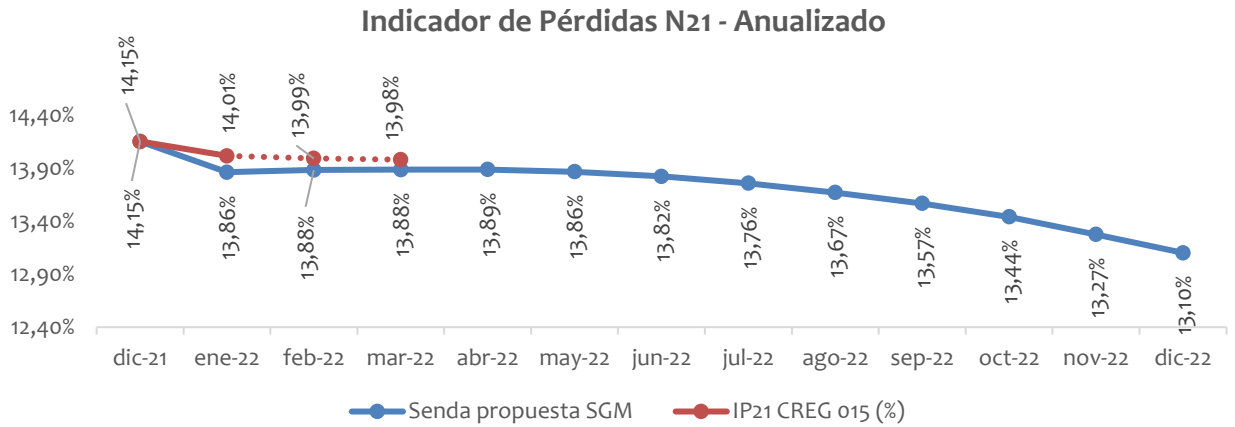
- El índice de perdidas totales (14,11%) es la suma de perdidas técnicas y no técnicas. Las pérdidas No Reconocidas representa un valor de $1.185.608.174 (3.473.133 kWh) mes.
- Mes proyectado con versión TXR - Ventas de 31 días y entradas de 30 días.



- En nivel 3 aumenta anualizado porque salen los efectos de alpujarra (Se espera un 1.85% cuando ya se normalice, equivalente a las pérdidas técnicas). Las pérdidas técnicas aumentaron por maniobras (potrerillos).

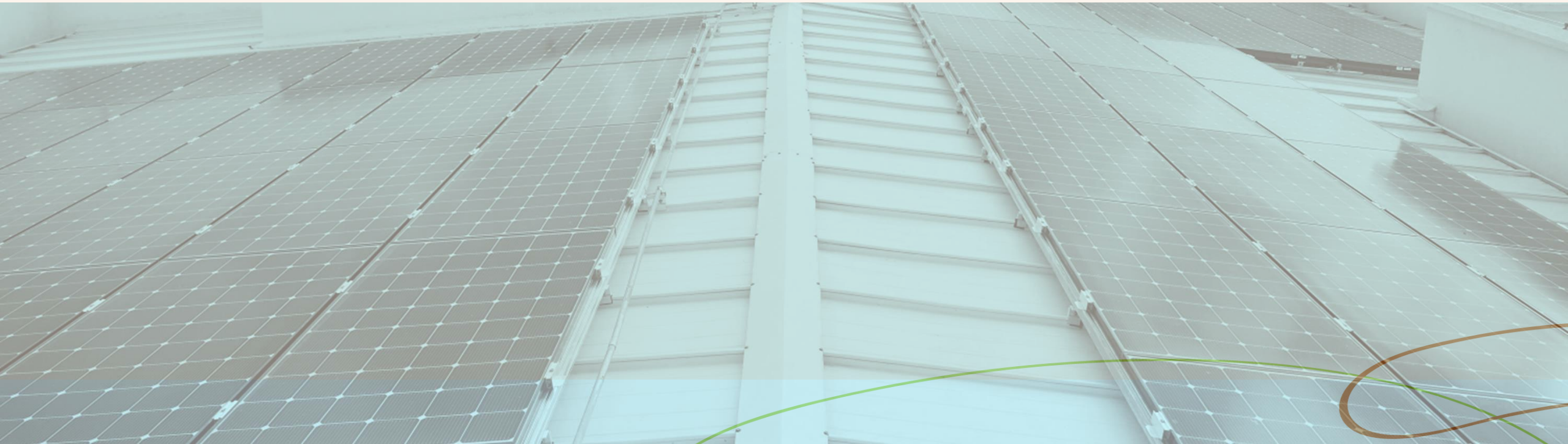


- En nivel 4 las pérdidas por exportaciones en abril disminuyeron contra el mes anterior, pero siguen siendo altas. (12 días de 30 contra 16 de 31 días).



- En nivel 21 el último mes cerrado con suplencias es enero 2022, febrero y marzo no tienen suplencias (están proyectados) (Marzo con ventas de 28 días y entradas de 31 días).

Presentación de premisas de negocio.



❑ CONTEXTO

- Resolución 40072-2018: Obligatoriedad de migración a sistemas AMI antes del 2030*
- Smart Grids Colombia Visión 2030: Visión y marco tecnológico para la interoperatividad de las ciudades súper conectadas.
- Resolución 101001-2022: Condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada AMI

❑ BENEFICIOS ESPERADOS

- Facilitar esquemas de eficiencia energética, respuesta de la demanda y modelos de tarificación horaria y/o canastas de tarifa.
- Incorporación de autogeneración, almacenamiento, gen distribuida y movilidad eléctrica.
- Mejorar la calidad del servicio.

❑ BENEFICIOS ESPERADOS

- Dinamizar la competencia en la comercialización minorista de energía eléctrica.
- Gestionar la reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas
- Reducción del pico de carga máxima

❑ BENEFICIOS ESPERADOS

- Aumento en la normalización de usuarios que genera mayores ventas de energía
- Mejora los Indicadores SAIDI (Tiempo Total Promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico)
- Mejora los Indicadores SAIFI (Frecuencia promedio de las interrupciones por usuarios del sistema eléctrico)

❑ BENEFICIOS ESPERADOS

- Afloramiento de energía en sectores donde se implementa la solución tecnológica.
- Utilización de infraestructura de telecomunicaciones existente.
- Energía prepago ON NET.

❑ ENTRADAS DEL MODELO

ARTOSA
INGENIERÍA S.A.S

- Cantidad de usuarios reportados.
- Fronteras comerciales.
- Pérdidas totales: técnicas y no técnicas.
- Caracterización de usuarios.
- Promedios del programa de SCR

❑ ENTRADAS DEL MODELO

ELECTROHUILA - NÚMERO USUARIOS			
AÑO	2019	2020	2021
TOTAL USUARIOS	399.424	408.993	420.697
INCREMENTO (%)		2,3%	2,8%

USUARIOS SECTOR ECONÓMICO		
Estrato	Cantidad	Distribución
1	159 718	41,09%
2	181 288	46,64%
3	34 425	8,86%
4	10 833	2,79%
5	2 248	0,58%
6	170	0,04%

❑ ENTRADAS DEL MODELO

UBICACIÓN DE USUARIOS MR Y MNR			
RURAL	134.216	135.830	140.182
URBANO	265.460	273.523	280.925
TOTAL USUARIOS	399.676	409.353	421.107

FRONTERAS COMERCIALES		
MEDIDA DIRECTA	418.153	99,61%
MEDIDA SEMIDIRECTA	1.287	0,31%
MEDIDA INDIRECTA	369	0,09%
TOTAL	419.809	
USUARIOS TELEMEDIDOS	473	0,11%

❑ ENTRADAS DEL MODELO

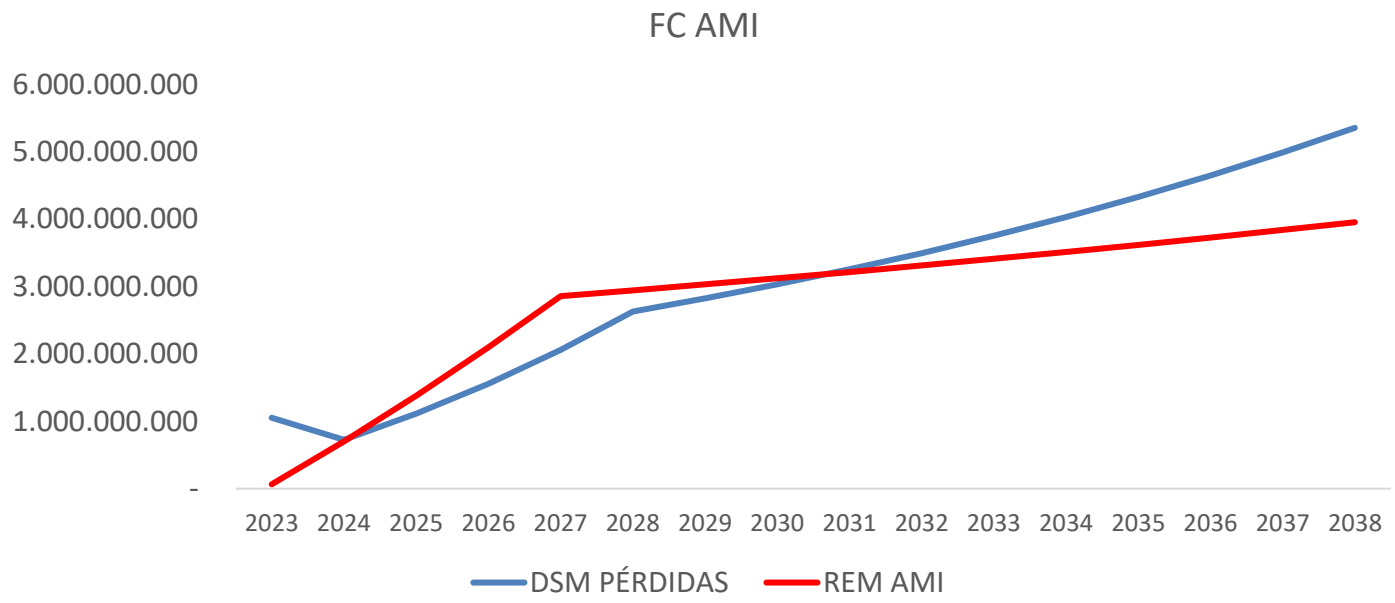
Pérdidas ELECTROHUILA					
% de pérdidas	#trafos	Cantidad de usuarios	kWh/mes pérdidas	Valor kWh	Valor en pérdidas
Pérdidas mayores al 25%	1.562	29.621	2.855.053	628,23	1.793.629.896
Pérdidas mayores al 20%	1.835	38.050	2.855.053	628,23	1.793.629.896
Pérdidas mayores al 15%	2.336	56.056	2.855.482	628,23	1.793.899.407
Pérdidas menores o iguales a cero	3.370	127.678	11.728.865	628,23	- 7.368.425.079

❑ ENTRADAS DEL MODELO

Pérdidas ELECTROHUILA					
% de pérdidas	#trafos	Cantidad de usuarios	kWh/mes pérdidas	Valor kWh	Valor en pérdidas
Pérdidas mayores al 25%	1.562	29.621	2.855.053	628,23	1.793.629.896
Pérdidas mayores al 20%	1.835	38.050	2.855.053	628,23	1.793.629.896
Pérdidas mayores al 15%	2.336	56.056	2.855.482	628,23	1.793.899.407
Pérdidas menores o iguales a cero	3.370	46.444	-4.266.478	628,23	-2.680.329.692
Totales de modelo		102.500	7.121.960	628,23	4.474.229.098

❑ RESULTADOS

MODELO DE INVERSIONISTA EXTERNO

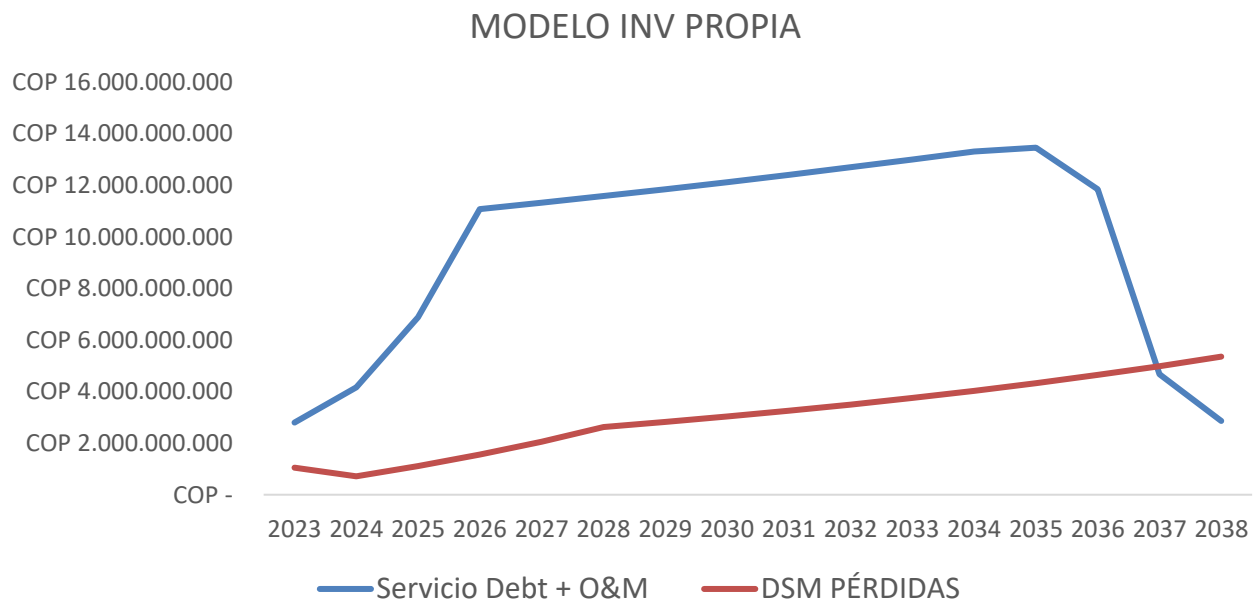


El valor converge en un rango entre COP 24.460 y 24.760

Tasa: 13% IPP e IPC fuente vbles macro económicas Banrep

❑ RESULTADOS

MODELO INVERSIÓN PROPIA



- Entrega un VPN negativo para 30, 50 y 100 mil usuarios.

Tasa: 15% IPP e IPC fuente vbles macro económicas Banrep

11. SOCIALIZACIÓN DE RESULTADO DE CONSULTORÍA SOBRE PRÁCTICAS DE GOBIERNO CORPORATIVO, GÉNERO Y FINANZAS VERDES DEL MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO.

12. PROPOSICIONES Y VARIOS.