

1 IDENTIFICADOR DEL PRESTADOR

1.1 Nombre o razón social: EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA – ENELAR ESP

1.2 NIT: 892099499 - 3

1.3 ID (SUI - RUPS): 599

1.4 Servicio público domiciliario (SPD) prestado objeto de la vigilancia o inspección:
Energía Eléctrica.

1.5 Actividad del SPD objeto de la vigilancia o inspección: Distribución y Comercialización.

1.6 Fecha de inicio de operación en la actividad a vigilar o inspeccionar: 13 de diciembre de 1985.

2 IDENTIFICACIÓN DE LA ACCIÓN DE VIGILANCIA E INSPECCIÓN REALIZADA:

2.1 Año del programa al que pertenece la acción:

2.2 Clase acción: Vigilancia Inspección

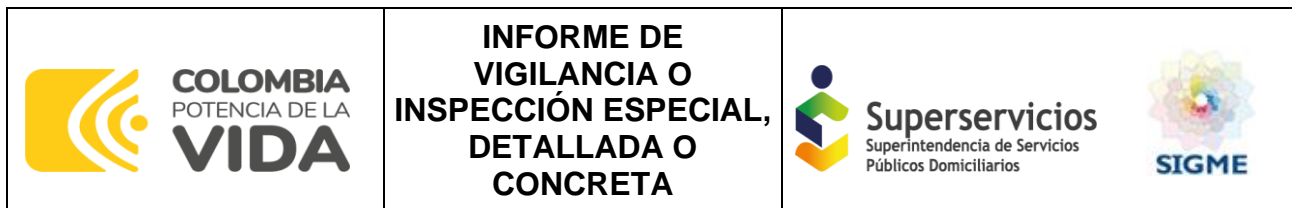
2.3 Motivo de la acción: Especial Detallada Concreta

2.4 Origen causal de la acción: Clasificación de nivel de riesgo Perfilamiento de riesgo Evaluación de Gestión y Resultados Monitoreo de planes Denuncia ciudadana (Petición de interés general) Otros

2.5 Ubicaciones físicas o virtuales objeto de la acción:

3 DELIMITACIÓN DEL MARCO DE EVALUACIÓN

3.1 Criterios evaluados: Aspectos administrativos, financieros, técnicos, comerciales, reglas generales de comportamiento y reporte de información al SUI.



3.2 Marco temporal de evaluación: año 2022

4 DESCRIPCIÓN DE LO DESARROLLADO

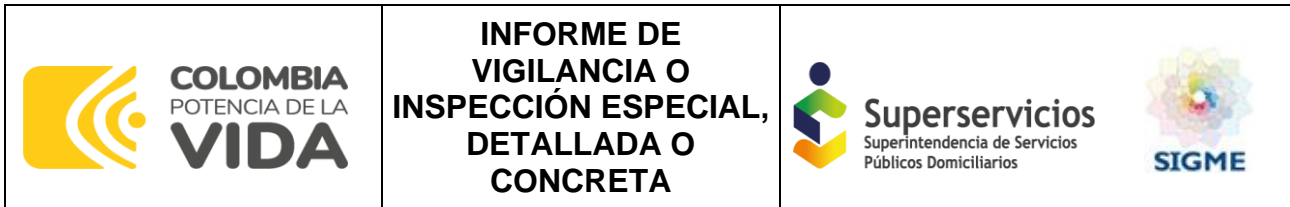
Se realiza la Evaluación Integral a ENELAR SA ESP (en adelante «ENELAR»), dentro del marco de las actividades de inspección, vigilancia y control que realiza la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

4.1 Información fuente usada: ENELAR, a través de radicado SSPD 20235293145452 de 2023 remite la información solicitada en virtud de la evaluación integral. La información fue complementada mediante solicitud verbal en la visita de inspección realizada del 9 al 11 de octubre de 2023 y registrada en acta. Adicionalmente, se utiliza información reportada al Sistema Único de Información (SUI) e información del portal BI de XM

4.2 Requerimientos realizados: La información requerida a ENELAR, fuente de insumo para la realización del presente informe, se solicitó a través de radicado 20232202783471 del 4 de agosto de 2023.

4.3 Estado de respuesta de requerimientos: Respuesta remitida a través de radicado SSPD 20235293145452 de 2023. Luego de verificar la información se encuentra que, respecto a algunos requerimientos específicos, es necesario complementar la información requerida por estar faltante o incompleta, dicha información se solicita en la visita y es entregada en su gran mayoría en la misma visita. Lo faltante se registra en el acta de reunión como compromisos y es remitida posteriormente por parte de ENELAR

4.4 Evaluaciones realizadas: En el proceso de la Evaluación Integral se tienen en cuenta aspectos administrativos, financieros, técnicos, comerciales, reglas generales de comportamiento y reporte de información al SUI. Se inicia con una breve descripción de la empresa ENELAR.



4.4.1 Aspecto Administrativo y Financiero

Descripción General de la Empresa

La EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA (en adelante ENELAR), se constituyó el día 13 de diciembre de 1985 y su última fecha de actualización en RUPS fue el día 09 de marzo de 2023. Está clasificada para el sistema interconectado nacional para las actividades de Distribución y Comercialización.

La empresa atiende usuarios principalmente en el departamento de Arauca, siendo la principal empresa en esta área geográfica.

Tabla 1. Datos Generales del prestador

Tipo de Sociedad:	Sociedad Anónima
Razón Social	EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA
Sigla:	ENELAR E.S.P.
Nit:	892099499 - 3
ID RUPS:	599
Representante Legal	Eduardo Villamizar Carreno
Actividades Desarrolladas	Distribución Comercialización
Año de Entrada en Operación	1985
Auditor – AEGR:	No aplica
Clasificación:	Sistema Interconectado Nacional
Fecha Última de Actualización RUPS:	09 Marzo 2023

Fuente Sistema Único de Información (SUI)

Con relación a la planta de personal se toma la última información disponible a octubre de 2023 en total la prestadora tiene 145 cargos, de los cuales a esta fecha están provistos 133, la Ilustración 1 muestra la composición por orden jerárquico.

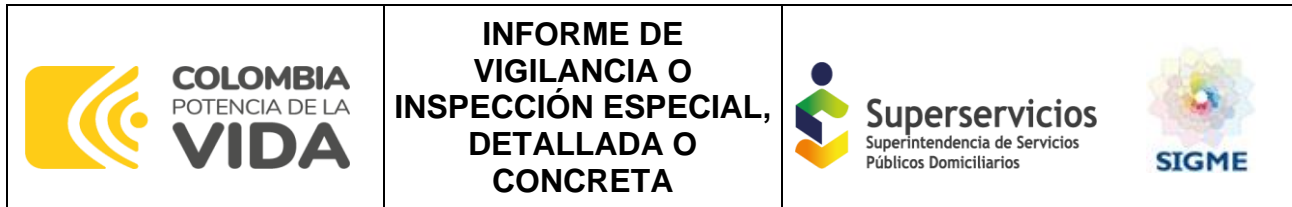


Ilustración 1 Planta de Personal

CARGO	Gerente	Asesor	Secretaria General	Director	Subdirector	Almacenista General	Coordinador	Auxiliar	Operario	TOTAL	
NIVEL	Directivo	Directivo	Directivo	Directivo	Directivo	Profesional	Técnico	Asistencial	Operativo		
N° DE CARGOS A OCT/2023	Total N° Cargos	1	2	1	7	9	1	39	16	69	145
	Oficiales	0	0	0	0	0	0	39	16	69	124
	Públicos	1	2	1	7	9	1	0	0	0	21
	Total N° Cargos	1	2	1	7	9	1	37	15	60	133

4.4.2 Aspectos Financieros

ENELAR ESP se encuentra clasificada bajo normas internacionales de información financiera - NIIF dentro de la Resolución 414 de 2014, mediante la cual se incorpora como del Régimen de Contabilidad Pública.

Los Estados Financieros del 2022, se encuentran firmados por José Leonardo Cespedez Zapata, Heriberto Villamizar Bareño, y Deyanira Cazarán Tovar, quienes desempeñan los cargos de Gerente General, Director Administrativo y Financiero y Subdirectora Contable.

4.4.2.1 Estado de Situación Financiera

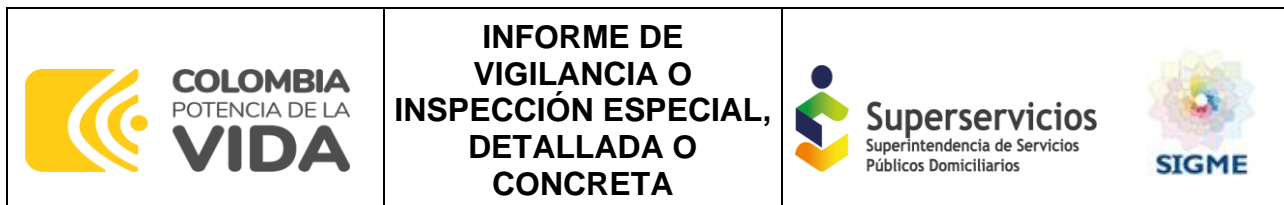
Empresa de Energía de Arauca es una empresa ubicada bajo la norma internacional en el grupo de la Resolución 414 de la Contaduría General de la Nación, con relación al tamaño de la empresa y tomando la referencia del Decreto 1074 de 2015. Se cataloga al prestador, como gran empresa por tener ingresos superiores a 18 357 224 000 COP en el sector de servicios.

Tabla 2 Estado de Situación Financiera

Concepto	2022	2021	Análisis Horizontal	Análisis Vertical
Efectivo y equivalentes al efectivo	19.991.411.000	9.454.149.000	111,46	6,13
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes	19.956.321.000	24.492.051.000	-18,52	6,12
Otras cuentas por cobrar corrientes	26.206.406.000	37.145.941.000	-29,45	8,04
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	46.162.727.000	61.637.992.000	-25,11	14,16
Inventarios corrientes	54.276.000	548.882.000	-90,11	0,02
Otros activos financieros corrientes	12.000.000	12.000.000	0,00	0,00

Concepto	2022	2021	Análisis Horizontal	Análisis Vertical
Otros activos no financieros corrientes	43.221.485.000	35.580.753.000	21,47	13,26
Activos corrientes totales	109.441.899.000	107.233.776.000	2,06	33,57
Propiedades, planta y equipo	216.528.536.000	212.496.078.000	1,90	66,43
Total de activos no corrientes	216.528.536.000	212.496.078.000	1,90	66,43
Total de activos	325.970.435.000	319.729.854.000	1,95	100,00
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	3.388.277.000	4.781.316.000	-29,14	1,04
Otras provisiones corrientes	281.992.000			0,09
Total provisiones corrientes	3.670.269.000	4.781.316.000	-23,24	1,13
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios orrientes	14.222.588.000	10.819.025.000	31,46	4,36
Otras cuentas comerciales por pagar corrientes	19.052.634.000	27.456.459.000		5,84
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	33.275.222.000	38.275.484.000	-13,06	10,21
Préstamos por pagar	799.517.000	1.350.000.000	-40,78	0,25
Ingresos recibidos por anticipado no corrientes		12.851.036.000		0,00
Otros pasivos diferidos corrientes	682.000.000	3.333.436.000	-79,54	0,21
Total Otros pasivos corrientes	682.000.000	16.184.472.000	-95,79	0,21
Otros pasivos no financieros corrientes	1.039.947.000	21.861.877.000		0,32
Pasivos corrientes totales	39.466.955.000	82.453.149.000	-52,13	12,11
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	17.520.714.000	17.241.764.000	1,62	5,37
Total provisiones no corrientes	17.520.714.000	17.241.764.000	1,62	5,37
Pasivos por préstamos por pagar	3.147.533.000	5.870.939.000	-46,39	0,97
Otros pasivos no financieros no corrientes	22.217.998.000			6,82
Ingresos recibidos por anticipado no corrientes	15.349.993.000			4,71
Otros pasivos diferidos no corrientes	7.308.445.000			2,24
Total otros pasivos no corrientes	22.658.438.000	0		6,95
Total de pasivos no corrientes	65.544.683.000	23.112.703.000	183,59	20,11
Total pasivos	105.011.638.000	105.565.852.000	-0,52	32,22
Capital fiscal	145.276.756.000	145.276.756.000	0,00	44,57
Ganancias acumuladas	75.682.041.000	68.887.246.000	9,86	23,22
Patrimonio total	220.958.797.000	214.164.002.000	0,60	67,78
Total de patrimonio y pasivos	325.970.435.000	319.729.854.000	-0,20	100,00

Fuente Sistema Único de Información (SUI)



Verificando el Estado de Situación Financiera encontramos que, los activos de la empresa en la vigencia 2022, se poseionan en 325 970 millones COP 1.95% mayor al presentado en la vigencia 2021. En cuanto a los pasivos, disminuyeron en 0.52 puntos porcentuales, pasando de 105 566 millones COP en 2021 a 105 012 millones COP en 2022. El patrimonio aumento 0.6%, ubicándose en diciembre 31 de 2022 en 220 959 millones COP.

El Rubro más representativo dentro del activo, es la propiedad planta y equipo con 66,43%, lo cual es lógico teniendo en cuenta que, es la distribución de energía, una de sus actividades más representativas y para poder generar ingresos importantes, es necesario tener una infraestructura de unidades constructivas de redes eléctricas, subestaciones y otras asociadas a esta actividad. El siguiente rubro en importancia del activo, son los otros activos no financieros con 13.26% y la cartera del servicio con 6,12%.

El financiamiento de la empresa se compone de la siguiente forma: 32.22% con terceros y 67.78% con accionistas. En cuanto al apalancamiento con terceros, sus principales pasivos son: i) 31.69% cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar, ii) otros pasivos financieros no corrientes 21.16%, beneficios a empleados y iii) 19.91%, ingresos recibidos por anticipados no corrientes 14.62%.

El patrimonio de la empresa asciende a 220 659 millones COP, 6 795 millones COP superior que la vigencia 2021, el capital fiscal de la empresa es el 65.75% del patrimonio total, las ganancias acumuladas 34.25% equivalente a 75 682 millones COP.

➤ **Cartera de la prestación del Servicio**

La cartera del servicio es de los rubros más relevantes de la empresa, por cuanto acumula los saldos adeudados, tanto por los usuarios como el ministerio, en la prestación del servicio público de energía eléctrica. La Tabla 3 muestra las condiciones a diciembre de 2022 de los diferentes estratos, el estrato oficial mantiene una mayor deuda con la empresa 17 279 millones COP, seguido por el Residencial Estrato 1, con 12 412 millones y Alumbrado público con 5 556 millones COP.

El deterioro corresponde a 24 006 millones COP, equivalente al 55% del total cartera.

Tabla 3 Cartera del Servicio por Estrato Socioeconómico

Concepto	Corriente	No Corriente	Total Cartera
Comercialización [resumen]			
Residencial Estrato 1	426.340.000	11.985.973.000	12.412.313.000
Residencial Estrato 2	730.000	3.334.509.000	3.335.239.000
Residencial Estrato 3	7.000	907.578.000	907.585.000
Residencial Estrato 4	1.578.000	162.003.000	163.581.000
Comercial	34.824.000	3.358.089.000	3.392.913.000
Industrial	30.820.000	885.168.000	915.988.000
Oficial	99.713.000	17.179.003.000	17.278.716.000
Alumbrado público	36.954.000	5.518.632.000	5.555.586.000
Total Comercialización	630.966.000	43.330.955.000	43.961.921.000
Total Cuentas por cobrar Servicio de Energía Eléctrica	630.966.000	43.330.955.000	43.961.921.000
Total Deterioro Cuentas por Cobrar Servicio de energía eléctrica		24.005.600.000	24.005.600.000
Cuentas por cobrar netas Servicio Energía	630.966.000	19.325.355.000	19.956.321.000

Fuente Sistema Único de Información (SUI)

➤ Propiedad Planta y Equipo

Por el objeto de la empresa, son estos activos los que sustentan la mayor porción de recursos con los que se generan los beneficios en la actividad económica de energía eléctrica (Tabla 4). Las redes, cables y las denominadas plantas (subestaciones de energía), suman 271 431 millones COP, que equivalen al 84.39% de la propiedad planta y equipo, le siguen las construcciones en curso relacionadas con estos rubros con 33 992 millones COP.

Las exigencias regulatorias para la calidad y continuidad del servicio, establecidas por la Comisión de Regulación en su Resolución 015 de 2018, hacen que la empresa deba tener unos requerimientos importantes en materia de inversión. El total del aumento de la propiedad planta y equipo sumó 2% y en especial, los rubros que tienen que ver con unidades constructivas y activos eléctricos sumó 6% incluyendo redes, plantas y construcciones en curso.

Tabla 4 Propiedad Planta y Equipo

Concepto	2.022	%	2.021	% crecimiento
Terrenos	633.933.000	0,20%	633.933.000	0%
Edificios	4.465.542.000	1,39%	4.465.542.000	0%

Total terrenos y edificios	5.099.475.000	1,59%	5.099.475.000	0%
Maquinaria	5.694.518.000	1,77%	5.584.514.000	2%
Enseres y accesorios	0	0,00%	2.515.729.000	-100%
Equipo de oficina	2.561.037.000	0,80%	6.609.415.000	-61%
Construcciones en proceso	33.992.032.000	10,57%	28.940.024.000	17%
Propiedades, planta y equipo, información especial [sinopsis]	42.247.587.000	13,13%	43.649.682.000	
Ductos	2.877.453.000	0,89%	2.877.453.000	0%
Redes y cables	271.430.688.000	84,39%	258.055.176.000	5%
Total propiedades, planta y equipo, información especial	274.308.141.000	85,28%	260.932.629.000	5%
Otras propiedades, planta y equipo	6.704.417.000	2,08%	85.251.000	7764%
Total propiedades, planta y equipo, importe en libros en términos brutos	321.655.203.000	100,00%	309.681.786.000	4%
Depreciación acumulada propiedades, planta y equipo	105.126.667.000		97.270.959.000	8%
Total de propiedades, planta y equipo	216.528.536.000		212.410.827.000	2%

Fuente Sistema Único de Información (SUI)

➤ Otros Activos



En este literal reuniremos rubros diferentes a la cartera del servicio y la propiedad planta y equipo, corresponde a 8,45%. Se referencian efectivo y equivalentes de efectivo 19 991 millones COP, otras cuentas por cobrar 26 206 millones COP y otros activos no financieros 43 221 millones COP.

De estos últimos, la nota 16 otros derechos y garantías indica:

(...)

Bienes y Servicios Pagados por Anticipado: Representa el valor de los pagos anticipados por concepto de la adquisición de bienes y servicios que se recibirán de terceros, tales como seguros, intereses, comisiones, arrendamientos, publicaciones y honorarios, entre otros. Estos pagos deben amortizarse durante el periodo en que se reciban los bienes y servicios, o se causen los costos o gastos.

Avances y Anticipos Entregados: Representa los valores entregados por ENELAR ESP, en forma anticipada, a contratistas y proveedores para la obtención de bienes y servicios, así como los correspondientes a los viáticos y gastos de viaje que están pendientes de legalización.

 <p>COLOMBIA POTENCIA DE LA VIDA</p>	<p>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</p>	 <p>Superservicios Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios</p> <p>SIGME</p>
---	---	--

Anticipos Retenciones y Saldos a Favor por Impuestos y Contribuciones: Representa el valor de los recursos a favor por concepto de retenciones y anticipos de impuestos, así como los saldos a favor originados en liquidaciones de declaraciones tributarias, contribuciones y tasas, que serán solicitados como devolución o compensación en liquidaciones futuras.

Depósitos Entregados en Garantía: Representa el valor de los recursos entregados por ENELAR ESP, con carácter transitorio, para garantizar el cumplimiento de contratos que lo establezcan de este modo, así como los depósitos que se deriven de procesos judiciales.

(...)

➤ **Pasivo Financiero**

Posicionándose en 3.947 millones COP, corresponden al 3.76% del endeudamiento con terceros. De estos 799 millones COP a corto plazo y 3 147 millones COP a largo plazo, se evidencia una disminución de 3 274 millones COP, con relación a la vigencia 2021. La Nota 20 préstamos por pagar, indica la composición de la deuda financiera.

(...)

A 31 de diciembre de 2022, la empresa de energía de Arauca ENELAR E.S.P, presenta un saldo por el valor descrito en la tabla del numeral 20.1.1, por obligación crediticia a corto plazo con el Banco de Bogotá

Actualmente, se mantiene dos obligaciones de largo plazo: 1) Una por valor de \$2.202.728.974 con el Instituto de Desarrollo de Arauca – IDEAR, la cual fue desembolsada el 04 de abril de 2019, a una tasa de interés del 7.59% EAV, a un plazo total de 60 meses y un periodo de gracia de 24 meses. La primera cuota de capital se pagará el 04 de mayo de 2021 y 2) otra adquirida con Financiera de Desarrollo Territorial - FINDETER S.A., por valor de \$944.803.9552, la cual fue desembolsada el 30 de diciembre de 2020, a una tasa de interés del 0%, a un plazo total de 33 meses y un periodo de gracia de 3 meses. La primera cuota de capital se pagó el 30 de abril

de 2021.

➤ **Cuentas comerciales por pagar y Otras Cuentas por Pagar**

Principalmente, corresponde a obligaciones contraídas por la adquisición de bienes y servicios, sumando 14 222 millones COP. De estos, 9 644 millones COP son de bienes y servicios (Compras de Energía) y 4 578 millones COP (Proyectos de Inversión).

Entre las otras cuentas por pagar está: i) pagos por servicios honorarios y comisiones por 7 865 millones COP, ii) recursos a favor de terceros por 4 millones COP y finalmente, iii) impuestos, contribuciones y tasas por 5 269 millones COP.

➤ **Beneficios a empleados**

Según la nota 22 de los estados financieros, estos corresponden a:

Composición

Representan las obligaciones generadas por concepto de las retribuciones que ENELAR ESP proporciona a sus empleados a cambio de sus servicios, incluyendo, cuando haya lugar, beneficios por terminación del vínculo laboral o contractual. Estos beneficios abarcan tanto los suministrados directamente a los empleados como a sus sobrevivientes, beneficiarios y/o sustitutos, según lo establecido en la normatividad vigente, en los acuerdos contractuales o en las obligaciones implícitas que dan origen al beneficio.

DESCRIPCIÓN	SALDOS A CORTES DE VIGENCIA		VARIACIÓN
CONCEPTO	2022	2021	VALOR VARIACIÓN
BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS	20,908,990,796	22,023,079,495	-1,114,088,699
Beneficios a los empleados a corto plazo	3,388,277,249	4,781,315,809	-1,393,038,560
Beneficios a los empleados a largo plazo	8,006,690,476	6,715,022,839	1,291,667,637
Beneficios posempleo - pensiones	9,514,023,071	10,526,740,847	-1,012,717,776

➤ **Otros Pasivos**

Este rubro contiene cuentas de acreencias a terceros como: i) avances y anticipos recibidos, ii) recursos recibidos en administración, iii) depósitos en garantía e iv) ingresos recibidos por anticipado. ENELAR define estos conceptos en los siguientes terminos:

24.1 Avances y anticipos recibidos

Representa el valor de los dineros recibidos por ENELAR ESP, por concepto de anticipos o avances que se originan en ventas, fondos para proyectos específicos, convenios, acuerdos y contratos, entre otros.

24.2 Recursos recibidos en administración

Representa el valor de los dineros recibidos por ENELAR ESP, por concepto de subvenciones del gobierno.

24.3 Depósitos Recibidos en Garantía

Representa el valor de los recursos recibidos por la empresa, con carácter transitorio, para garantizar el cumplimiento de contratos que así lo establezcan, y los depósitos que se deriven de procesos judiciales.

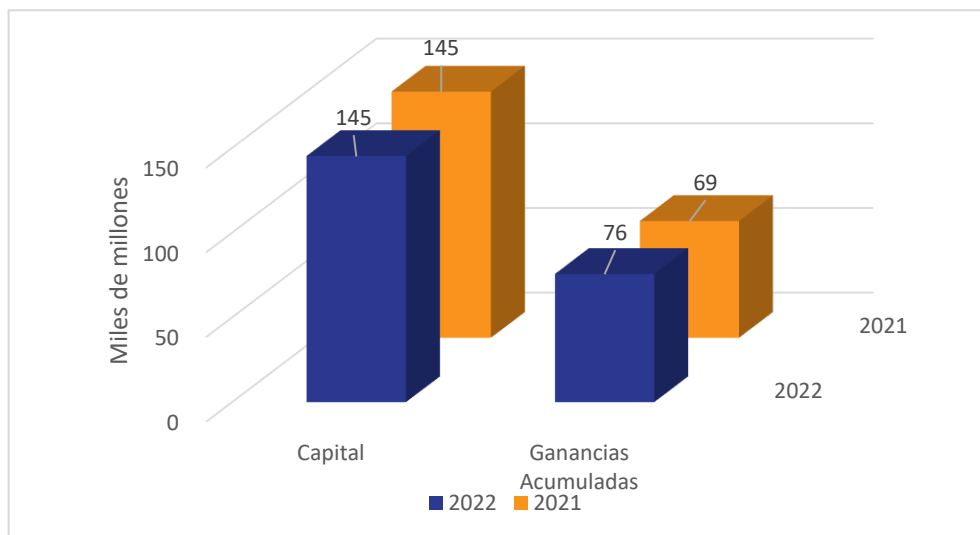
24.4 Ingresos Recibidos por Anticipado

Representa el valor de los pagos recibidos de manera anticipada por ENELAR ESP en desarrollo de su actividad, los cuales se reconocen como ingresos en los períodos en los que se produce la contraprestación en bienes o servicios.

➤ **Patrimonio**

Lo relacionado con el patrimonio individual de la empresa, se posiciona en 305 605 millones COP (Figura 1). Está conformado por los siguientes conceptos: a) ganancias acumuladas 23.22%, este rubro agrupa las ganancias, pérdidas de ejercicios anteriores y los efectos de transición al nuevo marco regulatorio NIF y b) Capital fiscal 145 277 millones COP.

Figura 1 Conceptos de Patrimonio



Fuente Sistema Único de Información (SUI)

4.4.2.2 Estado de Resultados Integrales

Para la vigencia 2022, la situación de resultados integrales (Tabla 5), muestra: i) el aumento en ingresos por el orden del 20.73%, posicionándose en 187 879 millones COP, ii) el costo de ventas revela un incremento del 12.45% con relación a la vigencia anterior posicionándose en 169 587 millones COP, iii) la utilidad bruta del ejercicio para la vigencia 2022 se posiciono en 18 291 millones COP, 280.78% mayor a la presentada en 2021, iv) otras partidas, como son los gastos administrativos, evidencian mayor eficiencia pasando de 17 459 millones COP en 2021 a 15 531 millones COP en 2022 y finalmente con relación a erogaciones que tienen una mayor salida encontramos v) rlos costos financieros, que pasaron 754 millones COP en 2021 a 1 059 millones COP en 2022.

Tabla 5 Estado de Resultados Integrales

CONCEPTO FINANCIERO	2022	2021	Análisis Horizontal	Análisis Vertical
Ingresos de actividades ordinarias	187.879.832.000	155.616.178.000	20,73	100,0
Costo de ventas	169.587.972.000	150.812.341.000	12,45	90,26
Ganancia bruta	18.291.860.000	4.803.837.000	280,78	9,74
Otros ingresos	9.394.016.000	1.891.078.000	396,75	5,00
Gastos de administración, operación y ventas	15.530.875.000	17.459.229.000	-11,04	8,27
Otros gastos	174.998.000	2.795.392.000	-93,74	0,09

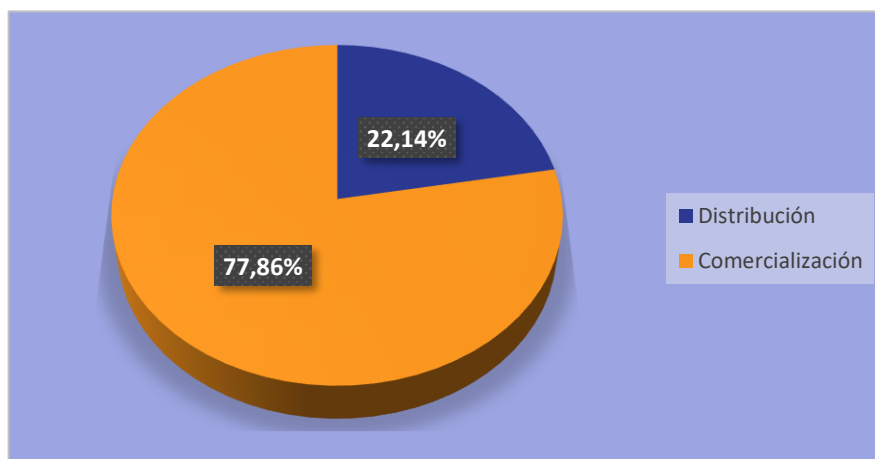
CONCEPTO FINANCIERO	2022	2021	Análisis Horizontal	Análisis Vertical
Ganancia (pérdida) por actividades de operación	11.980.003.000	-13.559.706.000	-188,35	6,38
Ingresos financieros	181.166.000	27.681.000	554,48	0,10
Costos financieros	1.058.890.000	754.477.000	40,35	0,56
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	11.102.279.000	-14.286.502.000	-177,71	5,91
Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias corriente	3.894.179.000	3.122.799.000	24,70	2,07
Ganancia (pérdida)	7.208.100.000	-17.409.301.000	-141,40	3,84

Fuente Sistema Único de Información (SUI)

➤ Ingresos de Actividades ordinarias

El total de los ingresos ordinarios sumaron 187 880 millones COP, superando en 32 264 millones COP la vigencia 2021. Se encuentran distribuidos, como lo muestra la **Figura 2 Ingresos por Actividades**, en comercialización, que es la actividad que tiene una mayor porción con el 77.86%, seguido por la distribución que tiene una porción del 22.14%. Veamos:

Figura 2 Ingresos por Actividades



Fuente Sistema Único de Información (SUI)

➤ Costo de Ventas

Las erogaciones de costos de ventas para la prestación del servicio de energía ascienden a 169 588 millones COP en la vigencia 2022. La Tabla 6, revela los conceptos más representativos, siendo las compras de energía las que acumulan un mayor valor con 86 498 millones COP. De estas, el 76 % corresponde a contratos bilaterales, el 26% a contratos con la Bolsa de Energía, el uso de líneas y redes corresponde al 17.4% de los costos totales, la depreciación al 8,2% y beneficios a empleados corresponde al 6,5%.

Tabla 6 Conceptos Principales del costo de ventas

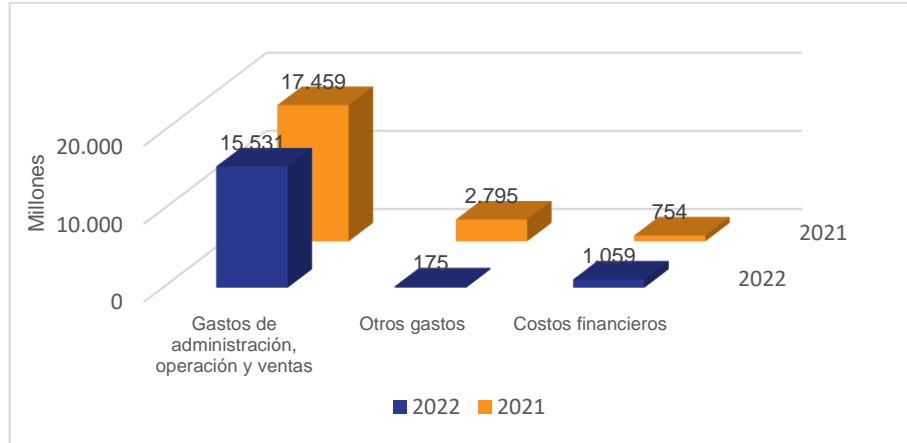
Concepto	Valor	%
Total gastos	169.587.971.000	100%
Beneficios a empleados	10.971.734.000	6,5%
Honorarios	7.247.215.000	4,3%
Impuestos, Tasas y Contribuciones (No incluye impuesto de renta)	576.363.000	0,3%
Generales	2.599.514.000	1,5%
Depreciación	13.990.374.000	8,2%
Arrendamientos	9.222.000	0,0%
Compras en bloque y/o a largo plazo	66.155.356.000	39,0%
Compras en bolsa y/o a corto plazo	20.342.659.000	12,0%
Uso de Líneas, redes y ductos	29.458.684.000	17,4%
Gastos asociados a las transacciones en el mercado minorista	4.613.416.000	2,7%
Total de bienes y servicios públicos para la venta	120.570.115.000	71,1%
licencias, contribuciones y regalías	3.894.000	0,0%
Órdenes y contratos de mantenimiento y reparaciones	8.476.517.000	5,0%
Servicios públicos	575.961.000	0,3%
Materiales y otros gastos de operación	1.946.910.000	1,1%
Seguros	661.774.000	0,4%
Órdenes y contratos por otros servicios	1.958.378.000	1,2%

Fuente Sistema Único de Información (SUI)

➤ Otras Erogaciones

Los gastos de administración suman 15 531 millones COP, disminuyendo el valor de 2021 en 1 928 millones COP. De estos, los más representativos son: i) Impuestos tasas y Contribuciones 2 388 millones COP, ii) Generales 1 435 millones COP, iii) Beneficios a empleados 3 112 millones COP, iv) Deterioro 4 165 millones COP, v) los gastos financieros se ubicaron en 1 059 millones COP y vi) los otros gastos 175 millones.

Figura 3 Otras Erogaciones

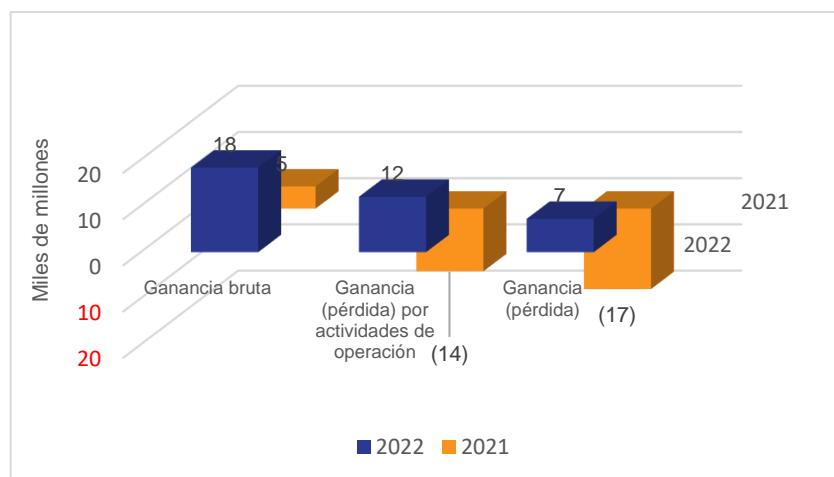


Fuente Sistema Único de Información (SUI)

➤ **Utilidades generadas**

Para el periodo terminado de 2022, ENELAR presentó una ganancia neta por valor de 7 208 millones COP (Figura 4), mejorando el periodo anterior en 24 617 millones COP. Haciendo una verificación de los distintos resultados del periodo encontramos que, la ganancia bruta es de 18 292 millones COP, la ganancia operacional es de 11 980 millones COP y la ganancia neta es de 7 208 millones COP. En comparación con la vigencia anterior, los resultados bruto y operacional tuvieron mejores valores.

Figura 4 Utilidades del Ejercicio



Fuente Sistema Único de Información (SUI)

4.4.2.3 Flujo de Efectivo

La empresa cierra con un efectivo de 19 991 millones COP, 10 537 millones COP superior al cierre de la vigencia 2021. Esta condición es producto de los flujos de efectivo de actividades de operación que produjeron suficientes excedentes, tanto que, los flujos de efectivo en actividades de inversión y pagos en flujos de efectivo de financiamiento, no lograron disminuir el valor que tenía el efectivo comenzando el periodo, para dar un valor mayor en 10 537 millones COP.

Tabla 7 Flujo de Efectivo

Concepto	VALOR
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	25.612.823.000
Otros cobros por actividades de operación	8.318.306.000
Pagos a y por cuenta de los empleados	1.114.089.000
Flujos de efectivo netos procedentes (utilizados en) operaciones.	32.817.040.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	32.817.040.000
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)	18.592.583.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-18.592.583.000
Otras entradas (salidas) de efectivo por actividades de financiación	-3.687.195.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-3.687.195.000
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	10.537.262.000
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	10.537.262.000
Efectivo y equivalentes al efectivo al comienzo del periodo	9.454.149.000
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	19.991.411.000

Fuente Sistema Único de Información (SUI)

4.4.2.4 Resultados por Actividad prestada

La Dirección Técnica de Gestión de Energía (DTGE) con la información certificada por los prestadores al Sistema Único de Información (SUI), específicamente el cargue de la taxonomía XBRL anual, desarrolla un análisis de resultados por actividad prestada, encontrando que, la actividad de comercialización es la que aporta resultados positivos a la ganancia neta de la empresa, al contrario con la actividad de distribución, que evidencia pérdidas operacionales (Tabla 8). Estos resultados están aunados a la necesidad que tuvo la empresa en optar por la opción tarifaria, lo que le significó dejar de facturar ingresos que a diciembre 31 de 2022, sumaban 4 440 millones, complicándose más para la vigencia 2023 que a Junio de 2023, suman 16 553 millones COP.

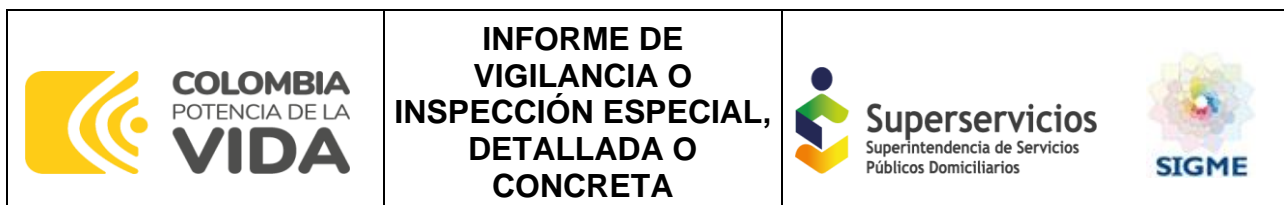
Tabla 8 Distribución de Utilidades por Unidad de Negocio

Concepto	Distribución	Comercialización
Ingresos	41.602.679.000	146.277.153.000
Costos operativos	44.046.404.000	125.541.567.000
Gastos administrativos	4.019.354.000	11.870.773.000
Utilidad operacional del negocio	-6.463.079.000	8.864.813.000
Utilidad operacional del servicio		2.401.734.000
Otros Ingresos		9.394.016.000
Ingresos Financieros		181.166.000
Gastos Financieros		1.019.500.000
Utilidad no operacional		8.555.682.000
Utilidad antes de impuestos		10.957.416.000
Impuesto de renta		3.749.316.000
Utilidad neta del ejercicio		7.208.100.000

Fuente Sistema Único de Información (SUI)

4.4.3 Evaluación de la Gestión

Teniendo en cuenta que: i) el contexto normativo contable que se aplicaba en Colombia, cuando se expidió la Resolución CREG 072 de 2002, se basaba en lo dispuesto en el Decreto 2649 de 1993, el cual cesó sus efectos legales, según lo señalado en el artículo 2.1.1 del Decreto 2420 de 2015 y ii) el actual marco normativo sustentado en Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) presenta diferencias con los anteriores Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Colombia (PCGA) en temas de medición, reconocimiento, presentación y revelación de hechos económicos. Los indicadores financieros de origen



regulatorio que sirven como referente para evaluar la gestión de las empresas prestadoras de los servicios de energía eléctrica y gas combustible, se construyen a partir de información originada de criterios y políticas contables diferentes.

Por lo anterior y con el objetivo de cumplir con el mandato regulatorio y a su vez, tener elementos de análisis robustos desde el punto de vista técnico, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios publicó, para cada uno de los grupos definidos en la norma aludida los referentes del año 2022 (Tabla 9), a la luz de la resolución vigente y adicionalmente, puso en consideración de los interesados, los mismos indicadores calculados para el año, teniendo como base las actuales mediciones en la vigencia 2022 (Tabla 10).

En consecuencia, para la evaluación de la gestión del año 2022 de las entidades prestadoras, se utilizaron ambos referentes, así:

Tabla 9 Indicadores de Gestión - Referentes CREG

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2022	Referente CREG	CONCEPTO
Margen Operacional	15,86%	25,00%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	29,54	64,60	No cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	85,41	45,96	No cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	30,61	24,93	No cumple
Razón Corriente – Veces	2,77	1,84	Cumple

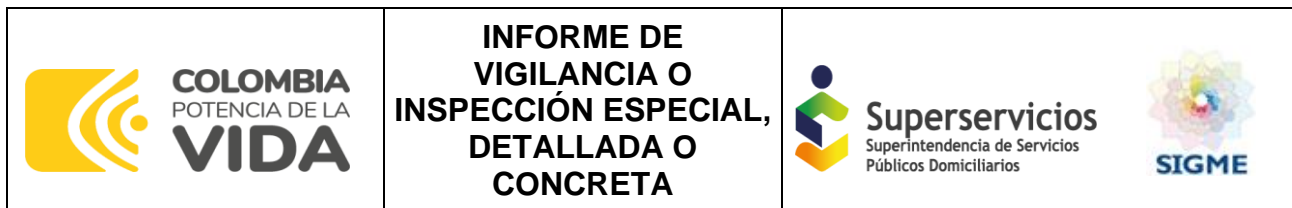
Cálculos Propios DTGE

Tabla 10 Indicadores de Gestión Referentes NIF

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2022	Referente NIF	CONCEPTO
Margen Operacional	15,86%	21,36%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	29,54	27,47	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	85,41	46,94	No cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	30,61	35,86	Cumple
Razón Corriente – Veces	2,77	1,84	Cumple

Cálculos Propios DTGE

Con relación a los resultados para el prestador Empresa de energía de Arauca, se evidencia que la empresa no cumple con cuatro (4) referentes establecidos por la CREG en la Resolución



034 de 2004, únicamente cumplió con el indicador de razón corriente. Con relación a los referentes de la DTGE, la empresa no cumple con los dos referentes de Margen Operacional y Rotación de Cuentas por cobrar, dando cumplimiento a los referentes de Cobertura de intereses, Rotación de cuentas por pagar y Razón corriente. No obstante lo anterior, los resultados obtenidos no evidencian problemas financieros que pudieren afectar la prestación del servicio público, expresan que la empresa se encuentra por debajo de la media del grupo de distribución y comercialización a los cuales se le calculó estos indicadores.

4.4.3.1 Auditoria Externa de Gestión de Resultados

La prestadora está constituida como Empresa Comercial e Industrial del Estado, amparados en la sentencia C 290 de 2002, no tiene contratada dicha Auditoria.

3.2 Control fiscal y control de gestión y resultados como un todo en las empresas de servicios públicos oficiales La Corte Constitucional, en Sentencia C-290 de 20023, señaló que las empresas oficiales que prestan servicios públicos no están obligadas a contratar Auditorías Externas de gestión y Resultados, en razón a que la dualidad de controles entre las Auditorías Externas de gestión y Resultados y el Control Fiscal, resulta inadmisibles dada la exclusividad que la Constitución le ha otorgado a los órganos de control fiscal para ejercer la vigilancia de la gestión fiscal de la administración que incluye, entre otros, el control de gestión y de resultados.

La sentencia citada indicó:

Por lo tanto, respecto de las empresas de servicios públicos oficiales, cuyo control fiscal se ejerce sin limitación alguna y en forma integral por los organismos competentes, dicho control operaría en forma concurrente con el control de gestión y de resultados ejercido por las auditorías externas que deben ser contratadas de manera obligatoria por todas las empresas de servicios públicos según el artículo bajo revisión. Cabe entonces preguntarse si tratándose de estas empresas de servicios públicos tal dualidad en el ejercicio del control de gestión y de resultados desconoce la función atribuida por la Constitución a los organismos de control fiscal. (Subrayas fuera de texto).

Para la Corte tal dualidad resulta inadmisibles dada la exclusividad que la Carta le ha otorgado a los órganos de control fiscal para ejercer la vigilancia de la gestión fiscal de la administración que incluye, entre otros, el control de gestión y de resultados (CP art. 267 inc. 3). Exclusividad que encuentra su razón de ser en el carácter autónomo e independiente de los organismos que ejercen el control fiscal. (Subrayas fuera de texto) De allí que, como lo señala Corte, la vigilancia de la gestión fiscal que corresponde a las Contralorías en las empresas de servicios públicos oficiales, incluye el control de gestión y resultados que venían ejerciendo las Auditorías Externas de Gestión y Resultados.

Esto no significa que la Superintendencia de Servicios Públicos haya perdido competencia para ejercer vigilancia y control sobre las empresas de servicios públicos oficiales; lo que ha sucedido conforme a la Sentencia C- 290 de 2002, es que uno de esos instrumentos, la Auditoría Externa de Gestión y Resultados, está inmerso dentro del control fiscal que adelantan las contralorías.

El control por parte de las Contralorías deberá propender por armonizar el ejercicio del control fiscal consagrado en la Ley 42 de 1993, con los objetivos y postulados que orientan las Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios en los términos señalados en la Ley 142 de 1994 y sus reformas, Ley 689 de 2001 y con las instrucciones que expedida la Contraloría General de la República.

4.4.4 Aspectos comerciales

Según la información reportada en el SUI, a cierre del año 2022, ENELAR registró la atención a un promedio mensual de 96.352 usuarios en el mercado de comercialización Arauca. Se menciona el promedio, porque es normal dentro de la dinámica del servicio de energía que a través de los meses los usuarios cambien de comercializador o no presenten consumos. Teniendo en cuenta lo anterior, la Tabla 11 muestra la siguiente información para las vigencias 2021 y 2022 en cuanto a usuarios promedio en ENELAR:

Tabla 11. Cantidad de usuarios promedio 2022 por estrato ENELAR.

Estrato	2021	2022
Estrato 1	59.526	61.950
Estrato 2	18.892	19.612

Estrato	2021	2022
Estrato 3	4.671	4.766
Estrato 4	548	547
Alumbrado Público	46	51
Comercial	5.601	5.846
Industrial	38	48
Oficial	1.158	1.157
Provisional	1.873	2.375
Promedio general	92.352	96.352

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP.

Para las vigencias 2021 y 2022, se observa un incremento de 4.000 usuarios promedio, lo cual equivale a una variación de 4,33%. Este crecimiento se evidencia principalmente en el estrato 1, el cuál creció en 2.424 usuarios.

En cuanto a los usuarios no residenciales, se observa un incremento real de 761 usuarios, entre los que se encuentra Alumbrado Público, Comercial, Industrial, Oficial y Provisional.

Por otro lado, un aspecto positivo que es importante resaltar es el crecimiento promedio que tuvieron los usuarios del sector comercial igual a 246.

Así mismo, la empresa reporta para el mes de diciembre de 2022 la siguiente información en cuanto a usuarios regulados y no regulados:

Tabla 12. *Usuarios regulados y no regulados diciembre-2022 para ENELAR.*

Tipo de Usuario	Cantidad
Usuarios Regulados	95.313
Usuarios no Regulados	0

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP.

Tal como se puede observar en la Tabla 12, el 100% de los usuarios de ENELAR son regulados, y no cuenta con usuarios no regulados para el cierre de la vigencia 2022.

Tabla 13. *Cantidad de usuarios promedio por municipio 2022 por estrato / sector.*

Municipio	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Alumbrado Público	Comercial	Industrial	Oficial	Provisional	Total
ARAUCA	16.953	8.030	1.953	401	34	2.270	32	288	101	30.063
ARAUQUITA	13.089	1.553	49	57	6	618	6	298	29	15.706

CRAVO NORTE	706	344	8	8	4	92	0	31	20	1.213
FORTUL	7.192	692	26	10	0	157	1	106	9	8.192
PUERTO RONDÓN	1.412	45	1	2	0	98	0	40	259	1.856
SARAVENA	10.493	4.944	673	42	0	1.735	5	136	37	18.065
TAME	12.105	4.004	2.056	26	7	877	4	258	1.920	21.257
Total	61.950	19.612	4.766	547	51	5.846	48	1.157	2.375	96.352

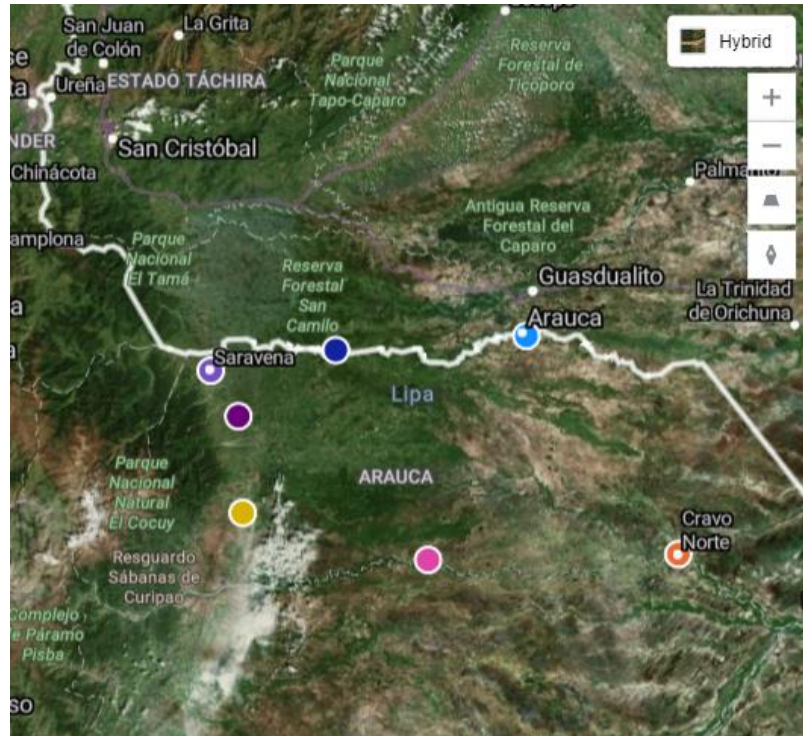
Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP.

De igual forma, como se puede observar en la Tabla 13, la mayoría de los usuarios de la empresa son residenciales, los cuales configuran el 90,2% del total atendido. Dentro de los usuarios residenciales, los estratos 1, 2 y 3 suman un total de 86.328 usuarios atendidos en promedio.

Así mismo, cabe resaltar que Arauca es el municipio en donde ENELAR atiende la mayor cantidad de usuarios en promedio con un total de 30.063, lo cual equivale al 31,2% del total de usuario de la empresa; seguido por Saravena y Tame.

A continuación, se muestra la ubicación y distribución del mercado atendido por el prestador a nivel nacional a corte de 2022:

Figura 5. Ubicación de municipios atendidos por ENELAR 2022.



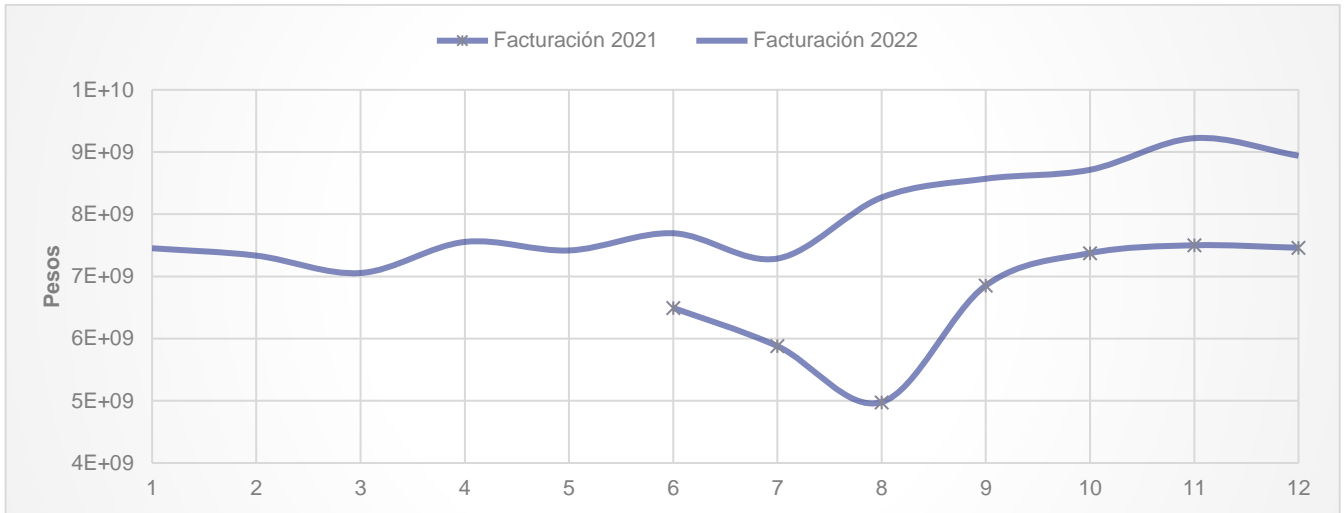
Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP.

En la Figura 5, se observa la ubicación de los municipios en los cuales la empresa ENELAR presta su servicio. Cabe resaltar que la empresa presta el servicio en 7 municipios de Arauca.

Por otro lado, la facturación total de ENELAR para el año 2022 fue de \$ 95.515.552.640, lo cual significó un aumento con relación al 2021 de \$ 48.974.221.881 o lo que es bien, un aumento porcentual de 105%. Es importante resaltar que esta diferencia tan grande, entre la facturación de 2021 y 2022, se debe a que la empresa no reportó información para los primeros 5 meses del 2021 en ninguno de los formatos de facturación, por tal motivo, es importante que la empresa indique el porqué de esta falta de información.

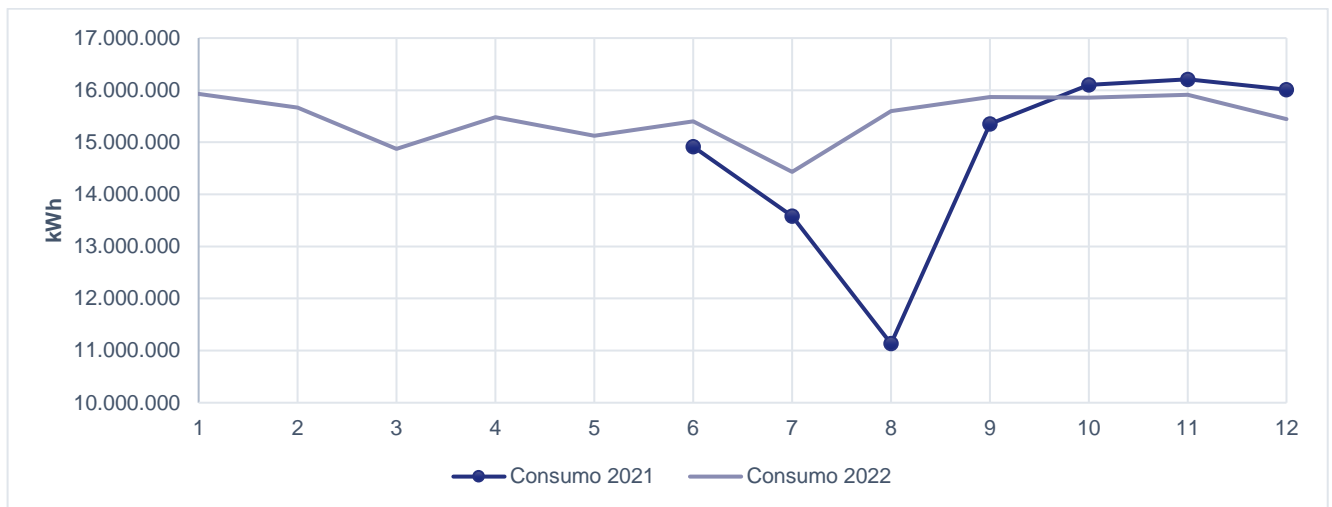
Esta variación tan pronunciada, también se observa en la Figura 6 la cual compara los consumos de la empresa, observándose la misma situación mencionada anteriormente.

Figura 6. Comparativo de facturación total ENELAR 2021-2022.



Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP.

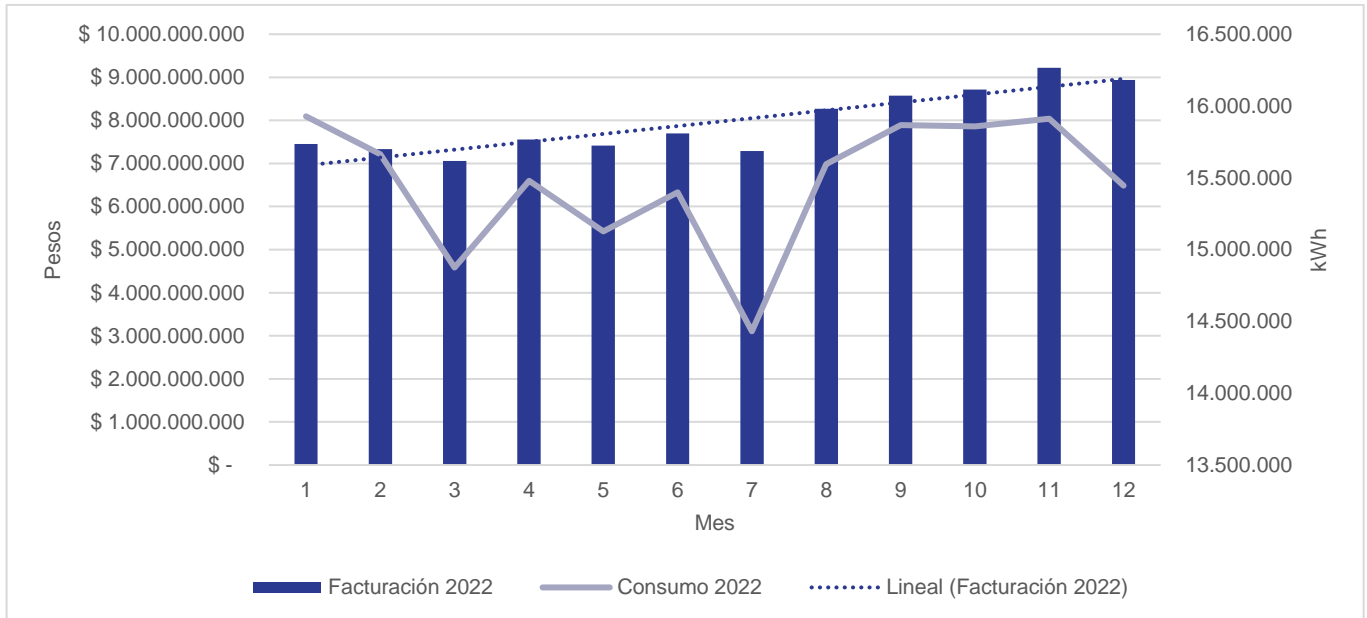
Figura 7 Comparativo del consumo total kWh de ENELAR 2021-2022.



Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP.

A pesar de lo encontrado en los datos de las gráficas anteriores, se observa que hay una correlación en los consumos y la facturación reportada por la empresa.

Figura 8. Paralelo de facturación y consumo de ENELAR 2022.



Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP.

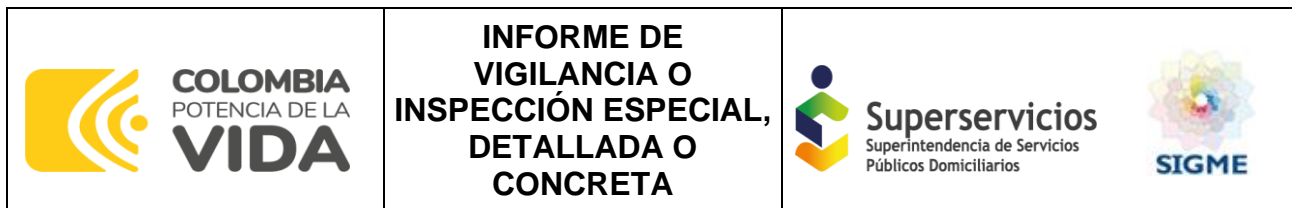
De esta forma, y tal como se observa en la gráfica anterior, la información de la empresa guarda correlación entre lo reportado en los consumos y lo facturado por concepto de energía. Hay una disminución importante en el mes de julio, ya partir de este mes, se evidencia una tendencia positiva en ambas variables.

4.4.4.1 Aspectos de facturación de usuarios Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) y energía reactiva

Con relación a este aspecto, se aborda el impacto en el sistema comercial de la empresa con la expedición de las Resoluciones CREG 135 y 174 de 2021, seguido de la explicación del proceso operativo del sistema de facturación para los usuarios AGPE, y el procedimiento para participar en el control automático de tensión con el objeto de, exonerar al usuario del cobro de energía reactiva, ya sea inductiva o capacitiva.

4.4.4.1.1 Facturación a usuarios AGPE

La empresa determinó un proceso particular para la facturación de los 8 usuarios AGPE que tenía a la fecha de la evaluación integral, para el mes de octubre de 2023, se tenía prevista la llegada del noveno usuario autogenerador a pequeña escala. Así mismo, la empresa debió



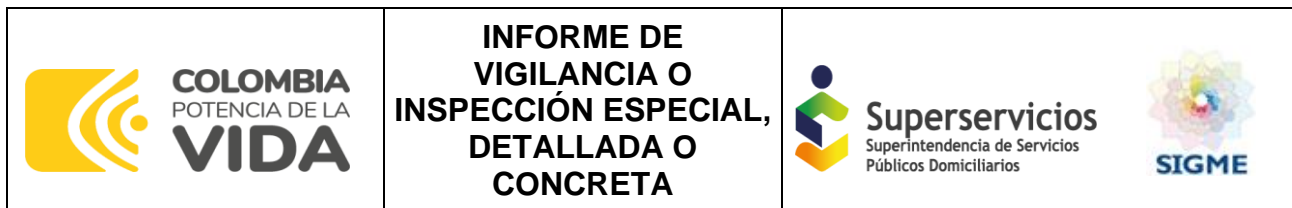
realizar la actualización del CCU incluyendo el anexo específico para usuarios AGPE del que trata la Resolución CREG 135 de 2021, y que sería publicado en su sitio web dentro de los próximos meses. También informan que se hace necesario realizar la actualización del ciclo de facturación para los usuarios que se registraron como AGPE, ya que, cuando un usuario ingresa al esquema de AGPE y culmina el proceso de conexión, su ciclo de facturación se ajusta de forma que facilite la liquidación de excedentes de AGPE, teniendo en cuenta la fecha de publicación en versión TXF de los precios de bolsa.

Estos clientes son facturados en un ciclo exclusivo de usuarios AGPE donde cada ciclo es independiente de acuerdo con la ubicación de dicho usuario, es decir, que existen ciclos para Arauca, Arauquita, Saravena y Tame. Cada uno de estos ciclos tiene periodos de facturación del 01 al 30 de cada mes, donde se entrega la facturación dentro de los tiempos establecidos. Adicionalmente, como documento anexo a las facturas, se entregan a los usuarios copia de las matrices de liquidación de consumos. Por último, el prestador cuenta con un procedimiento documentado para el proceso de facturación de AGPE que permite garantizar que todos sean tratados de la misma manera.

4.4.4.1.2 Energía Reactiva

Respecto de la energía reactiva, se consultó a la empresa por aquellos usuarios a los que se les factura cobro por concepto de energía reactiva de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. En particular, se consulta por los casos en los cuales se tiene un factor multiplicador M mayor a 1.

Al respecto, se resalta que la empresa manifiesta que no cuenta con usuarios a los que les realice cobro por concepto de energía reactiva capacitiva. Sin embargo, si cuenta con usuarios a los que se les penaliza el exceso de transporte de energía reactiva inductiva de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. En la visita realizada a la empresa, se le informó que la información que remitió como respuesta al requerimiento realizado por la SSPD, con propósito de la evaluación integral, no atendía al requerimiento planteado y no permitía analizar si la empresa aplicaba correctamente la regulación en cuanto al cobro por concepto de energía reactiva. En entrega posterior, la empresa remite información de tres



cuentas a las que le aplica cobro de energía reactiva con la penalización del factor M como sigue:

Tabla 14. Facturación reactiva usuarios ENELAR.

Años (FECHA)	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
2021	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2022	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1
2023	2	3	4	5	6	7	8	9	10			

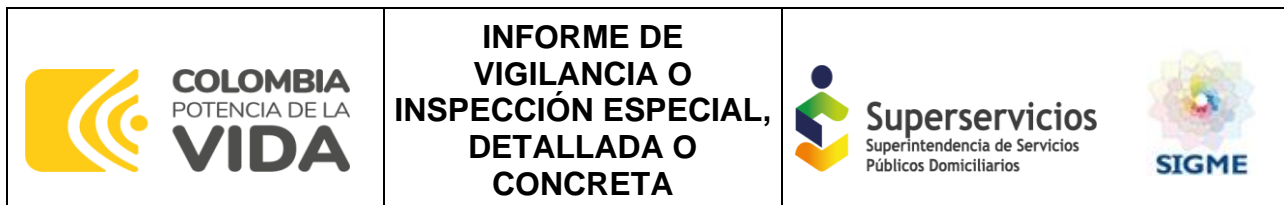
Fuente: ENELAR - Elaboración DTGE.

La información que se reporta en la Tabla 14, corresponde a tres números de cuenta de usuario diferentes, es decir, está reportada la información de tres usuarios; uno diferente por cada año de reporte. La información reportada es suficiente para determinar que la empresa realiza de forma incorrecta la aplicación del factor M, atribuible a un mal entendimiento de la regulación. Como se puede evidenciar para los usuarios de los años 2022 y 2023, la empresa incrementó en factor M consecutivamente en una unidad por cada mes hasta llegar a 12, desconociendo así que, una vez el factor M llega a un valor de 6 deben pasar doce meses en ese valor de 6 antes de incrementarse y pasar a 7, tal como lo indica la definición del factor M en el capítulo 12 de la Resolución CREG 015 de 2018, a saber:

*(...) A partir del décimo tercer mes de transporte de energía reactiva con la misma condición, esta variable se incrementará mensualmente en una unidad hasta alcanzar el valor de 6. Si el transporte de energía reactiva en exceso sobre el límite desaparece durante más de tres meses consecutivos, la variable reiniciará a partir de 1. **Cuando el valor de M=6 se haya mantenido durante 12 meses, en caso de persistir el consumo de energía reactiva en exceso sobre el límite, a partir del mes siguiente la variable continuará incrementándose mensualmente en una unidad hasta alcanzar el valor de 12** (negrilla fuera de texto).*

Lo anterior indica que la empresa realizó una incorrecta facturación a los usuarios reportados para los años 2022 y 2023.

Adicionalmente, otro error que se presume que cometió la empresa, tiene que ver con el reinicio del factor M. El aparte citado previamente consagra que, «si el transporte de energía



reactiva en exceso sobre el límite desaparece durante más de tres meses consecutivos, la variable reiniciará a partir de 1», esto implica que para que el valor del factor M vuelva a tomar el valor de 1, deben pasar tres meses en que el transporte de energía reactiva por parte del usuario no exceda los límites que establece la regulación. La información que se reporta en la Tabla 14, da cuenta que, para el año 2022, al usuario se le aplica un factor M de 1 inmediatamente después de estar en 12, situación que, a todas luces, es un error en la interpretación y aplicación de la regulación.

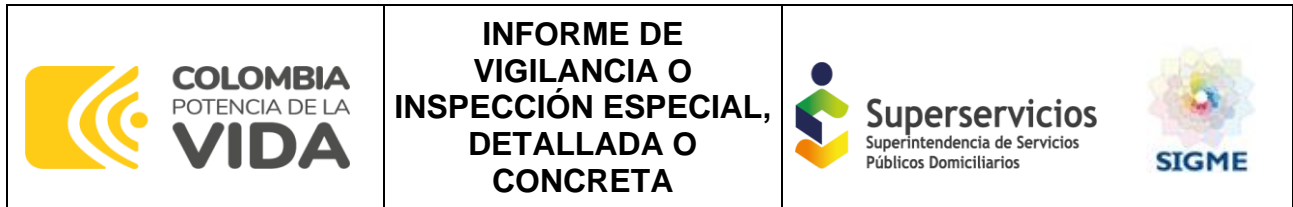
4.4.5 Medición

Respecto del Código de Medida, como primera medida, se consultó a la empresa por los elementos del sistema de medición de sus fronteras con reporte al ASIC. En ese sentido, se solicita una base de datos de sus fronteras comerciales la cual contenga información de los elementos del sistema de medición de dichas fronteras en cuanto a la clase de exactitud, las fechas de puesta en servicio, mantenimientos, entre otras. De la información que remite la empresa, se encuentra que esta cuenta con 11 fronteras con reporte al ASIC, 6 de las cuales corresponden a fronteras tipo entre agentes, y las otras 5 a fronteras de distribución. Estas últimas registradas así: una el 2 de julio de 2021, 3 más registradas el 3 de agosto de 2021, y la última registrada el 4 de agosto de 2021. La información reportada de las 11 fronteras comerciales no presenta novedades respecto a algún incumplimiento al Código de Medida.

Sin embargo, cabe destacar que, la empresa cuenta con otras 15 subestaciones de transformación. En ese sentido, y en atención a lo que establece el Código de Medida, cuando hay cambio entre niveles de tensión de un mismo OR, a razón de establecer la energía transferida entre estos, existe una *frontera de distribución*, frontera que, por definición es una frontera con reporte al ASIC y que, además, debe estar en cumplimiento a los requisitos que establece el Código Medida. Al respecto, se solicita a la empresa remitir el plan de gestión para el registro de dichas fronteras.

En atención al requerimiento la empresa indica que

Conociendo las condiciones de avance de cada punto de medida las actividades proyectadas buscaran finalizar los procesos faltantes a nivel constructivos y



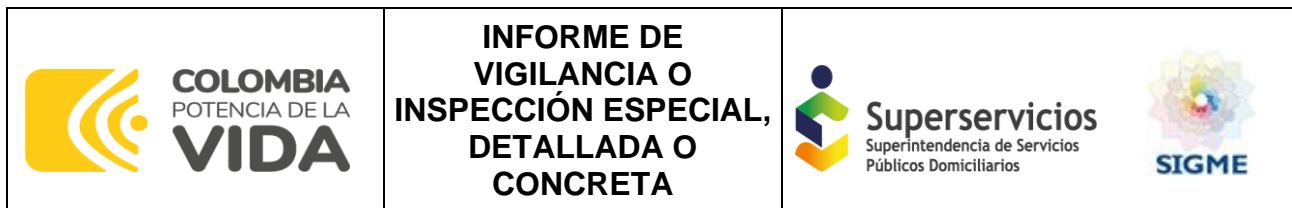
documentales con una proyección de cumplimiento de código de medida para el 2024 considerando los aspectos de cada punto se plantea espacio de tiempo teniendo en cuenta que algunos puntos de medida requieren desconexión a nivel de 34.5kv afectando los indicadores de la empresa y se buscara realizar actividades en conjunto con desconexiones proyectadas de mantenimiento al sistema de ENELAR ESP.

Tabla 15. Facturación reactiva usuarios ENELAR.

Subestación	Integración a red local	Documentación según código de medida	Porcentaje instalación de equipos (%)	Observaciones
Panamá	OK	Pendiente	90	Requiere desconexión para verificación de conexión de equipos.
Cravo norte	Pendiente	Pendiente	80	Está todo pendiente documentación general por parte del contratista.
Maporillal	Pendiente	Pendiente	80	Está todo pendiente documentación general por parte del contratista.
Arauca 1	Pendiente	Pendiente	90	Está todo pendiente documentación general por parte del contratista.
Tame	OK	Pendiente	50	Está pendiente traslado de punto de medida el cual requiere desconexión y coordinación de trabajos, a nivel documental falta documentación por parte del contratista.
Rosario	Pendiente	Pendiente	80	Está todo pendiente documentación general por parte del contratista.
Caracol	OK	Pendiente	90	Está todo pendiente documentación general por parte del contratista.
Zona industrial	OK	Pendiente	90	Está todo pendiente documentación general por parte del contratista.
Fortul	Pendiente	Pendiente	50	Está todo pendiente documentación general por parte del contratista.
Oasis	Pendiente	Pendiente	50	Está todo pendiente documentación general por parte del contratista.
Oporto Jordán	Pendiente	Pendiente	50	Está todo pendiente documentación general por parte del contratista.
Playitas	Pendiente	Pendiente	20	Subestación en proceso constructivo por el contratista.
Arauca 2	Pendiente	Pendiente	20	Se encuentra en proceso constructivo de la celda de medida con equipos de transformación y está pendiente documentación general por parte del contratista.
Puerto Rondón	Pendiente	Pendiente	50	Subestación en proceso constructivo por el contratista.
Puerto Nidia	Pendiente	Pendiente	90	Está todo pendiente documentación general por parte del contratista.

Fuente: ENELAR.

En ese sentido se espera, en atención a lo planteado por la empresa, que para finales de 2024 la empresa haya dado cumplimiento al plan propuesto y por ende, cumplimiento al Código de Medida.



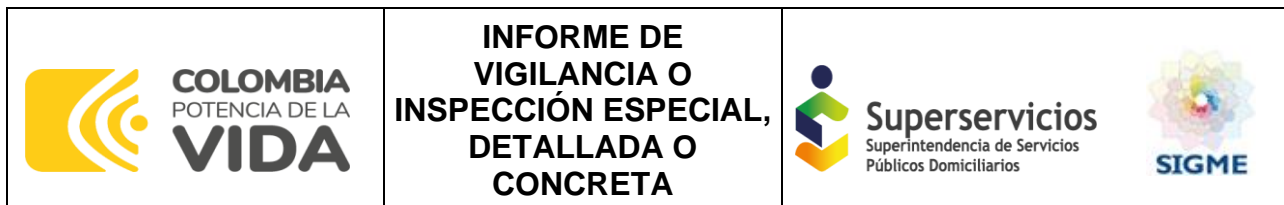
Si bien, a razón de la visita de evaluación, la empresa menciona que hará la respectiva gestión respecto del registro de las fronteras de distribución, se deja de presente el hallazgo del incumplimiento respecto de las fronteras de distribución que se habrá subsanado una vez las fronteras se encuentren debidamente normalizadas y registradas ante el ASIC.

En complemento a las fronteras, se solicitó el diagrama fasorial de cada una para verificar los niveles de acceso y para detectar posibles inconsistencias en los registros de las medidas. Así las cosas, varias fronteras presentan un desfase significativo, entre la hora que se tiene en PC y la hora que registra la medición, la empresa atribuye que los reportes se deben a los problemas que existen a las comunicaciones, principalmente a causa de la cobertura de los operadores de telecomunicaciones de la región y de la calidad de señal. Sin embargo, 6 de las 10 fronteras presentan esa novedad, por lo que se requiere que la empresa realice las correspondientes validaciones y correcciones cuando se requiera para subsanar el hallazgo.

Se consultó a la empresa por los usuarios que están conectados a través de activos de conexión, se buscó con esto hacer validación del Código de Medida, en particular de lo establecido en el artículo 19, a saber:

«ARTÍCULO 19. UBICACIÓN DE LAS FRONTERAS COMERCIALES. El punto de medición debe coincidir con el punto de conexión. En el caso de que la conexión se realice a través de un transformador, el punto de medición debe ubicarse en el lado de alta tensión del transformador (...).».

Durante la visita se solicitó a la empresa, la base de datos de los usuarios con la condición descrita, pero inicialmente, la información no fue remitida conforme al requerimiento de la DTGE. En ese sentido, se solicita que la información sea remitida de conformidad a lo requerido por la DTGE. Una vez allegada la información se evidencia que existen 22 fronteras comerciales conectadas a las redes de ENELAR como OR y atendidas por «otro comercializador» que no cumplen con el citado artículo 19 del Código de Medida. En ese sentido, de confirmarse el incumplimiento a la regulación el representante de frontera deberá hacer las respectivas normalizaciones a razón de dar cumplimiento a la regulación.



Analizando la información que reporta la empresa al SUI en el formato TC2 'Facturación a Usuarios' de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021, se le informa que se encontró una cantidad de datos inusuales que dan cuenta de una alta estimación en el año 2022 con más del 10% del total general de los periodos facturados. ENELAR expresa que esa estimación se debe al mal reporte del campo consumo junto con el campo tipo lectura del TC2 ya que a usuarios con consumo cero (0), se les reportó con concepto «lectura estimada». Por esa razón, se solicita al prestador realizar la reversión del formato TC2 con la corrección de los campos correspondientes para mejorar la calidad de reporte frente de información al SUI debido a que se registran 6886 usuarios y 32496 registros con reporte erróneo.

Adicionalmente, se realiza un análisis frente a los usuarios que no cuentan con medidor por más de 6 periodos continuos, esto en atención a lo que establece el artículo 146 de la Ley 142 de 1994. La norma consagra:

*(...) La falta de medición del consumo, por acción u omisión de la empresa, le hará perder el derecho a recibir el precio. La que tenga lugar por acción u omisión del suscriptor o usuario, justificará la suspensión del servicio o la terminación del contrato, sin perjuicio de que la empresa determine el consumo en las formas a las que se refiere el inciso anterior. **Se entenderá igualmente, que es omisión de la empresa la no colocación de medidores en un período superior a seis meses después de la conexión del suscriptor o usuario** (negrilla fuera de texto).*

Al respecto, dentro de la información que analizó la DTGE para el periodo 2022, de la información certificada por ENELAR en el SUI, se encuentra un total de 3429 usuarios que se encuentran bajo esa condición. La empresa manifiesta que en el corto plazo se hará la adquisición de 1400 medidores para ir subsanando dicha situación. Se solicita al prestador el plan de acción respecto de la instalación de medición a esta población de usuarios. Se hará seguimiento a la situación descrita para evidenciar la subsanación del hallazgo.

4.4.5.1 Reclamaciones por concepto de medición

Sobre el tema, se consulta a la empresa por el número de PQR por conceptos relacionados a la medición para las vigencias 2021 y 2022 a fin de establecer un comparativo y si hubo

disminución de las reclamaciones para el año 2022, en comparación con el año anterior. Así las cosas, respecto de los conceptos: Inconformidad con el aforo e inconformidad con la medición, la empresa remite el siguiente reporte de reclamaciones:

Tabla 16. *Relación de PQR de Enelar para los años 2021 y 2022.*

MES	# PQR 2021	# PQR 2022
ENERO	151	125
FEBRERO	107	188
MARZO	89	144
ABRIL	129	149
MAYO	95	165
JUNIO	172	154
JULIO	126	161
AGOSTO	147	161
SEPTIEMBRE	256	155
OCTUBRE	180	159
NOVIEMBRE	247	185
DICIEMBRE	122	116
TOTAL	1821	1862

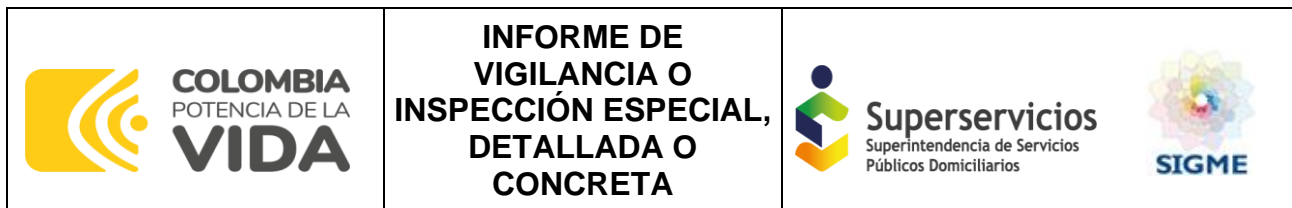
Fuente: Enelar - Elaboración DTGE.

En atención a lo reportado por la empresa, se evidencia un mayor número de reclamaciones en el año 2022 comparado con el año 2021, si bien no es significativamente mayor, refleja que no se realizaron esfuerzos por parte de la empresa por reducir estos indicadores, o que aquellos que pudieron aplicarse no tuvieron ningún efecto. En ese sentido, la empresa debe realizar la gestión que corresponda para disminuir las cifras en cuanto a estos indicadores. Más cuando, al respecto de la gestión, la empresa indica que:

ENELAR ha dispuesto de sus canales de atención virtual con el desarrollo de la aplicación MIENELAR disponible para teléfonos inteligentes y la promoción de diferentes campañas a través de las redes sociales. A su vez, la empresa periódicamente realiza jornadas comerciales denominadas “Enelar más cerca de la comunidad” donde se realiza revisión casa a casa del barrio o vereda o localidad que sea objeto de la jornada.

4.4.5.2 Medición Inteligente

Al respecto, la empresa indica que:



En el marco del desarrollo de los proyectos PRONE, la empresa ha venido socializando a los usuarios beneficiarios del proyecto las ventajas de la implementación de la tecnología AMI. Para esto, la empresa documento (sic) y emitió la política de gestión social y a su vez la presentación de los talleres y discursos los cuales fueron proporcionados a la firma contratista ejecutora del proyecto para su socialización ante la comunidad. En distintos espacios la empresa ha procedido a fomentar las ventajas de la medición inteligente como en reuniones, boletines de prensa y publicaciones en redes sociales.

4.4.5.3 Reglamento de comercialización

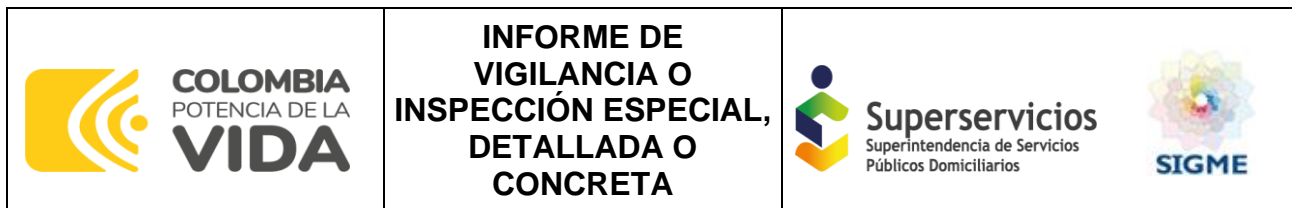
Se consulta a la empresa por la información reportada en la base de datos remitida a la DTGE donde se da cuenta de los usuarios que realizaron solicitud de expedición del paz y salvo para el cambio de comercializador, se reporta por parte de la empresa un único caso de solicitud de cambio de comercializador; sin embargo, dentro de la información que reporta la empresa se evidencia que la respuesta remitida al usuario se encuentra por fuera de los términos establecidos por la regulación. Al respecto, la empresa informó que hasta hace poco no se tenía claro el procedimiento para el cambio de comercializador; no obstante, ya se definieron las metodologías y los procedimientos a seguir para dar cumplimiento a lo establecido en la regulación.

4.4.6 Subsidios FSSRI y FOES

A continuación, se relacionan los hechos más relevantes relacionados al tema de los subsidios del FSSRI y el FOES.

4.4.6.1 Contribuciones y Subsidios - Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso (FSSRI).

Como se mencionó a lo largo del documento, el prestador ENELAR E. S. P., es un comercializador que, en el esquema de subsidios y contribuciones, atiende a usuarios regulados en los estratos residenciales 1, 2, 3, 4, y en los sectores: comercial, industrial, provisional, oficial y alumbrado público.



De la anterior clasificación, se encuentran suscriptores con beneficio de subsidios y de Fondo de Energía Social - FOES (esta temática será abordada más adelante), así como usuarios sujetos de contribución. El prestador reportó al SUI la información pertinente a subsidios (FSSRI y FOES) y contribuciones (FSSRI) correspondientes a las vigencias 2020, 2021 y 2022 de acuerdo con los lineamientos establecidos en las Resoluciones SSPD 20102400008055 de 2010, SSPD 20192200020155 de 2019 y SSPD 20212200012515 de 2021, en los formatos dispuestos para tal fin como son:

Resolución SSPD 20102400008055 del 16 de marzo de 2010. “Se unifica en un solo acto administrativo la normatividad expedida en el sector de Energía Eléctrica para el cargue de Información al Sistema Único de Información SUI”: Formato 2. “Información Comercial Residencial” y Formato 3. Información Comercial No Residencial.

Resoluciones SSPD 20192200020155 del 25 de junio de 2019 y 20212200012515 del 26 de marzo de 2021. "Por la cual se expiden los lineamientos para el cargue de información al Sistema Único de Información - SUI aplicable a los prestadores del servicio público de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional – SIN”: TC1. Inventario de Usuarios, TC2. Facturación de Usuarios, S1. Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES, S2. Giros Recibidos y Efectuados, S3. Acuerdo Suscriptor Comunitario, S4. Inventario Áreas Especiales FOES (AE_FOES), S5. Formato Validaciones Trimestrales Subsidios, S6. Usuarios Beneficiarios del Descuento y/o Exención Tributaria, S7. Inventario Macromedidores FOES, S8. Operación Macromedidores FOES, S9. Facturas Base Aplicación FOES y S10. Contribuciones No Recaudadas Después de 6 Meses y Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado su No Recaudo.

Para iniciar la revisión de información de subsidios y contribuciones, se hace la comparación sobre la consistencia de la información remitida por el prestador en el marco de la presente integral, y la información reportada en el Sistema Único de Información - SUI, a la cual se le hace seguimiento, de acuerdo con las funciones de inspección, vigilancia y control, asignadas a esta Superintendencia y que fue extraída por parte de la Dirección Técnica de Gestión de Energía.

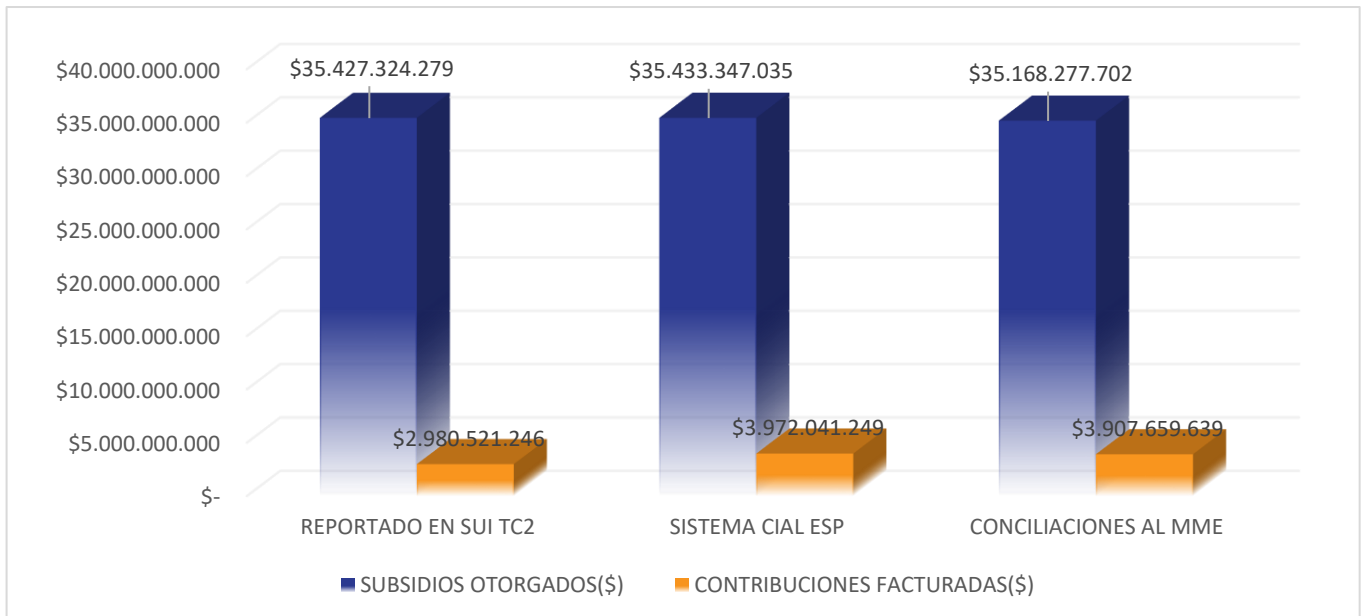
Para el desarrollo de este componente, se realizó verificación de la información para la vigencia 2022, empleando la información proveniente de:

- La copia de las conciliaciones remitidas por el prestador, en el desarrollo de la presente evaluación integral.
- Información procedente del sistema comercial empleado por el prestador.
- Información reportada en el SUI.

Al realizar el contraste de la información, se encontraron diferencias entre la información de las mencionadas fuentes, así como al contrastarlas con lo reportado en el Sistema Único de Información – SUI. Estas diferencias se presentan para las variables analizadas en toda la vigencia objeto de evaluación.

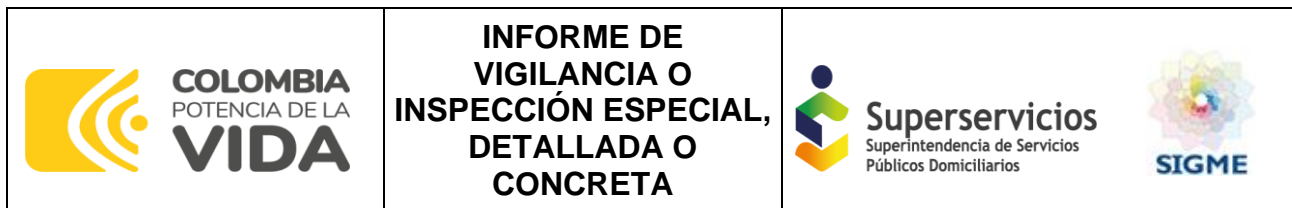
Lo anterior, plantea una asimetría de la información reportada en el SUI, remitida en las conciliaciones frente a la información que emplea el prestador en su sistema comercial.

Figura 9. *Subsidios SUI – Subsidios remitidos por el prestador ENELAR ESP. - vigencia 2022.*



Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP (Sistema cial. y Conciliaciones MME).

Tal como se observa en la Figura 9, el prestador presenta una información con variaciones entre lo reportado y lo cargado al SUI.



Estas variaciones se presentan en los valores reportados en el SUI respecto al sistema comercial del prestador y a su turno, diferencias en la información remitida al MME mediante las Conciliaciones, siendo las diferencias en subsidios otorgados que suman un total de (-\$ 6.022.756) respecto a la información del sistema comercial del prestador que, si se contrasta con las conciliaciones que la empresa remitió al MME¹, la diferencia es positiva, por valor de (\$ 259.046.577).

Respecto a las contribuciones facturadas, las diferencias respecto de la información reportada en el SUI y la remitida producto del sistema comercial del prestador corresponde a (-\$ 991.520.003), y con referencia a las conciliaciones del MME las diferencias son (-\$ 927.138.393) para la vigencia 2022.

Ahora bien, durante el desarrollo de la evaluación integral, en la reunión realizada en la sesión del 10 de octubre de 2023, se dejó dentro de los compromisos revisar y sustentar y/o reversar los valores reportados en el SUI en los formatos de facturación debido a las diferencias encontradas en los siguientes formatos:

- **TC2.** Facturación a Usuarios.
- **S1.** Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES.
- **S2.** Giros Recibidos y Efectuados.

A continuación, se presenta la información del SUI de la variable “Subsidios Otorgados” y “Contribuciones Facturadas” conforme a lo reportado en el SUI:

Tabla 17. Información de subsidios otorgados reportada por ENELAR ESP, en el SUI para la vigencia 2022 en el mercado ARAUCA.

AÑO	PERIODO	SUBSIDIOS	REFACTURACION_SUBSIDIOS
2022	1	\$ 2.705.670.265	\$ 0
2022	2	\$ 2.710.219.303	\$ 0
2022	3	\$ 2.631.081.195	\$ 0
2022	4	\$ 2.768.673.714	\$ 0
2022	5	\$ 2.810.331.127	\$ 0

¹ Ministerio de Minas y Energía.

AÑO	PERIODO	SUBSIDIOS	REFACTURACION_SUBSIDIOS
2022	6	\$ 2.902.018.255	\$ 0
2022	7	\$ 2.939.199.802	\$ 0
2022	8	\$ 3.108.900.986	\$ 0
2022	9	\$ 3.169.212.508	\$ 0
2022	10	\$ 3.223.829.274	\$ 0
2022	11	\$ 3.259.729.938	\$ 0
2022	12	\$ 3.198.457.912	\$ 0

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP.

Es de considerar que, la información de la Tabla 17 fue presentada y remitida vía correo electrónico al prestador en las hojas de cálculo y reportes extraídos del SUI, con la finalidad de facilitar el proceso de revisión y ajuste de la información.

Y contiene las columnas tomadas del formato TC2, que para el caso de subsidios corresponde a las variables: **21. Valor Subsidio Usuario (\$)**, **22. Valor Refacturación del Subsidio Usuario (\$)** del citado formato de acuerdo con la Res. SSPD No. 12515 de 2021.

En cuanto a contribuciones facturadas, se presenta la información del SUI de la variable “Contribuciones Facturadas”:

Tabla 18. Información de contribuciones facturadas reportada por ENELAR ESP, en el SUI para la vigencia 2022 en el mercado ARAUCA.

AÑO	PERIODO	CONTRIBUCIONES	REFACT_CONTRIBUCIONES
2022	1	\$ 294.828.960	-\$ 65
2022	2	\$ 286.670.070	-\$ 2.468
2022	3	\$ 279.333.670	-\$ 853
2022	4	\$ 0	-\$ 48.997
2022	5	\$ 38.862	-\$ 3.434
2022	6	\$ 0	-\$ 1.237
2022	7	\$ 310.755.535	\$ 0
2022	8	\$ 341.341.998	-\$ 2.964
2022	9	\$ 358.765.376	\$ 1.704
2022	10	\$ 367.547.351	-\$ 310.393
2022	11	\$ 370.373.501	\$ 5.795
2022	12	\$ 371.229.295	-\$ 460

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP.

Valga considerar que en el formato TC2, los valores de contribuciones facturadas consideradas en el ejercicio de validación, corresponden a los campos **26. Valor de la Contribución (\$)** y **27.**

Valor Refacturación de la Contribución (\$) del citado formato de acuerdo con la Res. SSPD No. 12515 de 2021.

De esta forma, se procedió a contrastar la información con las demás variables relacionadas con las contribuciones facturadas, como son: **“Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado su No Recudo”**, **“Contribuciones No Recaudadas Después de Seis (6) Meses”** y la aportada por el prestador encontrando que, en el momento de la revisión con el prestador, no se encontraba reporte alguno del formato **S10. Contribuciones No Recaudadas Después de 6 Meses y Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado su No Recudo**, por lo tanto, no fue posible evaluar esas variables.

Sin embargo, en la realización del presente informe, se procedió a realizar nuevamente la consulta en SUI, encontrando la siguiente información:

Tabla 19. Información reportada en el SUI de los diferentes componentes de Subsidios y Contribuciones analizados contrastando la información comercial de la ESP.

PERIODO	TC2/F2	S1	TC2/F2 F3	S1	S1	S10	S1	S10	S1	S2	S1	S2
	SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)	SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCIONES RECAUDADAS DESPUÉS DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES RECAUDADAS DESPUÉS DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUÉS DE 6 MESES (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUÉS DE 6 MESES (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)
T1	8.046.970.763	8.046.750.438	860.829.314	861.053.025	0	NO APLICA	0	NO APLICA	0	6.823.231.135	0	0
T2	8.481.023.096	8.481.022.881	-14.806	990.486.256	0	NO APLICA	0	NO APLICA	0	5.097.975.219	0	0
T3	9.217.313.296	9.217.313.294	1.010.861.649	1.010.862.909	0	NO APLICA	0	NO APLICA	150.430.351	458.222.309	0	0
T4	9.682.017.124	9.682.017.124	1.108.845.089	1.109.150.147	0	NO APLICA	0	NO APLICA	12.751.385.310	112.355.234	0	0

Fuente: Elaboración propia datos SUI.

Tabla 20 Información aportada por el prestador para la vigencia 2022.

PERIODO					SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCIONES RECAUDADAS DESPUÉS DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUÉS DE 6 MESES (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)
	T1	T2	T3	T4						
X					8.051.220.372	860.603.635	0	0	6.705.352.479	0
	X				8.481.005.560	929.119.793	0	0	4.757.110.284	0
		X			8.969.030.772	1.009.522.886	0	0	103.443.560	0
			X		9.667.020.998	1.108.413.325	0	0	12.745.117.280	0

Fuente: Elaboración propia datos remitidos por el prestador.

Del anterior ejercicio de comparación, se obtuvieron las diferencias que se presentan en la Tabla 21, que evidencian una clara asimetría de la información que requiere sea ajustada por parte del prestador.

Tabla 21. Consolidado de las diferencias presentadas por formato frente a la información del sistema comercial del prestador para la vigencia 2022.

PERIODO				TC2/F2	S1	TC2/F2 F3	S1	S1 vs S10	S1 vs S10
T1	T2	T3	T4	SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)	SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUÉS DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUÉS DE 6 MESES (\$)
X				-4.249.609	-4.469.934	225.679	449.390	0	0
	X			17.536	17.321	-929.134.599	61.366.463	0	0
		X		248.282.524	248.282.522	1.338.763	1.340.023	0	0
			X	14.996.126	14.996.126	431.764	736.822	0	0

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP.

Así mismo, se procedió a contrastar las variables relacionadas con giros recibidos y efectuados, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 22. Consolidado de las diferencias presentadas por formato relacionada con los giros recibidos SUI frente a la información del sistema comercial del prestador para la vigencia 2022.

PERIODO				S1	S2	S1	S2
T1	T2	T3	T4	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)
X				- 6.705.352.479	117.878.656	0	0
	X			- 4.757.110.284	340.864.935	0	0
		X		46.986.791	354.778.749	0	0
			X	6.268.030	-12.632.762.046	0	0

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP.

Como se observa en las respectivas tablas para todos los trimestres de la vigencia 2022, se presentan diferencias del formato TC2 en las variables **subsidiros otorgados** y **contribuciones facturadas** y, para el formato de facturación S1, se presentan diferencias en las variables de "**Subsidios Otorgados**", "**Contribuciones Facturadas**" y **Giros recibidos**" en los cuatro trimestres de la mencionada vigencia.

De igual forma, se presentan diferencias en los cuatro trimestres de 2022 del formato de facturación S2, en la variable "**Giros Recibidos (\$)**".

Sobre este aspecto, se concluye que el prestador presenta diferencias en la información del sistema comercial para las variables que se relacionan con subsidios otorgados, contribuciones facturadas y, giros recibidos y efectuados, situación que tendrá que ser evaluada por el prestador, puesto que la información no es concordante y consistente con lo reportado a este ente de control a través del SUI, así como al Ministerio como administrador del fondo.

4.4.6.2 Análisis de suscriptores sujetos a subsidios o contribución.

En el ejercicio de la evaluación integral, se analizó el número de suscriptores beneficiarios de subsidios por pertenecer a los estratos residenciales 1, 2 y 3 y los suscriptores y usos objeto de contribución.

Para el caso que nos ocupa, se tomó como fuente de información la contenida en el formato TC1 sobre el número de suscriptores.

Las diferencias presentadas de suscriptores en las vigencias 2021 y 2022 correspondientes a:

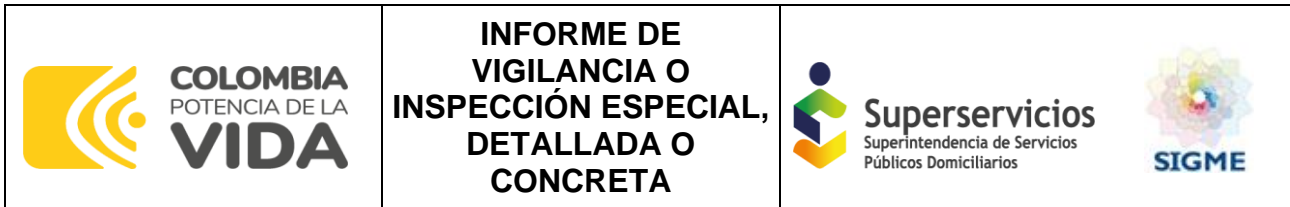
Tabla 23. *Diferencias presentadas para las vigencias 2021 sobre el número de usuarios por estrato/sector.*

ESTRATO / MES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Estrato 1	190	227	148	190	186	-618	248	127	155	162	109	144
Estrato 2	41	32	22	50	27	845	31	8	24	16	22	41
Estrato 3	8	30	2	19	9	26	17	12	4	-7	2	2
INDUSTRIAL	0	2	1	-1	0	1	0	3	1	2	1	0
COMERCIAL	3	-7	15	54	14	18	22	8	3	4	-1	36
ALUMBRADO	-3	1	-1	3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	0

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP.

Tabla 24. *Diferencias presentadas para las vigencias 2022 sobre el número de usuarios por estrato/sector.*

ESTRATO / MES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Estrato 1	66	106	178	210	293	213	116	133	336	118	148	148
Estrato 2	26	33	13	7	41	13	5	8	51	21	13	11
Estrato 3	7	13	4	-4	3	5	5	1	7	-9	7	8
INDUSTRIAL	0	0	0	1	1	2	0	0	0	0	1	0
COMERCIAL	36	37	34	45	26	27	7	5	24	9	38	12



ESTRATO / MES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ALUMBRADO	-1	0	0	0	0	0	-2	-2	-3	-3	-3	-3

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP.

De conformidad con las Tabla 23 y Tabla 24 se muestran en color rojo las diferencias presentadas frente al número de suscriptores por estrato y uso, evidenciando que predomina un mayor valor reportado en el SUI de usuarios que el aportado por el prestador proveniente del sistema comercial.

El “Estrato 1” presenta amplias diferencias para las dos vigencias analizadas, situación que deberá ser sustentada por el prestador, y proceder con las reversiones a lugar.

Así mismo, le siguen los estratos 2, 3 y 4, y el uso comercial, en este sentido, las diferencias menores se presentan en los usos “Industrial” y “Alumbrado Público”.

4.4.6.2.1 Análisis de suscriptores beneficiarios del descuento y/o exención tributaria.

De conformidad con la información aportada por el prestador en formato Excel, se encontraron 210 registros que obedecen a las vigencias 2021, 2022 y 2023; no obstante, en el momento de la contrastación de información con el SUI, se encontró que no se había reportado la información del formato S6. “Beneficiarios del descuento y/o Exención Tributaria” para la vigencia 2022. Motivo por el cual, se emitió hallazgo N°54 conforme al Acta No1 del 09 al 11 de octubre de 2023, en el que se estableció la obligación para el prestador de:

«(...) realizar el reporte del formato S6 y S10 que deberán estar alineados con la información de los formatos de las variables que contienen vigencias 2022 a 2023» con fecha de cumplimiento a corte del 27 de octubre de 2023.

Teniendo en cuenta lo anterior, para la realización del presente informe se procedió nuevamente a consultar en el SUI el reporte del mencionado formato, encontrando el cumplimiento dentro del tiempo estipulado para el reporte.

Sin embargo, al cotejar la información reportada en el SUI con la aportada por el prestador inicialmente, se encontró que:

- De los 210 registros aportados por el prestador con ocasión de la presente evaluación integral, no repetidos para las vigencias 2022 corresponden a 9, los cuales fueron comparados con los registros “no repetidos” reportados en el SUI de esa vigencia que corresponden a **61**.

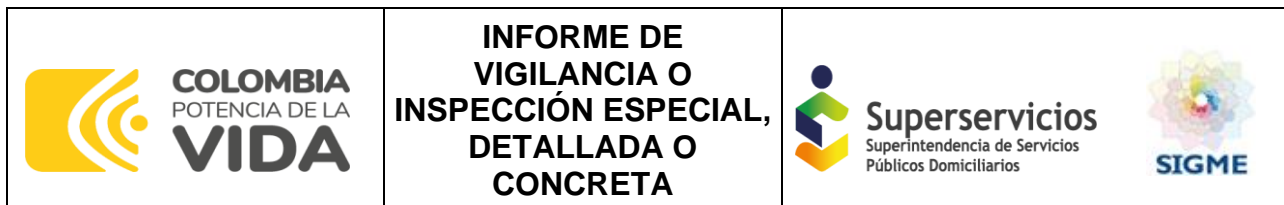
Al contrastarlos, se encuentra una diferencia de 52 suscriptores, cuyos códigos NIU no concuerdan con la información del sistema comercial aportada por el prestador inicialmente.

Posteriormente, y en cumplimiento con el hallazgo No. 55 relacionado con: «(...) *allegar con las variables el archivo de exentos de tributos, toda vez que el formato allegado no permite verificar el código NIU y las actividades principales a que hace referencia el estatuto tributario*», el prestador mediante oficio radicado SSPD No. 20235293973722 del 01 de noviembre de 2023, allegó nuevo archivo con información que data del 2023 y que contiene **52** registros “No repetidos”.

Si bien, presuntamente la anualidad de la información recibida en la última entrega no es concordante con la vigencia objeto de revisión. Por consiguiente, se procedió a realizar el cotejo de la información reportada en SUI, observando que 4 registros del archivo recibido no concuerdan con la información reportada en el SUI y 48 presentan coincidencia.

En cuanto a la información reportada en el SUI, coinciden 48 registros de **61** NIU reportados “No repetidos”, quedando 13 registros que no coinciden.

De otra parte, al contrarrestar la información de los códigos de la actividad económica principal, se encontraron diferencias en los códigos de las actividades económicas y los reportados en el SUI, es así que para el NIU “99479” “GRUPO PUNTA ARENA S.A.S” en el archivo aportado se informa que la actividad corresponde a: «TURISMO Y HOTELES DEC 799/20»; sin embargo, conforme al código reportado en el SUI, se hace alusión a “112” lo que corresponde a una descripción de la actividad que dista de lo informado por el prestador.



Estas diferencias, se presentan en la información reportada por el prestador y la allegada mediante el citado radicado.

Situación que deberá sustentar el prestador explicando las diferencias de la información aportada y la reportada en el SUI.

Teniendo en cuenta lo anterior, si bien se cumplió con el reporte de los formatos solicitados, la información del formato S6 reportada, no concuerda con la suministrada por el prestador en las dos entregas (mediante requerimiento y la allegada bajo radicado SSPD No. 20235293973722), en este sentido se ajusta redacción del hallazgo N°55.

➤ **Comentarios adicionales.**

- I. Así mismo, el prestador informa que no cuenta con usuarios en condición especial de distrito de riego, ni se encuentran en curso solicitudes para aprobación.
- II. Respecto al cumplimiento del artículo 2.2.3.2.6.1.12. del Decreto 1073 de 2015 en el que se precisa que:

«Las entidades prestadoras de los servicios públicos domiciliarios deberán informar a la comunidad, a través de medios de información masiva y por lo menos una vez al año, la utilización de manera precisa que dieron de los subsidios (...).».

El prestador fue requerido mediante comunicación SSPD No. 20232201388751 del 24 de abril de 2023, solicitando la información de los medios masivos empleados para la publicación de esta información allegando la fecha y el medio, así como las evidencias que lo soportan para las vigencias 2021 y 2022.

Una vez consultado nuestro sistema de gestión documental CRONOS, se encuentra que el prestador no atendió el requerimiento en mención.

En este sentido, es preciso recordar que el artículo 53 de la Ley 142 de 1994, estableció la obligación a las entidades encargadas de prestar los servicios públicos domiciliarios de informar periódicamente la utilización que dieron a los subsidios presupuestales, lo cual fue reglamentado en el Decreto 847 de 2001 y compilado en el artículo 2.2.3.2.6.1.12 del Decreto 1073 de 2015, en donde se estableció la publicación "a través de medios de información masiva y por lo menos una vez al año", por lo que no se trata de un requerimiento nuevo del cual, el prestador presuntamente no está realizando.

4.4.6.3 Fondo de Energía Social - FOES

Por otro lado, en cumplimiento de las funciones de inspección, vigilancia y control asignadas a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - Superservicios, teniendo en cuenta lo establecido en el artículo 6 del Decreto 111 de 2012, y con el fin de verificar la aplicación del beneficio del fondo de Energía Social - FOES en la facturación de los usuarios ubicados en las Áreas Especiales (BS, ARMD y ZDG), se realizó un análisis de la información que reportó la empresa en el marco de la integral, y lo que se encuentra reportado en los diferentes formatos del SUI para la información relacionada a FOES y las áreas especiales.

Inicialmente es importante resaltar que la empresa presta servicio en Áreas Rurales de Menor Desarrollo (ARMD) y en Zonas de Difícil Gestión (ZDG).

Así mismo, los recursos que se le asignaron en 2022 a la empresa se encuentran en las siguientes resoluciones:

Tabla 25. *Resoluciones de aplicación FOES 2022.*

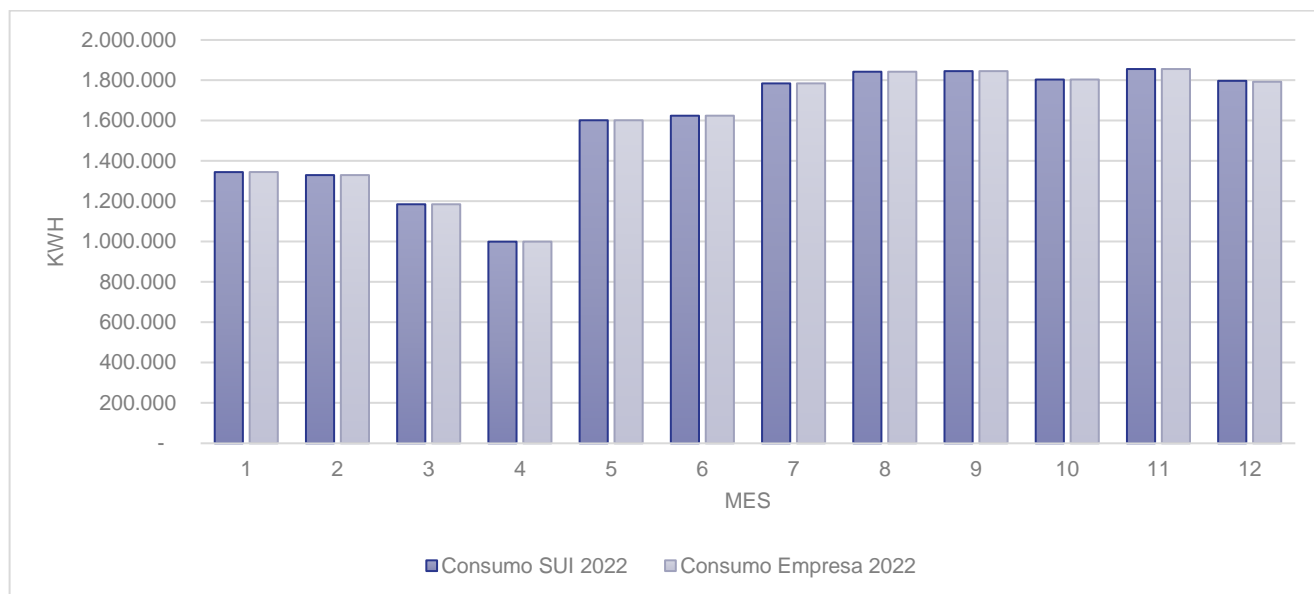
Resolución MME	Fecha	Mes Consumo	FOES aprobado en \$/kWh
Res. 00168	11/02/2022	Cons Nov-21	55,57
Res. 00477	11/03/2022	Cons Dic-21	65,40
Res. 00718	1/04/2022	Cons Ene-22	59,53
Res. 00825	2/05/2022	Cons Feb-22	71,01
Res. 01008	9/06/2022	Cons Mar-22	67,79
Res. 01128	1/12/2021	Cons Sep-21	92,00
Res. 01167	1/07/2022	Cons Abr-22	69,85
Res. 01248	22/12/2021	Cons Oct-21	70,96
Res. 01273	26/07/2022	Cons May-22	68,41
Res. 01436	1/09/2022	Cons Jun-22	70,86

Resolución MME	Fecha	Mes Consumo	FOES aprobado en \$/kWh
Res. 01529	27/09/2022	Cons Jul-22	70,42
Res. 01694	4/11/2022	Cons Ago-22	71,76

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP.

Continuando con la verificación de datos de la empresa, ésta indica que, en el desarrollo normal de la prestación del servicio, las áreas especiales tuvieron un consumo FOES de 19.011.305 kWh en 2022. Esta información varía levemente con lo reportado en el Sistema Único de Información SUI, el cual tiene un total de 19.015.124 kWh, esta diferencia se presenta principalmente en el mes de diciembre de 2022, el cual tiene una diferencia de 4.585 kWh. Lo anterior se puede apreciar en la Figura 10.

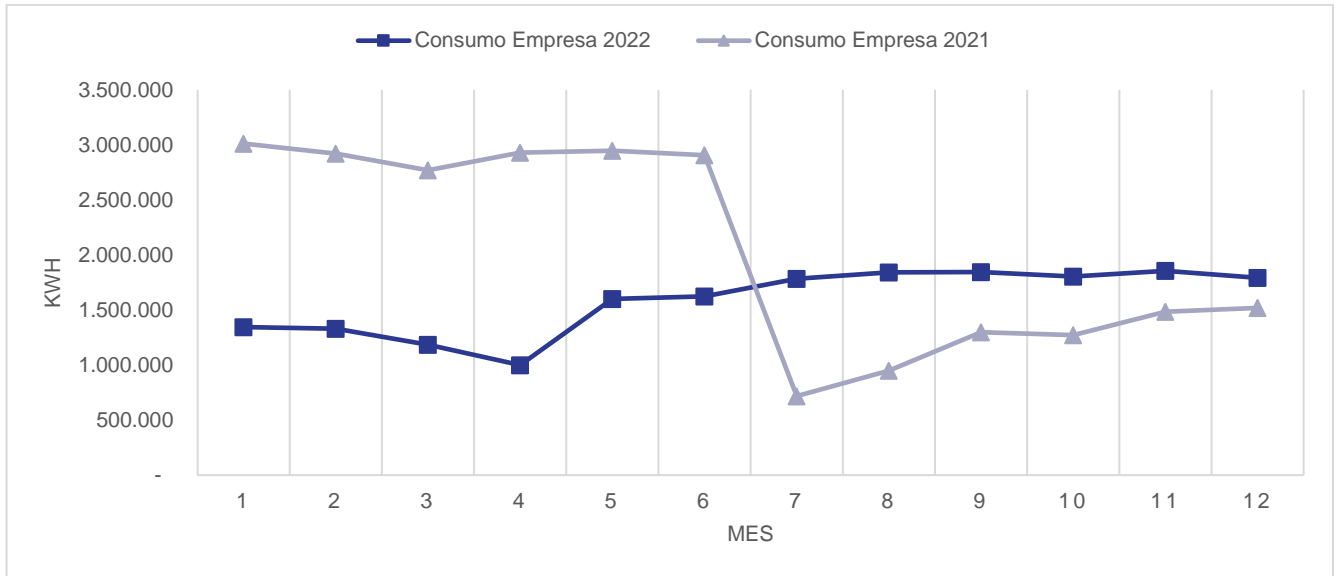
Figura 10. Consumos FOES enviados por ENELAR y Consumo FOES TC2 2022.



Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP.

En cuanto a consumos, la empresa presenta falta de reporte de información para los primeros meses del 2021, por tal motivo, no se puede hacer una comparación real de la variación que tuvo este concepto de un año al otro. Si se tiene en cuenta únicamente lo remitido por la empresa en el marco de la integral, se observa una disminución de consumo de un 23%, variación que se evidencia principalmente en los primeros seis meses del año.

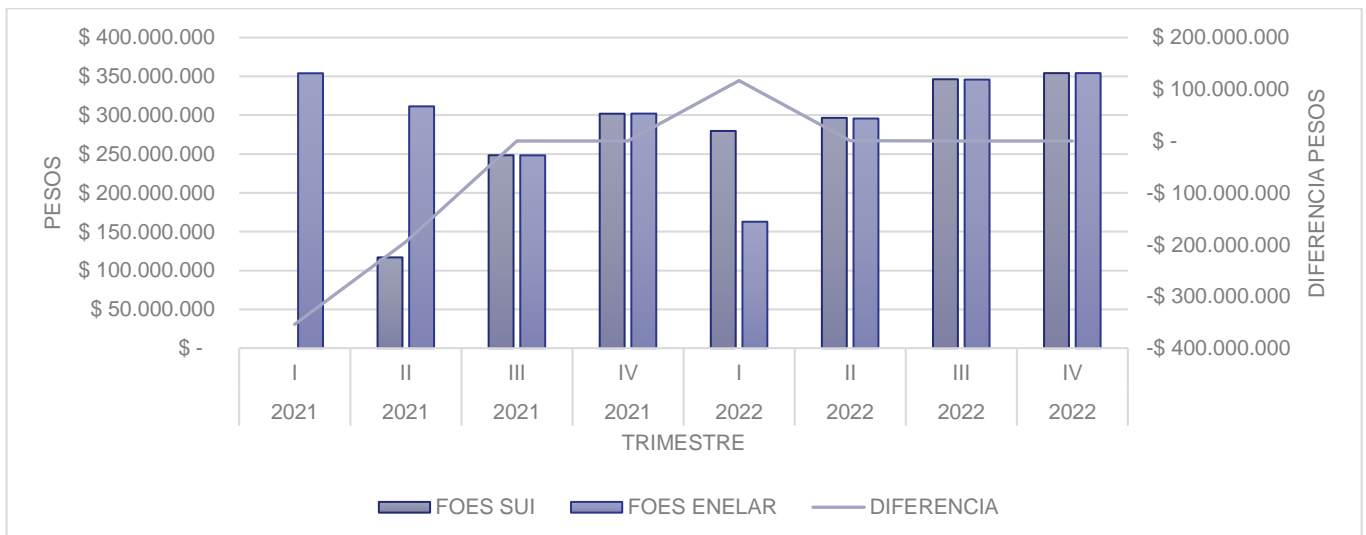
Figura 11. Consumos FOES enviados por ENELAR 2021-2022.



Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP.

Por otro lado, dentro de los aspectos más importantes en esta validación, está la aplicación que la empresa le ha dado a los recursos FOES que le asigna el Ministerio de Minas y Energía.

Figura 12. Comparación aplicación FOES 2021-2022 ENELAR – TC2 SUI.



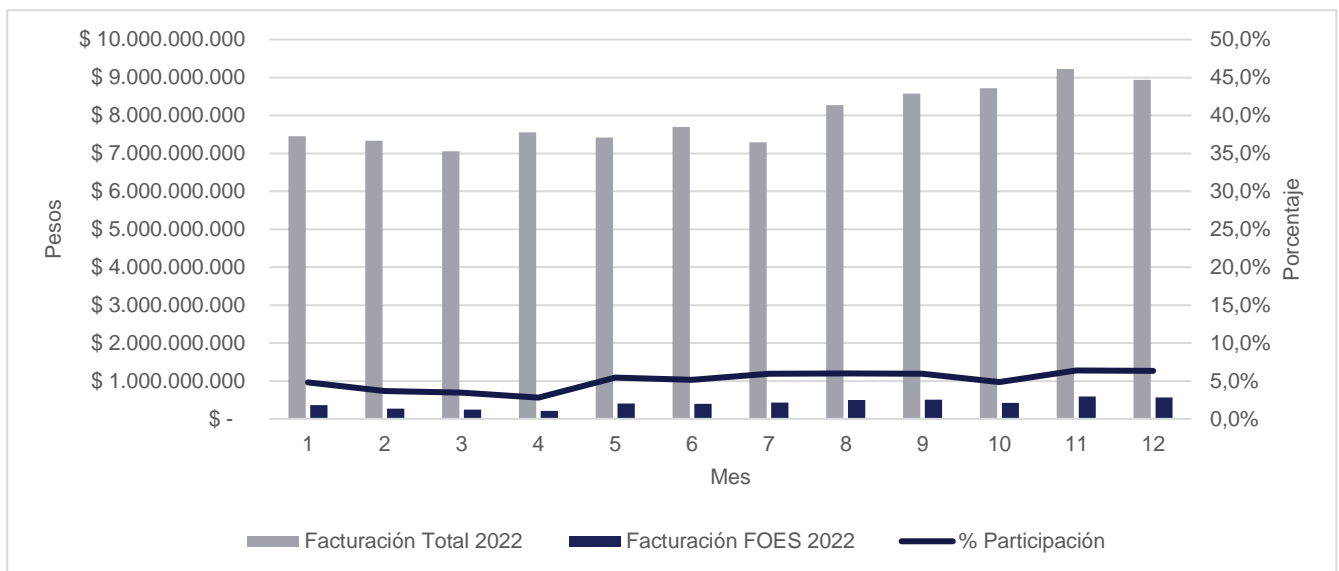
Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP.

En ese sentido, en la Figura 12 se hace la comparación entre lo que la empresa reportó en el formato TC2 Facturación a usuarios del SUI y lo que remitió en el marco de la evaluación integral.

De esta gráfica se puede observar que, tal cual se ha evidenciado en los puntos anteriores, la empresa no reportó al SUI información comercial para los primeros meses del año 2021, por tal motivo, no se puede hacer una comparación real de estos dos datos.

En el año 2022, la diferencia presentada fue de \$118.155.632. Lo anterior se dio porque la empresa no remitió información para el mes de enero de la vigencia mencionada. Los otros tres trimestres no presentan diferencias significativas.

Figura 13. Comparativo de facturación total – facturación FOES 2022.



Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP.

De igual forma se observa en la Figura 13, que el valor facturado por concepto FOES tiene una ponderación promedio en la facturación total del 5,1%. La facturación total FOES para estos usuarios fue de \$4.898.670.152 pesos en el año 2022, lo cual significó una disminución de 11% con relación a la vigencia inmediatamente anterior, para este año la facturación total fue de \$5.506.395.159 pesos.

Tabla 26. Cantidad de Áreas Especiales ENELAR actual.

TIPO DE ÁREA ESPECIAL	CANTIDAD DE AE
ARMD	269
BS	30
Total general	299

Fuente: Elaboración propia datos ESP.

Continuando con el análisis, y como se mencionó anteriormente, la empresa cuenta con dos tipos de áreas especiales, Área Rural de Menor Desarrollo y Barrios Subnormales, contabilizando un total de 269 ARMD y 30 BS tal cual se observa en la Tabla 27.

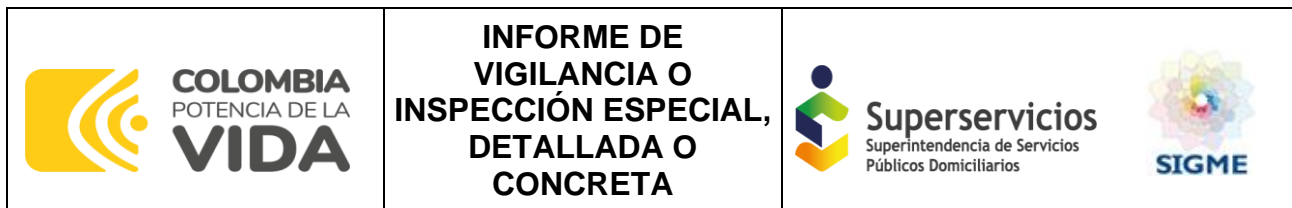
Sin embargo, al contrastar la información remitida por la empresa en el marco de la integral y lo reportado por la misma en el formato S4 del SUI, se encuentra que hay una diferencia de 20 áreas especiales que no están reportadas en el sistema único de información:

Tabla 27. *Áreas especiales no reportadas en el SUI por ENELAR.*

MUNICIPIO	NOMBRE ZONA	TIPO ZONA
Araucuita	Vda Pueblo Nuevo En Araucuita	Área Rural De Menor Desarrollo
Saravena	Barrio Invasión 20 De Julio En Saravena	Barrio Subnormal
Saravena	Vereda Alto San Joaquín En Saravena	Área Rural De Menor Desarrollo
Saravena	Vereda Campo Hermoso En Saravena	Área Rural De Menor Desarrollo
Tame	Vereda Bochalema En Tame	Área Rural De Menor Desarrollo
Tame	Vereda Cachama En Tame	Área Rural De Menor Desarrollo
Tame	Vereda Laureles I Y li En Tame	Área Rural De Menor Desarrollo
Tame	Vereda Alto Ele En Tame	Área Rural De Menor Desarrollo
Tame	Horizonte En Tame	Barrio Subnormal
Arauca	Vda La Pastora En Arauca	Área Rural De Menor Desarrollo
Saravena	Vda La Playa En Saravena	Área Rural De Menor Desarrollo
Saravena	Vda La Esperanza En Saravena	Área Rural De Menor Desarrollo
Tame	Barrio Villa Del Sol Tame	Barrio Subnormal
Tame	Barrio Ciudad Jardín Tame	Barrio Subnormal
Tame	Barrio Villa Paola Tame	Barrio Subnormal
Tame	Barrio Campiña Dos Tame	Barrio Subnormal
Tame	Barrio Campiña Uno	Barrio Subnormal
Tame	Vereda Agua Clara Tame	Área Rural De Menor Desarrollo
Saravena	Alto Citaca En Saravena	Área Rural De Menor Desarrollo
Tame	Barrio Amigoscoop En Tame	Barrio Subnormal

Fuente: Elaboración propia datos SUI.

Además, es relevante considerar que todos los territorios atendidos por ENELAR corresponden a municipios con climas cálidos, situados a altitudes inferiores a 1.000 metros sobre el nivel del mar. En estas áreas, se establece un límite de consumo eléctrico subvencionado de 173 kWh para ARMD y de 184 kWh para BS, por mes para cubrir las necesidades básicas. En otras palabras, este es el tope de kilovatios que los hogares pueden consumir al mes con tarifas



subsidiadas, ya que cualquier excedente de consumo sobre este límite será facturado a la tarifa plena.

Finalmente, al hacer la revisión de información de la empresa, que debe ser cargada en el Sistema Único de Información –SUI, se encuentra que no hay información relacionada con FOES para los siguientes formatos ni en 2021 ni en 2022:

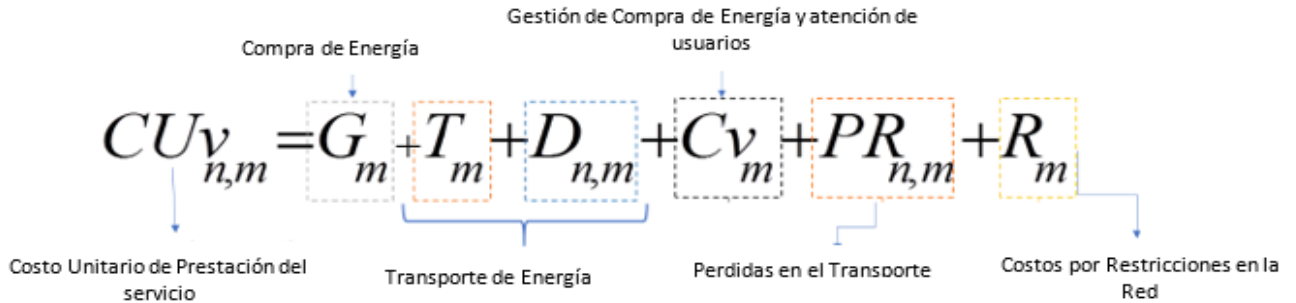
- FORMATO S2. Giros Recibidos y Efectuados
- FORMATO S3. Acuerdo Suscriptor Comunitario
- FORMATO S5. Validaciones
- FORMATO S7. Inventario Macromedidores FOES
- FORMATO S8. Operación Macromedidores FOES

4.4.7 Aspectos tarifarios

De acuerdo con la información comercial reportada en el Sistema Único de Información (SUI), ENELAR solo atiende usuarios regulados, por lo cual, el presente informe no tiene capítulo de usuarios no regulados. Así las cosas, este informe se enfocará en el Costo Unitario de Prestación del Servicio y Tarifas aplicables a los usuarios regulados conectados a nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red, teniendo en cuenta que aplicaría a la mayoría de los usuarios de la empresa.

4.4.7.1 Usuarios regulados

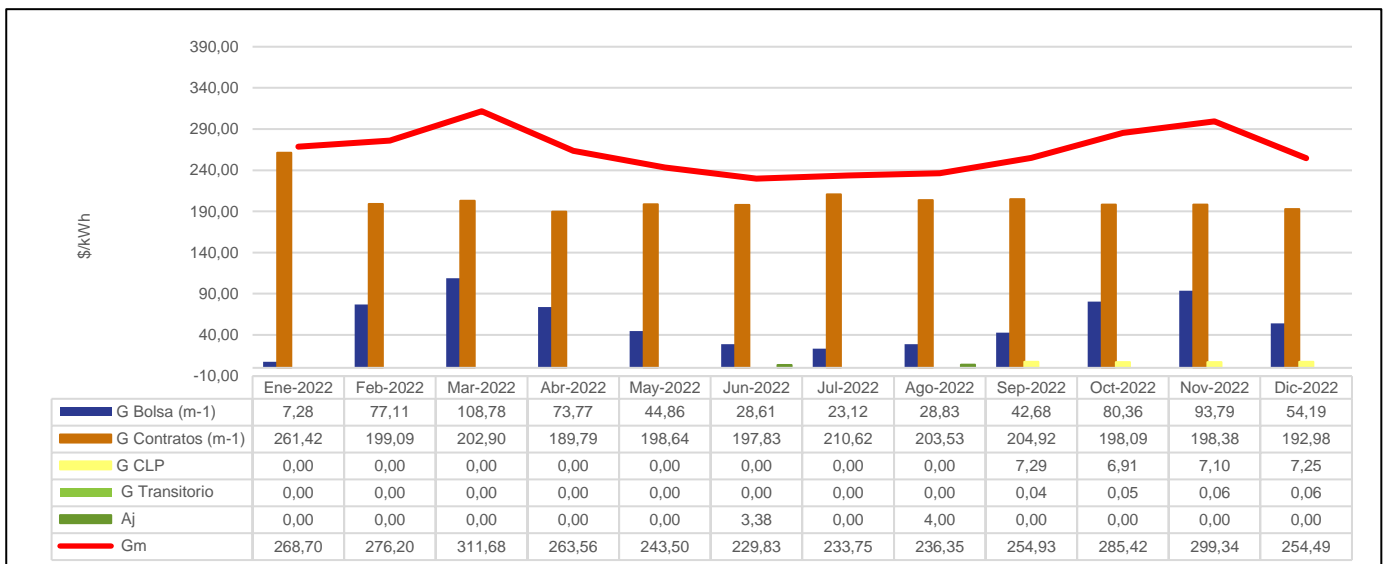
Inicialmente, es preciso mencionar que, el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) de energía eléctrica, corresponde al costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado que, de acuerdo con la regulación establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, está conformado por la suma de los componentes de generación (G), transmisión (T), distribución (D), comercialización ®, pérdidas (PR) y restricciones del siste®(R), cada uno de los cuales, obedece a unas condiciones reguladas para la determinación de su valor. Lo anterior se puede observar gráficamente, en la siguiente ilustración. Posteriormente se explicará y analizará el comportamiento cada uno de los componentes en el 2022:



4.4.7.1.1 Componente de Generación

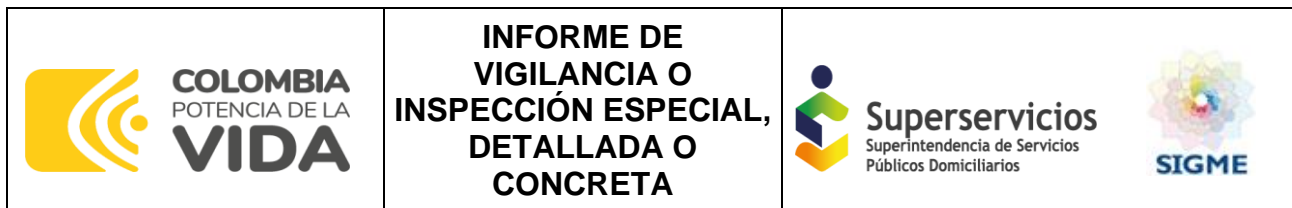
El componente de generación se calcula con base en la metodología establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, modificada por la Resolución CREG 174 de 2021 y la Resolución CREG 101 002 de 2022. Este componente permite trasladar vía tarifa a los usuarios, los costos de compra de energía del comercializador, bien sea vía contratos bilaterales, o bolsa en el mercado de energía mayorista u otros mecanismos de compra contemplados actualmente por la regulación. Ver 14.

14. Componente de Generación (G) 2022 – ENELAR



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

La 14 evidencia, los cambios en el componente de Generación a lo largo del año 2022. Se observa un aumento en el primer trimestre alcanzando su mayor valor en el mes de marzo equivalente a 311,68 \$/kWh. Posteriormente, se presentó una notable disminución logrando así



su menor valor en el mes de junio, equivalente a 229,83 \$/kWh. A partir del mes de julio, el componente presentó incrementos graduales alcanzando en el mes de noviembre su segundo valor más alto, el cual fue igual a 299,34 \$/kWh y para el mes de diciembre la empresa presentó otra disminución cerrando el año con un valor de 254,49 \$/kWh.

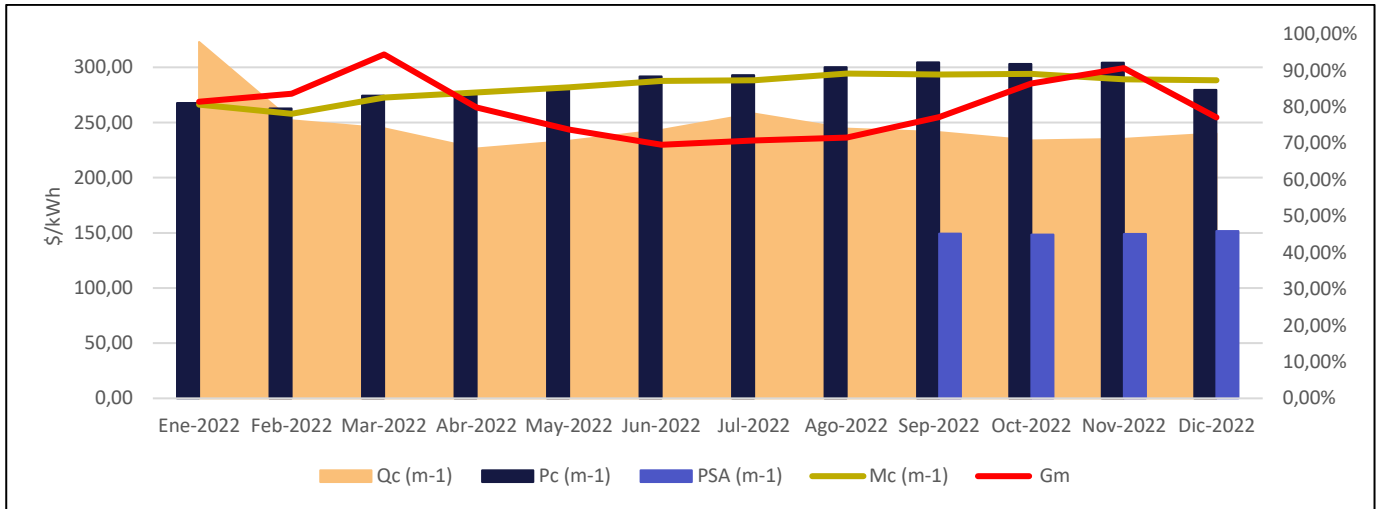
Ahora bien, dentro de esta Figura las barras de color azul corresponden al valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda regulada atendida con energía comprada en bolsa y las barras de color naranja corresponden al valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda regulada, atendida con energía comprada en contratos bilaterales. Finalmente, se evidencia el aporte de las compras en la subasta del ministerio en color amarillo (G CLP), las cuales presentaron valor los últimos cuatro meses del año, además del G transitorio, el cual considera dentro de su cálculo las compras AGPE y GD que se presenten los casos de entrega de energía que tenga traslado al usuario final.

El aumento del componente de Generación, en el mes de marzo, correspondió a 12,84% con respecto al mes de febrero y estuvo determinado por un significativo incremento en la participación proveniente del precio de bolsa en la fórmula de cálculo del componente, es decir que, la combinación del precio de bolsa junto con el nivel de exposición en ese momento, hizo que se trasladara en marzo de 2022, el 34,90% del precio promedio de bolsa y un 65,09% proveniente de contratos.

➤ **Compras en contratos**

Con el propósito de ilustrar esta parte de la evaluación, se lleva a cabo la comparación del comportamiento de las variables del costo promedio de la energía comprada en contratos (Pc), el costo promedio de energía comprada en los contratos de la subasta del ministerio (PSA), el costo promedio ponderado por energía (Mc), el porcentaje de la demanda regulada cubierta con contratos bilaterales (Qc) y el costo máximo a trasladar a usuarios finales (G).

Figura 15. Comportamiento de las variables (G contratos) 2022 - ENELAR



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De la Figura 15 se puede observar que, en el año 2022, ENELAR adquirió energía a un precio promedio en contratos (Pc) cercano pero mayor al precio promedio del mercado (Mc). En la figura se logra observar como las barras color azul oscuro superan la línea amarilla.

En resumen, el precio promedio de la energía comprada en contratos durante el año 2022 fue de 286,37 \$/kWh, manteniéndose por encima del promedio de Mc para el mismo período el cual fue de 282,61 \$/kWh, lo que contribuyó a que el valor promedio del efecto final en el G fuera de 263,14 \$/kWh.

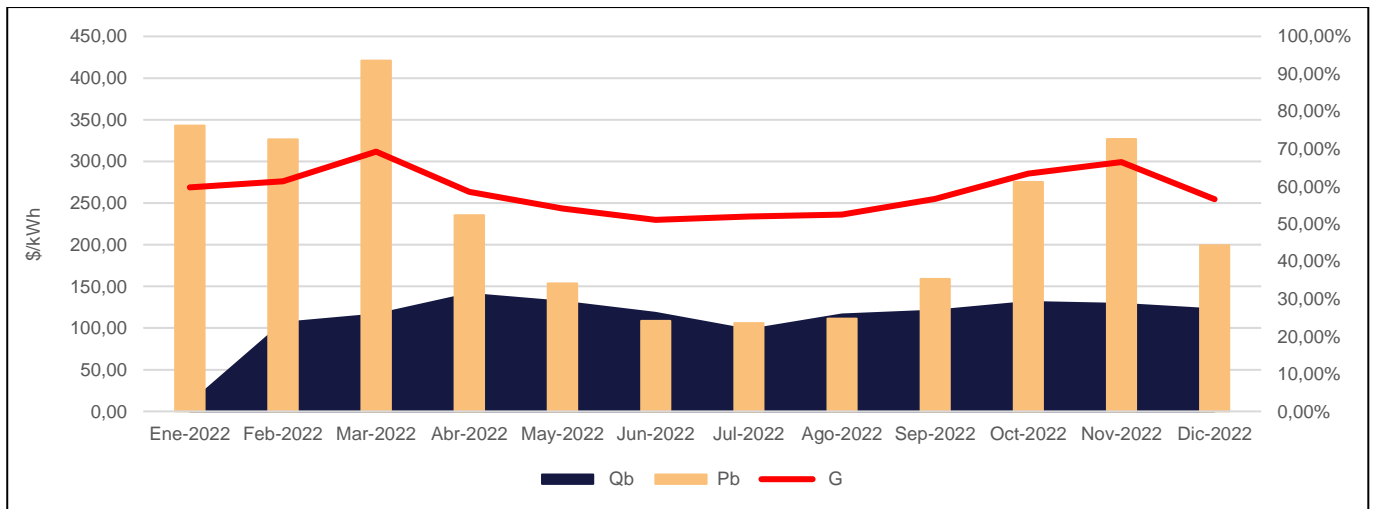
En la misma gráfica, se puede observar lo sucedido en el mes de marzo de 2022; mientras el valor del componente de Generación experimentó un incremento. El cubrimiento de la demanda regulada en contratos, representada por Qc, se mantuvo en un promedio para dicho mes de 74,17%, dejando así un 25,83% expuesto al mercado de bolsa a un precio (Pb) de 421,10 \$/kWh.

➤ **Compras en bolsa**

De manera análoga al análisis previo de las compras en contratos, se establece una comparación entre el comportamiento de las variables del costo promedio de la energía

adquirida en la bolsa (Pb), el porcentaje de la demanda regulada cubierta mediante compra de energía en la bolsa (Qb) y el costo máximo a ser trasladado a los usuarios finales (G).

Figura 16. Comportamiento de las variables (G Bolsa) 2022 – ENELAR.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 16, se puede observar que la combinación del porcentaje de exposición en la bolsa y su correspondiente precio tiene un impacto directo en el componente de Generación aplicado por ENELAR. Este componente experimenta un aumento significativo en el mes de marzo de 2022, cuando un precio en la bolsa (Pb) de 421,10 \$/kWh y una exposición en la bolsa del 25,83% resultaron en un valor de Generación (G) de 311,67 \$/kWh. Efecto similar al visto para noviembre, donde un precio en la bolsa (Pb) de 326,75 \$/kWh y una exposición en la bolsa del 28,71% resultaron en un valor de Generación (G) de 299,33 \$/kWh, siendo el segundo más alto en el año 2022.

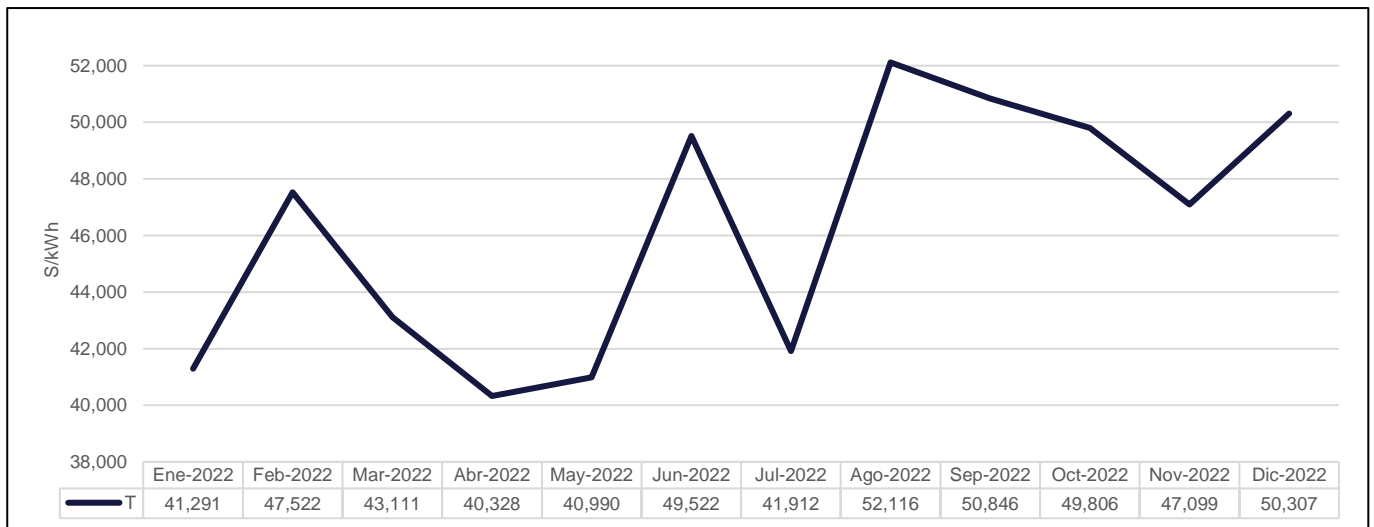
Es importante destacar que, a pesar de que el aumento en los precios en la bolsa afecta el valor del componente de generación debido a que supera el 10%, ENELAR para el año 2022, presentó una exposición en Bolsa promedio de 24,84%, aun así, logró cubrir la mayoría de la demanda mediante la adquisición de energía a través de contratos.

4.4.7.1.2 Componente de Transmisión

El componente de Transmisión reconoce a los transmisores nacionales, el valor de las inversiones realizadas mediante un ingreso regulado establecido por la CREG, a través de resolución particular, es liquidado y publicado por XM S.A. E.S.P., en calidad de LAC de acuerdo con la Resolución CREG 011 de 2009 y las empresas comercializadoras cobran a sus usuarios dicho valor, es decir, los comercializadores no tienen gestión sobre las variaciones o valor que asuma este componente.

En la Figura 17 se muestran los valores del componente de Transmisión cobrado por ENELAR a sus usuarios durante el año 2022. Cabe aclarar, que todos los comercializadores de energía eléctrica del país cobran mensualmente vía tarifa un único valor del componente.

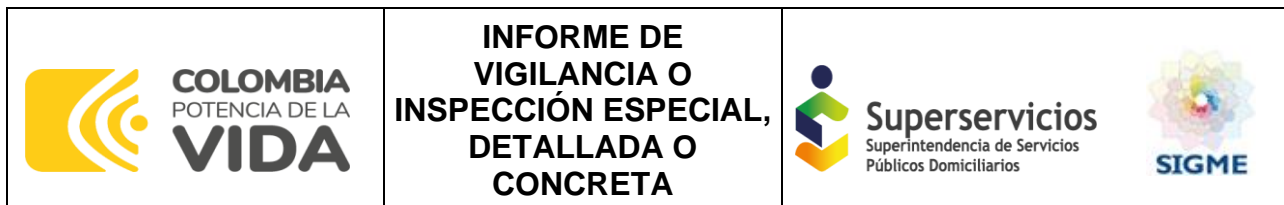
Figura 17. Comportamiento del componente de Transmisión 2022 – ENELAR.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

4.4.7.1.3 Componente de Distribución

El componente de Distribución está asociado al costo del sistema de distribución, conforme a la metodología establecida en la Resolución CREG 015 de 2018. Este componente considera principalmente los gastos administrativos, de operación y mantenimiento, relacionados con la distribución de energía eléctrica en los STR (Sistemas de Transmisión Regional) y SDL (Sistemas de Distribución Local), así como los cargos por el uso de los activos del Operador de Red (OR). Estos cargos, expresados en \$/kWh, remunerar las inversiones en los activos



utilizados en los SDL, STR, y los gastos de administración, operación y mantenimiento, asociados a la prestación del servicio. Los cargos para los STR y SDL, son calculados mensualmente por el LAC (Liquidador y Administrador de Cuentas).

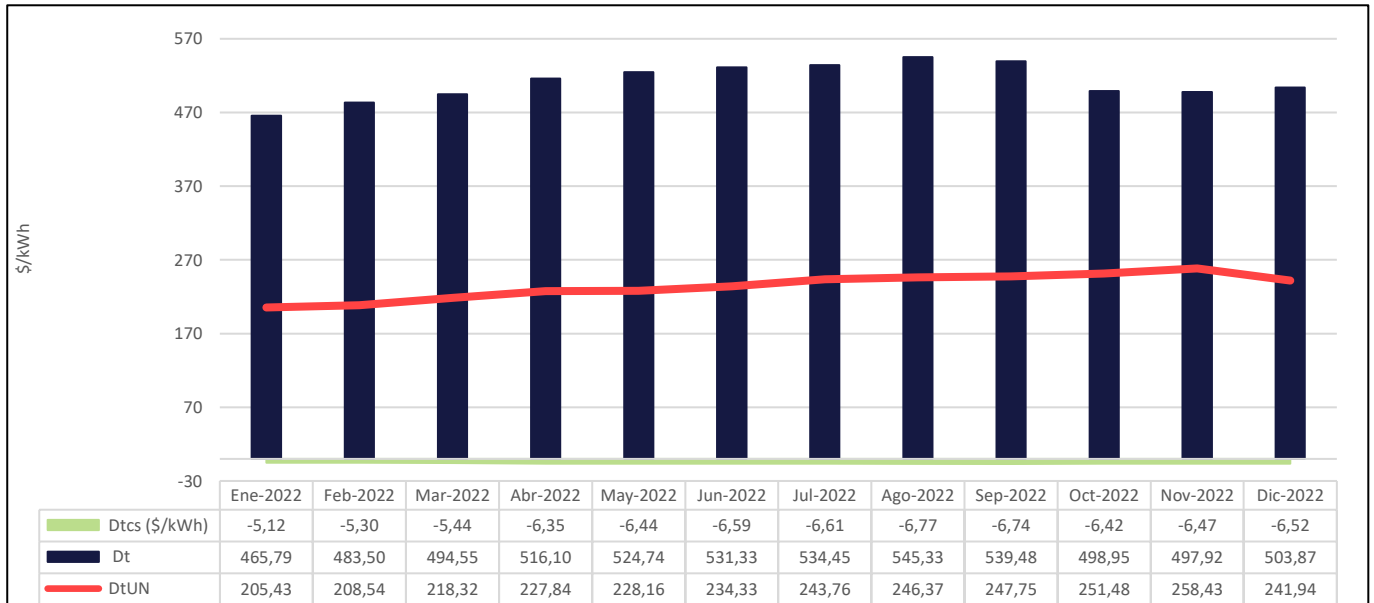
Mediante el Decreto 388 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía, se ordenó a la CREG establecer, dentro de la metodología de remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, Áreas de Distribución (ADD). Estas áreas se definen como conjuntos de redes de transmisión regional y/o distribución local, destinados a brindar servicio en zonas urbanas y rurales que son operadas por uno o más Operadores de Red. La conformación de estas áreas se realiza teniendo en cuenta la proximidad geográfica de los tendidos y el principio de neutralidad establecido por la Ley. Además, se establece que debe existir un Cargo Único por Nivel de Tensión por cada ADD. Las distintas áreas fueron conformadas de acuerdo con las Resoluciones 182306 de 2009 (ADD Oriente), 181347 de 2010 (ADD Occidente), 180696 de 2011 (ADD Sur), 180574 de 2012 (ADD Centro), 90290 de 2014 (Actualización ADD Sur) y 40227 de 2022 (Actualización y Confirmación de todas las ADD).

El objetivo de las Áreas de Distribución (ADD), es unificar las tarifas de Distribución (D) por nivel de tensión para regiones con características similares, con el criterio de cercanía geográfica, permitiendo así generar un cargo único por ADD de dicho componente. El cargo unificado de distribución (DtUN), corresponde al cálculo realizado por el LAC, el cual se asemeja al promedio ponderado de los cargos propios reconocidos a cada empresa por su demanda.

Así las cosas, ENELAR fue asignado al ADD ORIENTE de acuerdo con la Resolución 182306 de 2009 y la resolución 40227 de 2022 junto con las empresas: ENEL Colombia S.A. ESP mercado Bogotá Cundinamarca, Empresa de Energía de Arauca S.A. ESP, ENELAR Arauca S.A. ESP, Empresa de Energía de Boyacá S.A. ESP, EBSA Boyacá, Electrificadora del Huila S.A. ESP (ELECTROHUILA) mercado Huila y CELSIA Colombia S.A. ESP, mercado Tolima.

Actualmente, ENELAR obtuvo su aprobación de ingresos de distribución bajo el esquema de la Resolución CREG 015 de 2018, por parte de la CREG, mediante la Resolución CREG 027 de 2021. A continuación, se presenta la evolución del componente de distribución.

Figura 18. Comportamiento componente de Distribución - 2022 – ENELAR



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 18 se muestra la evolución de la variable DtUN del ADD Oriente a lo largo de 2022. Durante este periodo, se observa que el valor promedio de DtUN fue de 234,36 \$/kWh. El valor más alto registrado fue de 258,43 \$/kWh en el mes de noviembre, mientras que el valor más bajo fue de 205,43 \$/kWh presentado en enero. Es importante resaltar que el valor de DtUN es inferior al cargo por uso del Operador de Red (OR), lo que implica que la diferencia es cubierta a través de transferencias de otras empresas dentro del Área de Distribución (ADD) que presentan valores de cargos de distribución menores al DtUN.

En el comportamiento de los cargos propios del OR, puede observarse que el valor promedio fue de 511,33 \$/kWh, alcanzando el valor máximo en el mes de agosto de 2022, con un valor de 545,33 \$/kWh y un valor mínimo de 465,79 \$/kWh para el mes de enero. Así mismo, también se muestra el valor en \$/kWh del incentivo por calidad media (Dtcs), el cual presenta valores negativos en lo transcurrido del 2022.

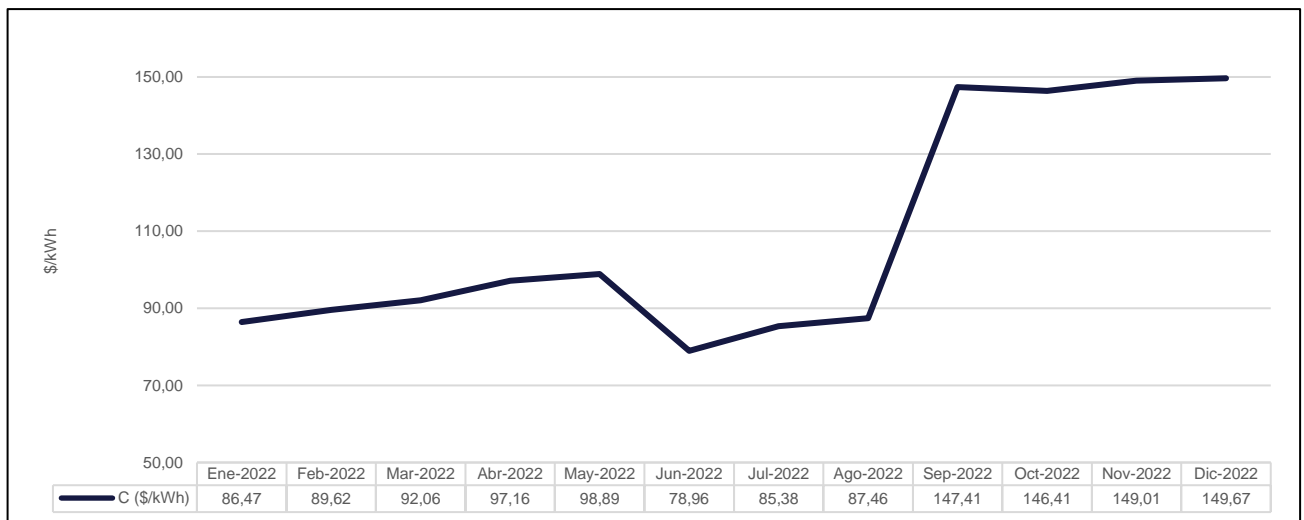
4.4.7.1.4 Componente de Comercialización

Este componente remunera los costos asociados a la actividad de comercialización, que incluyen el margen de la actividad, el riesgo de cartera, las contribuciones y los pagos al

administrador del mercado. El cálculo de la comercialización se realiza según las metodologías establecidas en las Resoluciones CREG 180 y 191 de 2014. En estas resoluciones se define que la comercialización se compone de tres subcomponentes: el costo variable de comercialización (C*), el costo variable para atender a los usuarios regulados (CvR) y el reconocimiento de garantías y contribuciones.

Es importante destacar que, el cálculo del componente C, depende en gran medida de las resoluciones específicas que aprueban el costo base de comercialización y los riesgos de cartera para cada uno de los comercializadores integrados al operador de red. Esta es una de las principales razones por las cuales se presentan diferencias en este componente, entre las distintas empresas. En el caso de ENELAR, la resolución de aprobación del cargo base de comercialización y el riesgo de cartera corresponden a la Resolución CREG 199 - 2020.

Figura 19. Comportamiento componente de Comercialización - 2022 – ENELAR



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

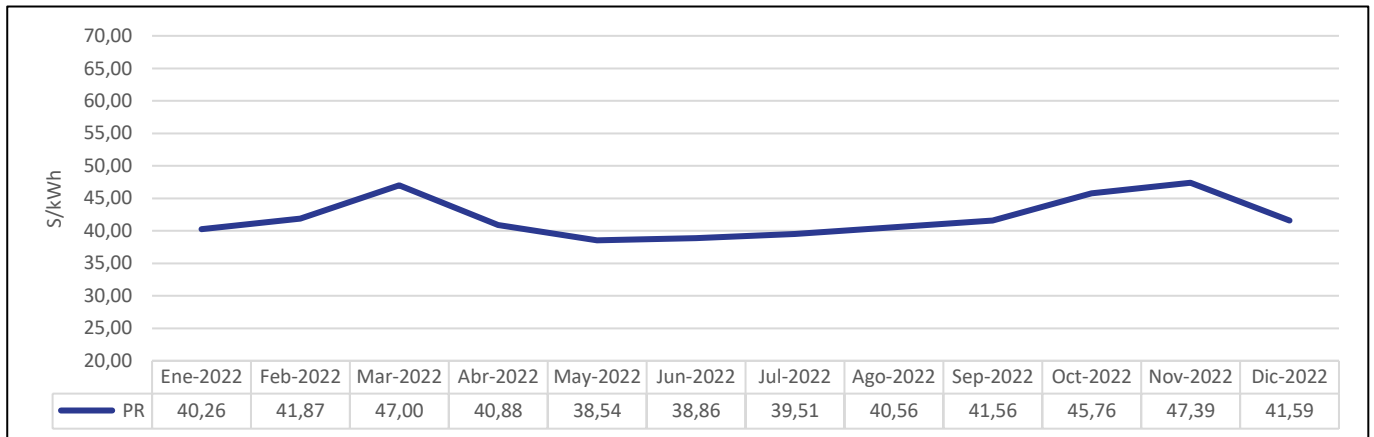
Según se muestra en la Figura 19, a lo largo del año 2022, el componente experimentó una variación en su valor, este valor se divide significativamente en dos, el valor presentado desde enero hasta el mes de agosto, en estos meses no superó el valor de 100\$/kWh; mientras que a partir del mes de septiembre presentó valores superiores a los 100\$/kWh. En el mes de enero, se registró el valor mínimo, el cual fue de 86,47 \$/kWh, mientras que en diciembre se alcanzó el valor máximo de 149,67 \$/kWh. Los incrementos presentados obedecen principalmente a un

incremento asociado en el costo variable de comercialización (C*) debido a los aumentos del CUM-1 y a un incremento en costo variable de comercialización de atender usuarios regulados (CvR), debido principalmente a variaciones en las ventas de usuarios regulados a partir de agosto de 2022.

4.4.7.1.5 Componente de Pérdidas

El componente de Pérdidas corresponde al costo reconocido de pérdidas de energía que por razones técnicas y no técnicas se pierden en el STN, STR y SDL. De acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 173 de 2011, este componente se calcula como una fracción de los componentes de Generación y Transmisión bajo las mismas condiciones del porcentaje de pérdidas reconocidas referidas al STN al Operador de Red propietario de las redes donde se preste el servicio.

Figura 19. Comportamiento del componente de Pérdidas 2022 – ENELAR



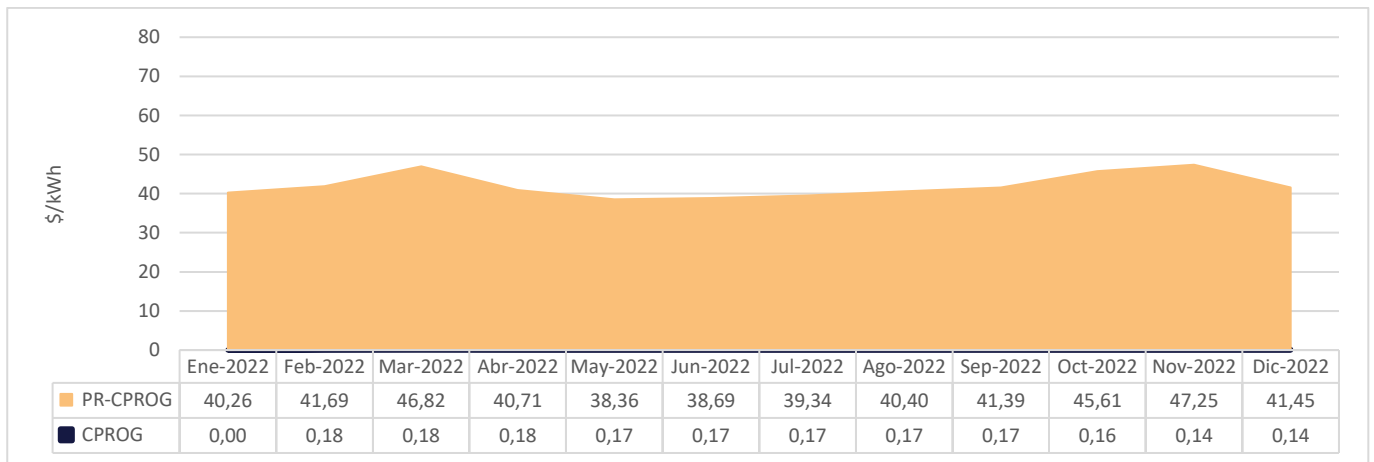
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En promedio, el componente de Pérdidas, se compone de un 85% proveniente del componente de Generación y un 15% por el componente de Transmisión, razón por la cual, la curva mostrada en la Figura 19 tiene un comportamiento similar al del componente de Generación. Por lo anterior, un incremento en el componente de Generación impacta directamente este componente provocando el mismo comportamiento. Esta curva es afectada también por la aplicación de la variable CPROG.

Así mismo, un elemento que cambió el valor del componente para la mayoría de los mercados está asociado a la inclusión de la variable CPROG acorde con el inicio de aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018. El CPROG corresponde al cargo por concepto de remuneración de los planes de pérdidas definidos por el OR, aprobados por la CREG, que deben ser aplicados por todos los comercializadores de energía que atiendan usuarios en un mercado donde su Operador de Red ya se encuentre con aprobación de ingresos regulados y haya optado por plan de pérdidas.

Es importante mencionar que, en el caso de ENELAR para el año 2022, ya contaba con ingresos aprobados, por lo que el comportamiento en el valor de su variable CPROG se muestra en la Figura 20:

Figura 20. CPROG – Componente de Pérdidas 2022 – ENELAR



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En el Figura 20 se puede observar como el valor de las pérdidas ha fluctuado durante el año 2022. En el mes de marzo se presentó el valor más alto del primer semestre igual a 46,82\$/kWh y en el mes de noviembre se presentó el valor más alto del segundo semestre y del año, el cual fue igual a 47,25\$/kWh. Dichos cambios coinciden con la tendencia presentada en el valor del componente G para el mismo periodo.

La variable CPROG tuvo un valor promedio de 0,15 \$/kWh, por lo cual no se identifica de manera sobresaliente en la figura. En la gráfica se muestra la variable CPROG, junto con las

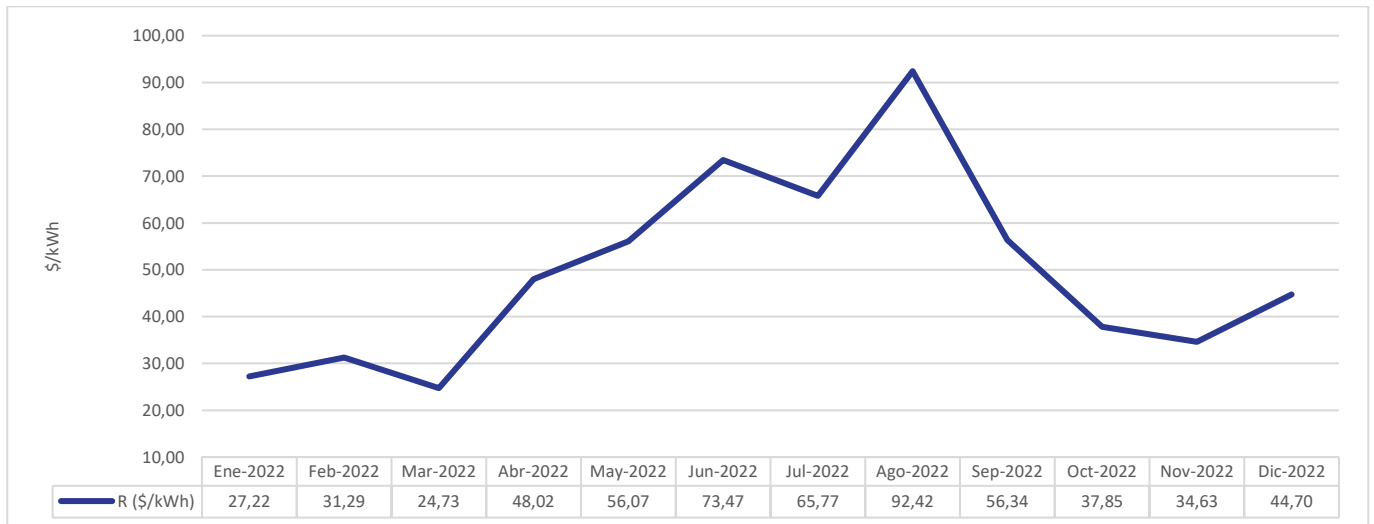
demás variables que conforman el componente de pérdidas, calculado como PR CPROG (PR – CPROG).

4.4.7.1.6 Componente de Restricciones

En el componente de Restricciones, se ve reflejada la compensación de los sobrecostos en el sistema generados en los despachos de energía y asociados a los límites técnicos de la red de transmisión o por la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad; estos sobrecostos son asumidos por la demanda.

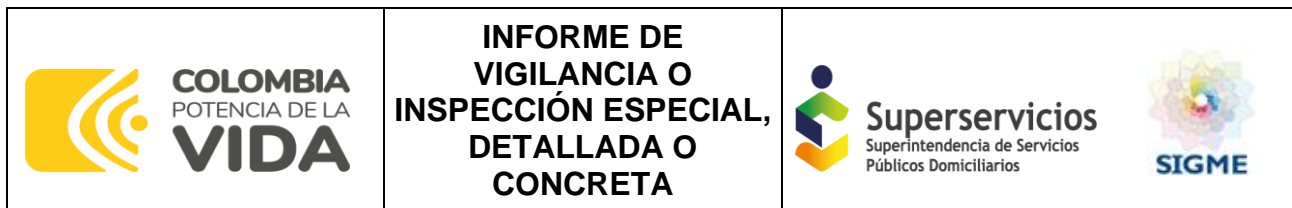
El ASIC asigna mensualmente a cada comercializador, un valor en pesos por concepto de restricciones por lo que las empresas no tienen control sobre dicho componente, simplemente transfiere a sus usuarios vía tarifa estos valores. Las variaciones en el componente dependen principalmente del estado de las plantas de generación y las condiciones del STN y el STR, por lo que la configuración del despacho de energía cambia regularmente.

Figura 21. Comportamiento del componente de Restricciones 2022 – ENELAR



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 21 se muestra el comportamiento del componente de Restricciones, en la cual se puede observar un aumento de 67,69 \$/kWh desde el mes de marzo de 2022, hasta el mes de agosto del mismo año, presentando así, tanto el mayor valor como el menor; 24,73\$/kWh y 92,42\$/kWh respectivamente. Sin embargo, para los últimos cuatro meses de 2022 el



componente presentó disminuciones significativas en promedio, finalizando el año con un valor de 44,70\$/kWh.

Por regla general, el componente de Restricciones está directamente relacionado con el comportamiento de los precios en bolsa, cuando los precios disminuyen, las plantas térmicas que generaban en mérito inician a generar por seguridad. Esto resulta en un mayor valor de las reconciliaciones positivas, que se transfieren a la demanda a través del componente de Restricciones. En caso contrario, cuando el precio de bolsa aumenta, las plantas térmicas generan por mérito ocasionando un menor valor de reconciliaciones positivas beneficiando a la demanda a través del componente de Restricciones.

4.4.7.1.7 Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)

El porcentaje de participación observado en el año 2022, de cada uno de los componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio de ENELAR, fue en promedio el siguiente:

Tabla 28. Peso porcentual de los componentes del CU 2022 – ENELAR

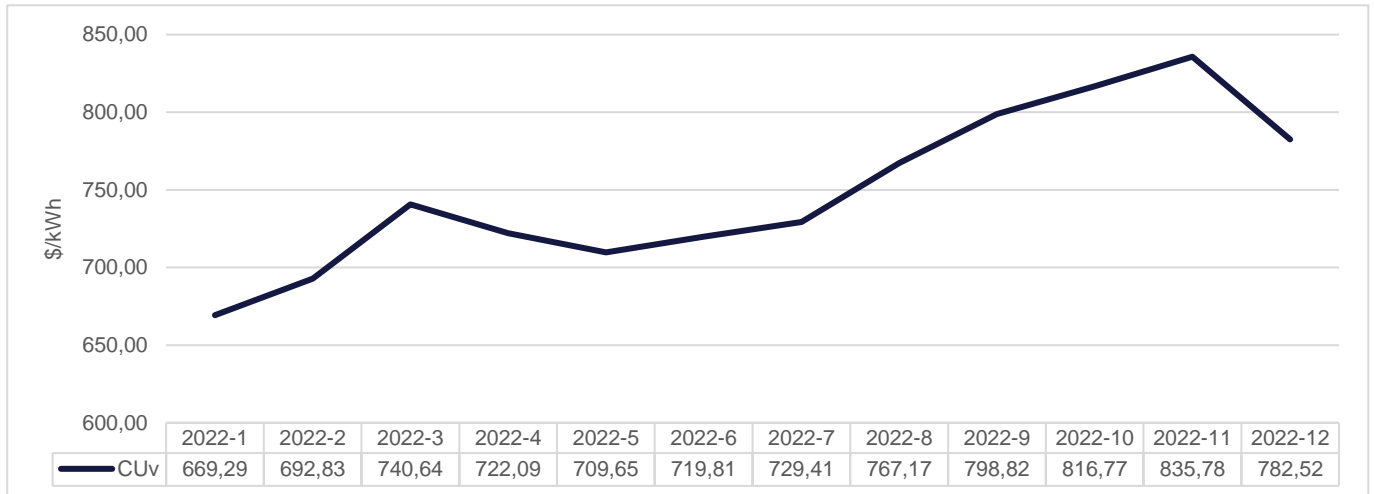
Cu v n,m	Gm	Tm	D n,m	C Vm	PR n,m	Rm
2022	35,8%	6,2%	31,3%	14,6%	5,6%	6,6%

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De acuerdo con la discriminación por componentes, la Generación y la Distribución, representaron en promedio el 67,10% del Costo Unitario de Prestación del Servicio y como se mostró anteriormente, la participación del componente G, estuvo determinado principalmente por un incremento en los precios de los contratos y de la afectación de la exposición a bolsa para algunos meses, mientras que el componente de distribución adquirió un menor valor al calculado por la empresa de acuerdo al DtUN de la ADD a la que pertenece ENELAR, el tercer componente más significativo fue el componente de comercialización con un 14,6%.

En la Figura 22 se puede observar que, durante el año 2022, el menor valor registrado en el CU de ENELAR fue de 669,29 \$/kWh, correspondiente al mes de enero. Por otro lado, el valor más alto se registró en el mes de noviembre, alcanzando los 835,78 \$/kWh, esto se vio afectado por un aumento en las compras de energía a través de la bolsa en el mercado de energía mayorista sumado al aumento en el componente de comercialización.

Figura 22. Comportamiento del valor de CU 2022 – ENELAR

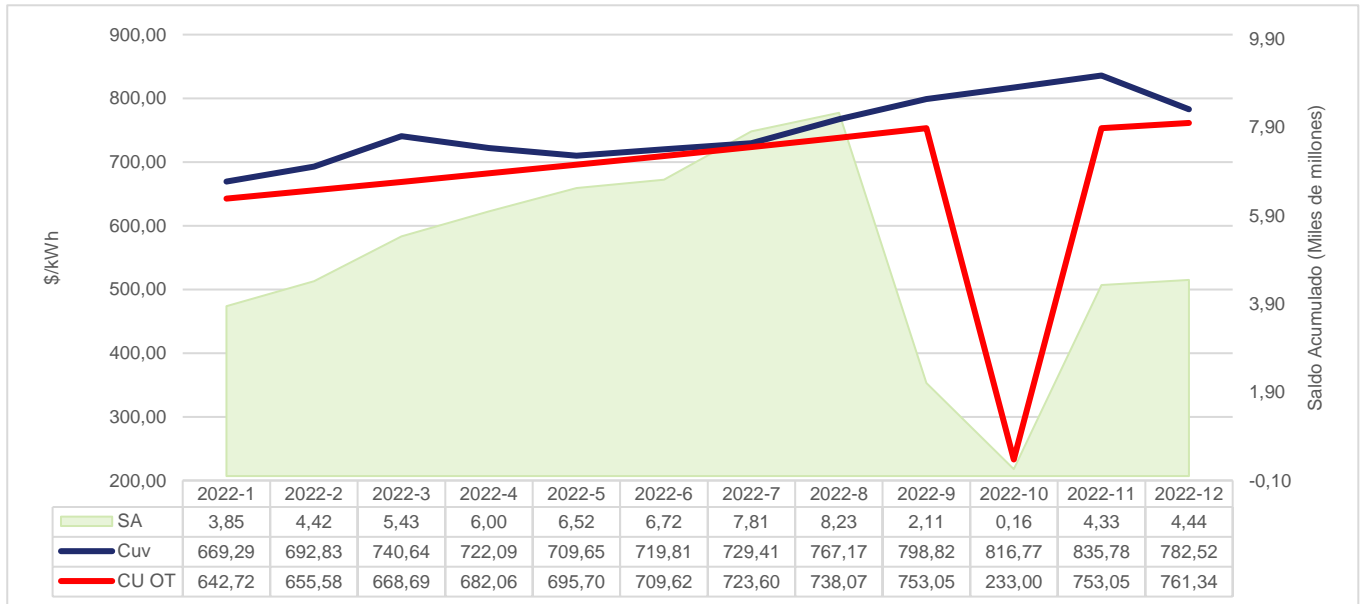


Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Es importante destacar que en las Resoluciones CREG 012 de 2020, CREG 058 de 2020, CREG 064 de 2020 y CREG 152 de 2020, se estableció la aplicación de la opción tarifaria como respuesta a la emergencia sanitaria generada por el COVID-19 en 2020. Esta opción tarifaria se mantuvo vigente durante el año 2022, aunado a lo impuesto por la Resolución CREG 101 031 de 2022, en el marco del «pacto por la justicia tarifaria». La opción tarifaria brinda al comercializador la posibilidad de modificar el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU), cuando las condiciones del mercado tienen un impacto significativo en el usuario. Sin embargo, al optar por esta opción, los ingresos de la empresa pueden verse afectados. Por lo tanto, la opción tarifaria debe aplicarse hasta que se recupere el valor financiado que dejó de percibir, lo que implica un incremento progresivo en los cobros realizados al usuario.

Desde el mes de junio del 2021, ENELAR. Entró en opción tarifaria. En la Figura 23 se puede observar, el CU determinado por medio de la Opción Tarifaria (CU OT) y el CU calculado mediante la metodología tarifaria general (CUv).

Figura 23. Comportamiento CUv vs Opción Tarifaria 2022 – ENELAR.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 23 se puede apreciar cómo, el CU calculado utilizando la metodología de opción tarifaria, experimentó aumentos graduales, lo que permitió que los usuarios no percibieran grandes cambios en las tarifas. Además, en el gráfico se muestra el área de color verde oliva que representa los saldos acumulados de la empresa. Estos saldos corresponden a las diferencias entre el CU calculado mediante la metodología general y el CU calculado mediante la opción tarifaria, multiplicados por las ventas reguladas del mes anterior.

Según la información reportada en el Sistema Único de Información (SUI), ENELAR cerró el año con saldos acumulados superiores a los \$8.000 millones. Sin embargo, se observa que la empresa aún no ha comenzado a recuperar dichos saldos. **Nota:** La información corresponde a los datos reportados por la empresa al SUI que, en el mes de octubre, se presentó un dato atípico, el cual junto con la información analizada en la presente evaluación integral se encuentra en proceso de corrección por parte de la empresa y análisis por parte de esta Dirección, para evaluar el impacto generado y las medidas que se deberá tomar.

Es importante destacar que los datos presentados en este ítem se refieren específicamente al Nivel de Tensión 1, donde los activos son propiedad del Operador de Red (OR).

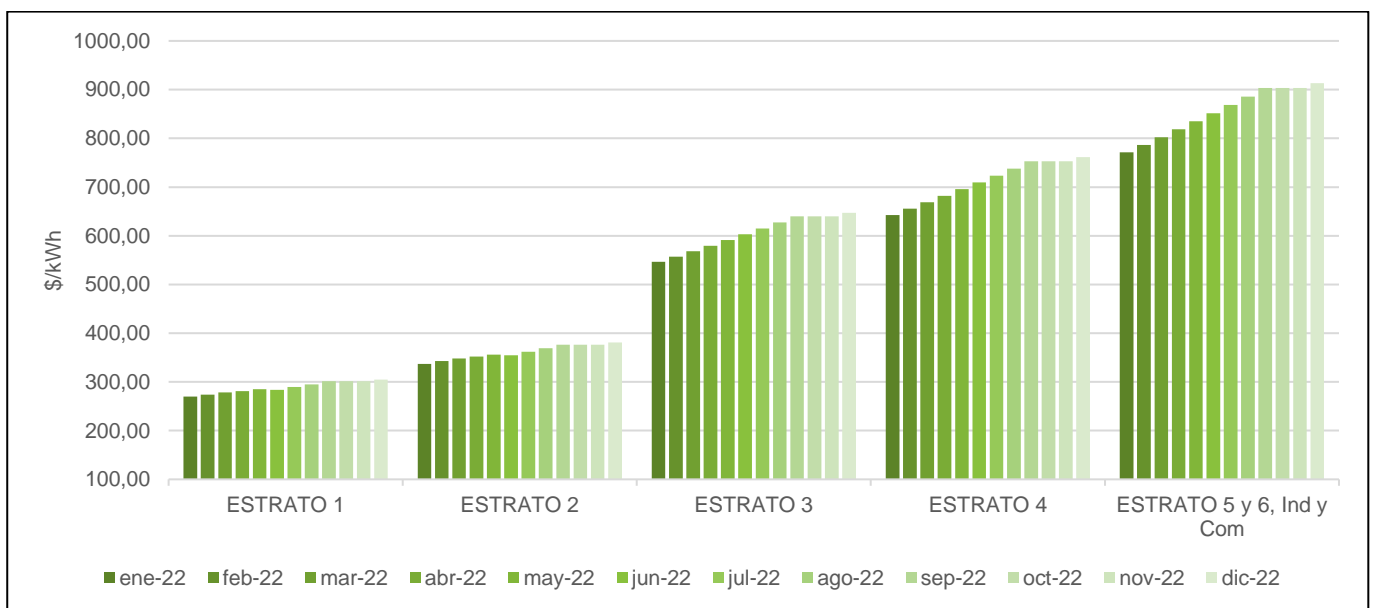
4.4.7.1.8 Tarifas de Energía Eléctrica.

En el desarrollo de este tema es importante tener en cuenta que la tarifa se calcula aplicando el factor de subsidio o contribución al Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU), dependiendo del estrato socioeconómico al que pertenezca el usuario. Para usuarios de estrato 4 y usuarios no residenciales que no son beneficiarios de subsidio ni están sujetos al pago de contribución, la tarifa equivale al CU.

En el caso específico de ENELAR, que aplica la opción tarifaria como se mencionó anteriormente, el CU de la metodología general es reemplazado por el CU de la opción tarifaria, el cual se utiliza como tarifa para los usuarios del estrato 4. A partir de esta tarifa, se determinan los porcentajes para los subsidios y contribuciones, lo que resulta en las tarifas aplicables a los estratos 1, 2, 3, 5, 6 y a los sectores comerciales e industriales.

En la Figura 24, se presentan las tarifas por estrato publicadas por la empresa durante el año 2022. Es importante destacar que estas tarifas corresponden al nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red, ya que la mayoría de los usuarios se encuentran conectados bajo esta característica.

Figura 24. Tarifas de Energía Eléctrica 2022 – ENELAR



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la misma Figura 24 puede observarse que, la empresa calcula las tarifas a partir del CU, por lo que el comportamiento de las tarifas para estratos 3, 4, 5, 6, industrial y comercial mantienen la tendencia creciente. Sin embargo, a partir del mes de octubre se evidencian disminuciones en las tarifas gracias a la aplicación de la Resolución CREG 101 031 de 2022. Cabe señalar que, la aplicación del subsidio en los estratos 1 y 2 mediante la Resolución CREG 003 de 2021, permite mantener un valor creciente uniforme en la tarifa ya que no depende directamente del CU sino del cociente de los IPC, aclarando que existieron meses que se comportaron con base en las variaciones del CU, IPC y a las reglas de la Resolución CREG 101 031 de 2022.

Tabla 29. Tarifas de energía eléctrica 2022 NT1 Prop. OR - ENELAR

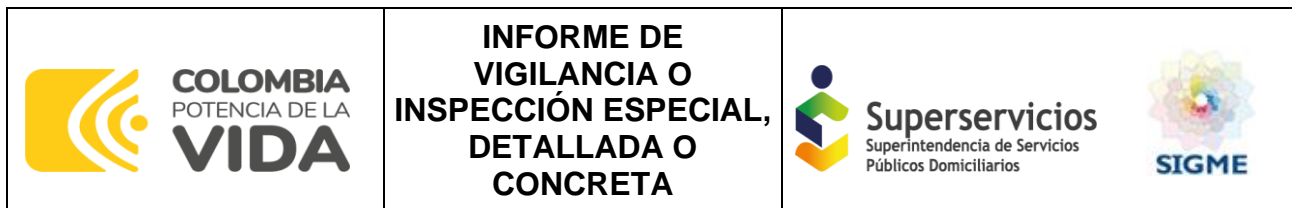
MES	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5 y 6, Ind y Com
ene-22	269,68	337,10	546,31	642,72	771,27
feb-22	274,16	342,70	557,24	655,58	786,69
mar-22	278,64	348,30	568,39	668,69	802,43
abr-22	281,42	351,78	579,75	682,06	818,48
may-22	284,93	356,17	591,35	695,70	834,84
jun-22	283,85	354,81	603,18	709,62	851,54
jul-22	289,44	361,80	615,06	723,60	868,32
ago-22	295,23	369,04	627,36	738,07	885,69
sep-22	301,22	376,52	640,09	753,05	903,66
oct-22	301,22	376,53	640,09	753,05	903,66
nov-22	301,22	376,53	640,09	753,05	903,66
dic-22	304,53	380,67	647,14	761,34	913,60

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

4.4.7.1.9 Resultado de Visita realizada a la empresa en temas tarifarios

El pasado 09, 10, y 11 de octubre de 2023, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, a través de la Dirección Técnica de Gestión de Energía, realizó visita a la EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA en el marco de la evaluación integral y que hace parte del plan de acción para el año 2023.

En lo que se refiere a aspectos comerciales, se abordaron los temas de Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) y el tópico tarifario teniendo en cuenta que la SSPD en el año 2022,



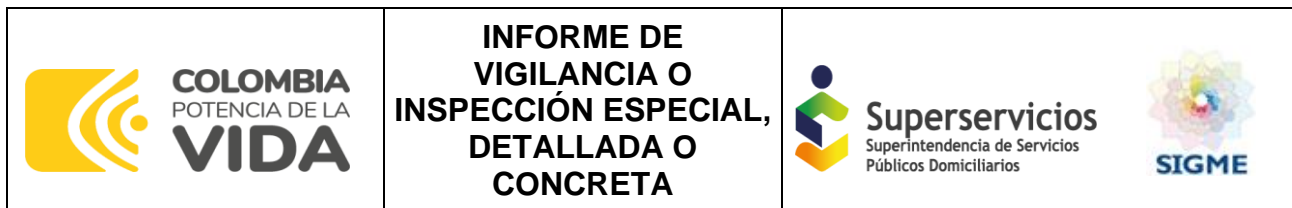
realizó diferentes requerimientos asociados al cálculo tarifario por diferencias dentro del proceso de verificación para meses específicos. La verificación se realizó específicamente con relación la determinación del CU, la Opción tarifaria y las tarifas trasladadas a los usuarios finales. Dentro del proceso de verificación y la evaluación integral realizada se identificó:

- Errores en el reporte de la información al SUI dentro de los formatos tarifarios.
- Solicitud de plazos, demoras o no remisión de respuestas a requerimientos realizados por la SSPD dentro del proceso de vigilancia, inspección y control realizado a la empresa.
- Diferencias presentadas al momento de replicar los cálculos realizados por la empresa en cuanto al CU publicado y aplicado por la empresa a sus usuarios finales, lo anterior en la determinación de los distintos componentes del CU.

Inicialmente se identificó que, el proceso de tarifas se encontraba totalmente tercerizado en la vigencia 2022, lo cual generó un impacto a la hora de realizar los cálculos y a la hora de atender los requerimientos de la SSPD. Consecuencia de lo anterior, la Dirección Comercial de la empresa tomó la decisión, teniendo en cuenta la criticidad del proceso de cálculo tarifario, de que fuera retomado por ellos a través de sus funcionarios, para así tener control total del proceso, soportado con otras herramientas, fuera acompañado y verificado por parte de la empresa. Este cambio se implementó a finales del año 2022 e inicios del 2023.

Anteriormente y para la mayor parte del 2022, periodo de evaluación de la presente Integral, la empresa se limitaba a suministrar las variables para el cálculo de tarifas al contratista quien realizaba los cálculos y remitía los valores finales, lo anterior, sin poder ser verificado ni replicado por ENELAR, anulando cualquier capacidad de respuesta y de control por parte de ellos.

Al retomar el gobierno total de la información, se identificó la necesidad de verificar la información de tarifas calculada en vigencias anteriores, debido a que se encontraron errores en los cálculos. Adicional a esto y complementando los recálculos que está realizando la empresa, desde la SSPD se hizo la observación que desde el ingreso al esquema de la Resolución CREG 015 de 2018, estaba calculando de manera incorrecta el componente de



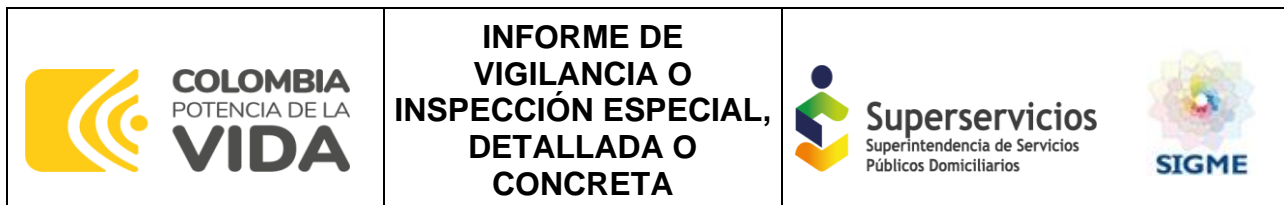
Pérdidas debido a que continuó aplicando los índices de pérdidas referidos al STN (IPR) de la Resolución CREG 097 de 2008 y no los del nuevo esquema.

Desde la Superservicios se manifestó la necesidad de que la empresa realice las correcciones y los recálculos necesarios, de cara a los dos mecanismos a los que podría acceder en caso de considerar acceder a recursos que permitan mejorar su flujo de caja y terminar la opción tarifaria, i) el primer mecanismo corresponde a los recursos de tasa compensada de FINDETER y ii), que si bien es una expectativa, sería la modificación al componente de Comercialización que pretende la recuperación de los saldos acumulados a mediano plazo y dar por finalizada la opción tarifaria.

Se realiza la aclaración que para acceder a cualquiera de los dos mecanismos, el requisito principal es que la Superintendencia expida una certificación del monto de los saldos acumulados de la opción tarifaria, haciendo énfasis en que a la fecha y con base en lo encontrando antes y durante la visita, el costo unitario de prestación del servicio, la opción tarifaria, los saldos acumulados y las tarifas no corresponderían a la correcta aplicación del régimen tarifario por lo cual sería posible expedir las certificaciones. La empresa durante la visita realizada se comprometió a remitir los recálculos detallados, pero fue prorrogando dicha fecha, entregándole finalmente solo hasta días posteriores a la Evaluación Integral.

Al evaluar los cambios que se han dado en la vigencia 2022, en la determinación del CU y de las Tarifas, surgió la necesidad de recalcular los saldos acumulados desde el inicio de la aplicación de la Opción Tarifaria. Se reiteró a la empresa la necesidad de atender oportunamente las solicitudes de los cálculos detallados en la determinación de los componentes del CU, el CU y las tarifas tanto reportadas hoy en día, como los cálculos realizados con los distintos ajustes, para poder verificar el impacto de los mismos. Se identificaron diferencias principalmente en los componentes de Generación que afectan las Pérdidas y en el componente de comercialización.

Dentro de las diferencias al momento de realizar los cálculos se identificó que el factor de ajuste Aj del componente de Generación, se había activado para unos meses, pero esta misma no se trasladó a los componentes del CU. Por lo cual, el componente de Generación cambió y



las Pérdidas ajustes realizados por XM, tampoco fueron tenidos en cuenta en la determinación del CU.

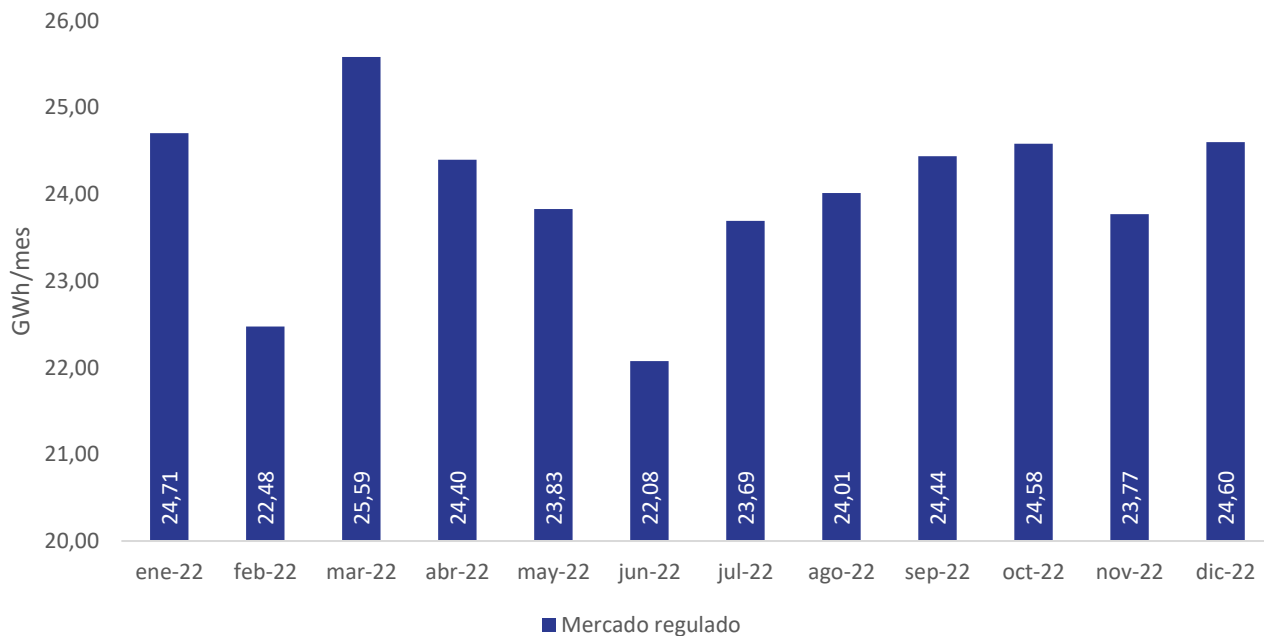
Otro de los componentes que sufrieron cambios fue el de comercialización, debido a que se tiene en cuenta el valor de los componentes del CU del mes m-1, el valor empleado en los subsidios utilizados en los cálculos y, sobre todo, una modificación al Costo Base de Comercialización de manera temporal en unos meses de los años 2020 y 2021, justificado en una presunta eficiencia. Por todo lo anterior, se presentó un cambio significativo en el componente y por ende en los Saldos Acumulados. Así las cosas, es necesario que la empresa realice el cálculo de la aplicación de la Opción Tarifaria desde el inicio de esta, la cual fue en el 2021. Adicionalmente, por parte del control tarifario que realiza la DTGE, se encontró diferencias en el componente de transmisión publicado por la empresa en los meses de enero y febrero del 2022.

4.4.8 Mercado de Energía Mayorista (MEM)

EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA - ENELAR comercializador, participa como comprador mercado de contratos para atender usuarios regulados. En lo que tiene que ver con el MEM, ENELAR adquiere contratos a generadores, así como participa en el mercado spot.

En cuanto a la atención de la demanda, ENELAR conto con una demanda promedio en 2022 de 24,01 GWh/mes, de la cual, el 100% correspondió a la demanda regulada como se observa en la siguiente figura.

Demanda atendida por el agente comercializador EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA E.S.P.

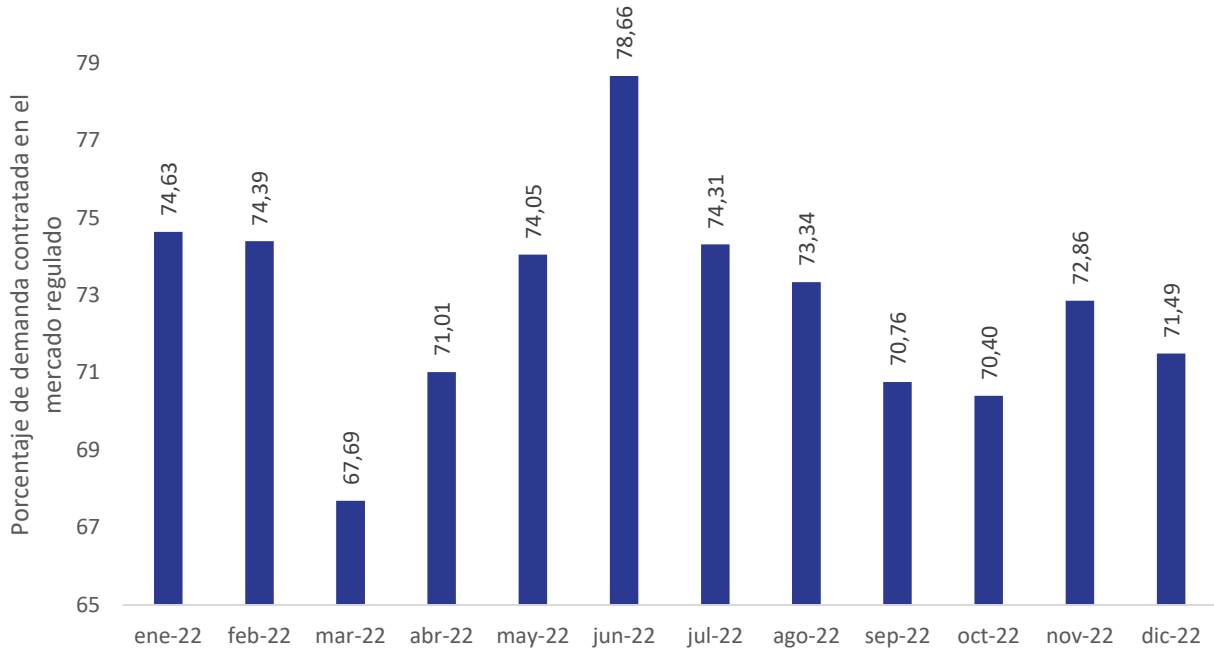


Fuente: Cálculos propios con base en Sinergox.

4.4.8.1 Contratación del comercializador

El comercializador durante lo corrido del año 2022, conto con un nivel de contratación para el mercado regulado promedio del 72,8%, que corresponde a un nivel de exposición en energía en bolsa de 27,2%, durante el año analizado el cubrimiento de la demanda por medio de contratos fue de mínimo el 67,69% para el mes de febrero y un valor máximo de 78,66% en el mes de junio del mismo año como se observa en la figura a continuación.

Porcentaje de demanda contratada en el mercado regulado EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA E.S.P.



Fuente: Cálculos propios con base en Sinergox.

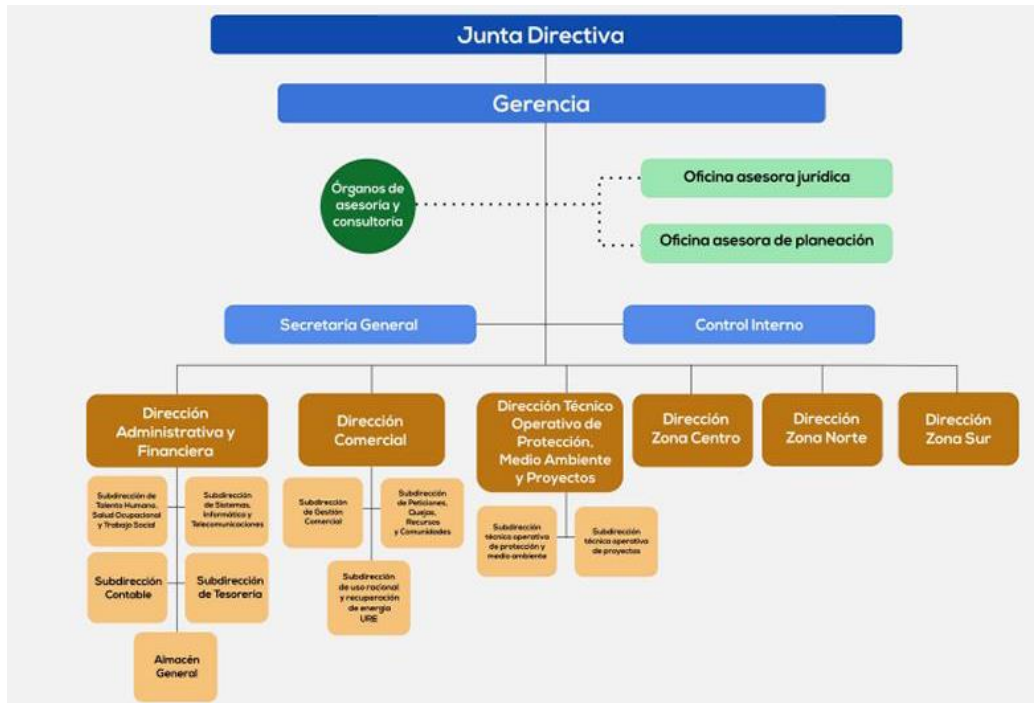
4.4.9 Aspectos Técnico Operativo

Se realiza la revisión de los aspectos técnicos, iniciando por una breve descripción de la empresa enfocada al tema técnico que corresponde a esta sección.

4.4.9.1 Estructura organizacional de la Empresa

La estructura jerárquica al interior de ENELAR ESP, se encuentra en cabeza de la Junta Directiva, la cual depende directamente el Gerente General, quien a su vez mantiene una relación directa con los niveles directivos de la empresa, es decir, con la Dirección Administrativa y Financiera, Dirección Comercial, Dirección Técnico Operativo de Protección Medio Ambiente y Proyectos, Dirección Zona Centro, y cada una de las Direcciones por Zona operativa de la empresa (Dirección Zona Norte, Dirección Zona Centro y Dirección Zona Sur) . Ver Figura 25.

Figura 25. Estructura administrativa ENELAR ESP



Fuente: ENELAR ESP

4.4.9.2 Descripción de la infraestructura del Sistema de Distribución Local (SDL) y Sistema de Transmisión Regional (STR)

El suministro de energía eléctrica llega al departamento de Arauca a través de la línea de transmisión a 230 kV, que parte desde la subestación Los Palos en Bucaramanga y llega a las subestaciones de Banadía y Caño Limón, en el departamento de Arauca. A partir de éstas, se derivan las líneas de subtransmisión a 34,5 kV y 115 kV con una extensión aproximada de 650,23 km, que pasa por parte de los 7 municipios que conforman este departamento. Su Sistema de Distribución Local – SDL, está conformado por 19 subestaciones, en las cuales opera con tensiones de 34,5 kV y 13,8 kV. Además, está constituido por la subestación Tame 115 kV, la cual pertenece al Sistema de Transmisión Regional (STR), que se interconecta a la subestación Banadía mediante una línea de transmisión de 60 kilómetros. La capacidad total de transformación instalada en la Subestación Tame es de 40 MVA, distribuida entre tres transformadores de potencia detallados a continuación:

- Primer transformador: 20 MVA, con una relación de transformación de 115/13.8 KV.

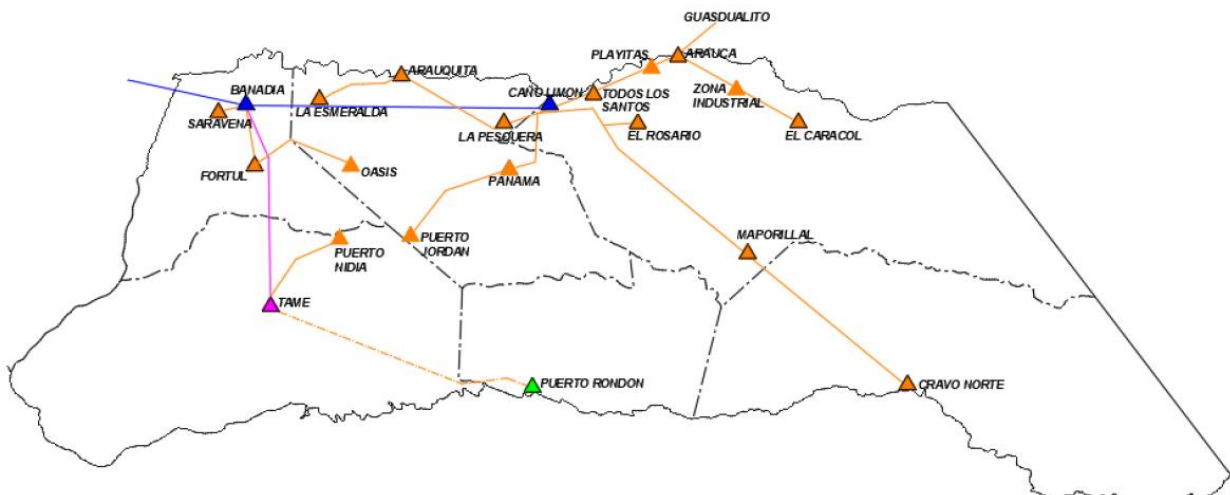
- Segundo transformador: 15 MVA, con una relación de transformación de 115/34.5 KV. Este transformador cumple la función de alimentar circuitos del nivel de tensión 3 y sirve como punto de conexión para el generador GENERSA.
- Tercer transformador: 5 MVA, con una relación de transformación de 34.5/13.8 KV. Este transformador opera como reserva para facilitar la transferencia de carga cuando sea necesario.

Para la prestación del servicio ENELAR realiza la operación de sus activos en tres zonas operativas, así:

1. Zona Centro integrada por los municipios de Arauca y Cravo Norte.
2. Zona Norte por Saravena, Fortul y Arauquita.
3. Zona Sur por los municipios de Tame y Puerto Rondón.

En la Figura 26, se presenta la ubicación de las subestaciones y líneas de subtransmisión de ENELAR.

Figura 26. Sistema Eléctrico ENELAR ESP

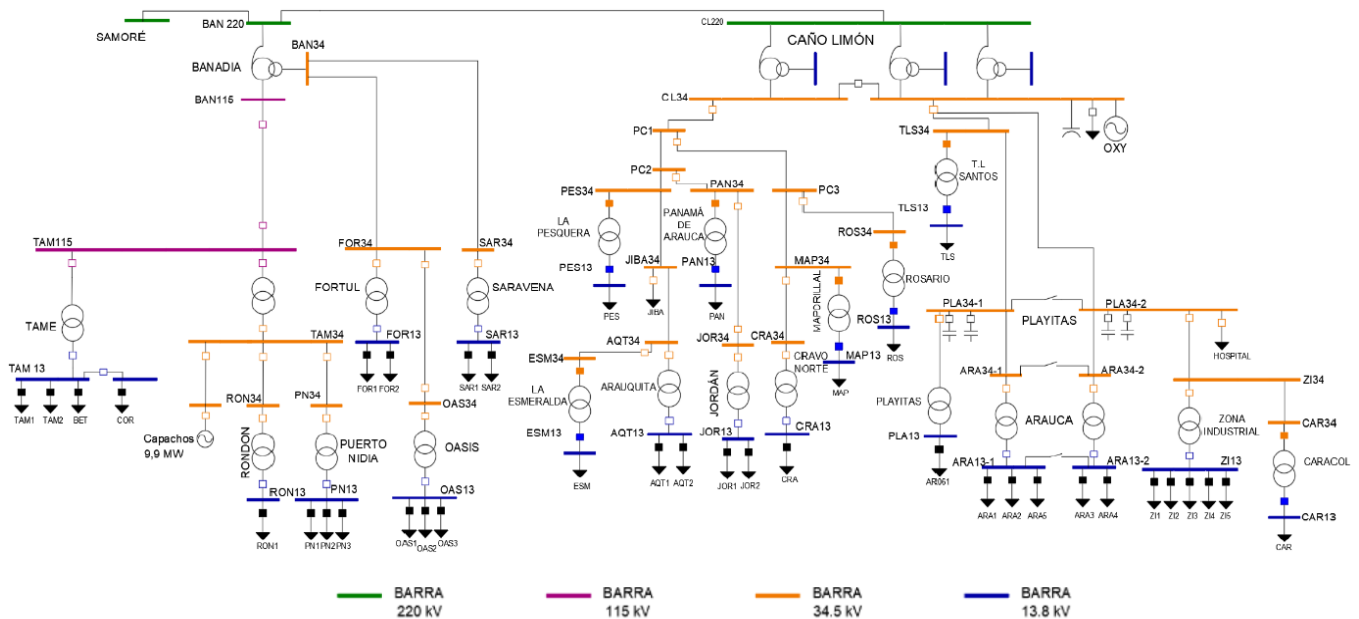


Fuente: ENELAR ESP

De la imagen se destaca que la empresa cuenta con interconexión con Venezuela a través de la subestación Guasualito, la cual no se encuentra operativa, por lo cual, ENELAR no realiza mantenimientos siendo que la mayor parte de la red se encuentra en territorio de Venezuela.

Adicionalmente en la Figura 27 se presenta el diagrama unifilar donde se detalla la conexión existente entre las subestaciones de ENELAR anteriormente presentadas.

Figura 27. Diagrama unifilar ENELAR.



Fuente: ENELAR ESP

4.4.9.3 Subestaciones asociadas al SDL

Tal como se indicó previamente, el sistema eléctrico de ENELAR ESP, tiene 19 subestaciones distribuidas en diferentes puntos estratégicos del departamento de Arauca, con las cuales atiende la demanda total del sistema eléctrico. El sistema operado por ENELAR se caracteriza por ser radial, contando con una única subestación de interconexión del sistema de transmisión regional a 115kV (Subestación Tame). A continuación, se enlistan las subestaciones asociadas al SDL con su potencia nominal y año de entrada en operación:

Tabla 30. Subestaciones asociadas al SDL de ENELAR ESP

Municipio	Propietario	Potencia nominal (MVA)	Año entrada en operación
Arauca	Arauca	30.5	1988
Arauca	Playitas	12.5	2015
Arauca	Todos Los Santos	0.5	1993
Arauca	El Rosario	1	2006
Arauca	El Caracol	1.25	2006

Municipio	Propietario	Potencia nominal (MVA)	Año entrada en operación
Arauca	Maporillal	1	2009
Araucuita	Araucuita	6.25	1990
Araucuita	La Pesquera	2	1993
Saravena	Saravena	12.5	1989
Fortul	Fortul	12.5	1992
Tame	Tame	40	1992
Araucuita	Panamá de Arauca	2	2000
Araucuita	La Esmeralda	2	2003
Cravo Norte	Cravo Norte	2	2007
Puerto Rendón	Puerto Rendón	2	2007
Araucuita	Puerto Jordán	2	2007
Araucuita	Oasis	2	2022
Arauca	Zona Industrial	6.25	2018
Tame	Puerto Nidia	2	2020

Fuente: ENELAR ESP

4.4.9.4 Procesos de Operación y Mantenimiento

El área técnica y operativa de ENELAR, tiene dentro de sus tareas principales supervisar los procesos de operación y mantenimiento del sistema eléctrico del departamento, buscando en primera instancia, garantizar, mantener y mejorar la calidad y continuidad del servicio proporcionado a los usuarios. La operación implica la administración que el Centro de Control de Arauca (CCA) ejerce sobre el sistema eléctrico de la empresa, convirtiéndose en una herramienta clave para lograr una planificación, ejecución, reporte y control efectivos de las maniobras. En la Figura 28 se presenta el centro de control y el Contac Center de la empresa.

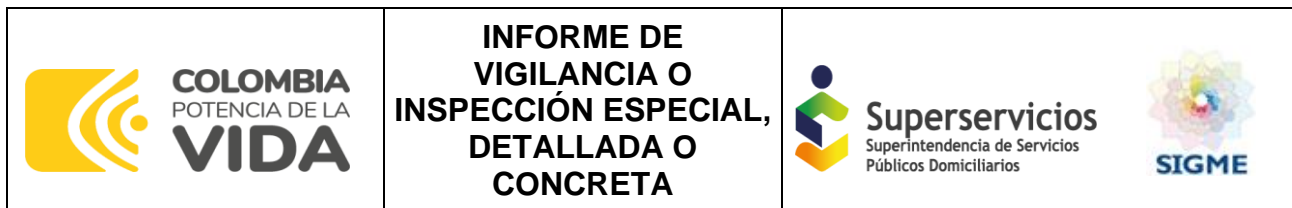
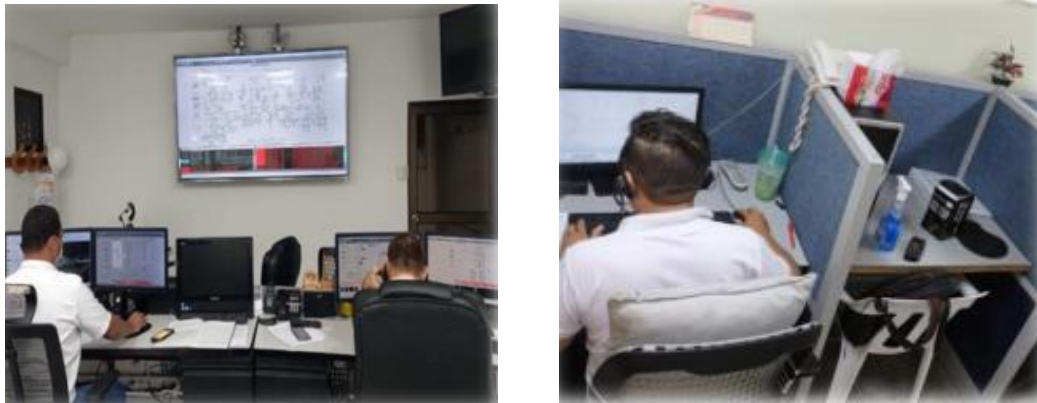


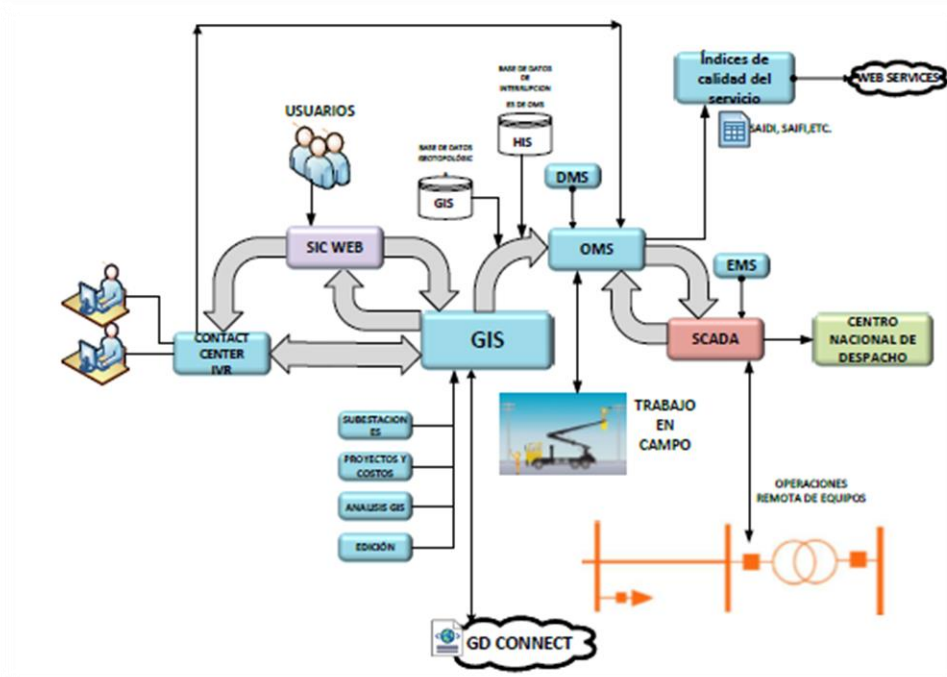
Figura 28. Centro de Control y Contact Center



Fuente: ENELAR ESP

La operación y coordinación del sistema eléctrico de ENELAR, es realizado mediante el sistema de gestión de distribución (DMS). Este sistema se integra además con diversas aplicaciones, como SCADA, HIS (sistema de información histórica), SPARD GIS (sistema de información geográfica), OMS (sistema de gestión de eventos), CIS (sistema de información de usuarios), CMS (sistema de información de cuadrillas) e IVR (servicio de reporte de eventos vía telefónica). Estos sistemas operan en una plataforma integrada con interfaces, que facilitan la comunicación entre ellos. En la Figura 29, se presenta la arquitectura del centro de control.

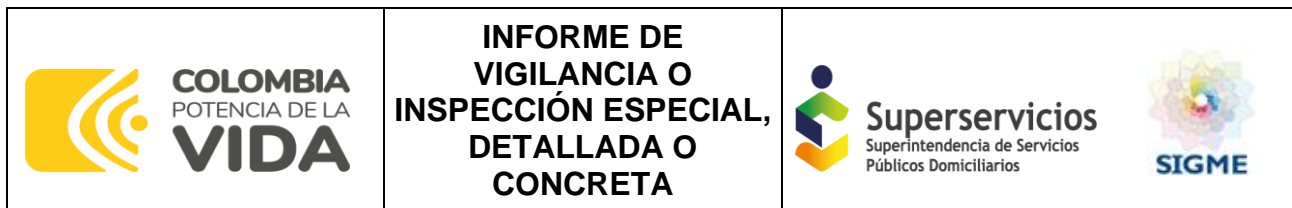
Figura 29. Arquitectura Centro de Control - ENELAR



Fuente: ENELAR ESP

El mantenimiento de la infraestructura eléctrica es responsabilidad de las zonas operativas. Cada Dirección de Zona desarrolla un Plan Anual de Mantenimiento que se nutre de las actividades programadas para llevar a cabo el mantenimiento en diversas áreas de la empresa, como la servidumbre de redes y líneas, la reposición de postes, la reposición de transformadores de distribución y el mantenimiento de subestaciones eléctricas.

A partir de esta información, ENELAR implementa la caracterización del proceso, el cual abarca el mantenimiento de la infraestructura del sistema eléctrico desde el punto de interconexión con el STN hasta el punto de conexión del usuario final. Esta iniciativa se sustenta en la metodología del ciclo PHVA (Planificar, Hacer, verificar y Actuar), aplicable de manera integral a todas las actividades realizadas en el área de mantenimiento.



4.4.9.5 Nivel de calidad en el servicio en el SDL

Para la evaluación efectuada a los aspectos de calidad del servicio de distribución de energía eléctrica en el SDL, se revisaron los indicadores de calidad del servicio y exclusiones de las que trata el Artículo 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.

4.4.9.5.1 Indicadores de Calidad

Para establecer los parámetros de evaluación de la calidad del servicio en el SDL, es preciso indicar los conceptos de la regulación vigente en cuanto a las metas y cálculo de indicadores de calidad del servicio de energía eléctrica, de manera promedio e individual para el mercado de comercialización que atiende ENELAR. El desempeño en la calidad del servicio del SDL para cada OR, se evalúa de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución CREG 015 de 2018, cuya aplicación inició en enero del año 2019.

La evaluación de la calidad se fundamenta principalmente en el seguimiento a los indicadores de calidad media (SAIDI² y SAIFI³) e indicadores de calidad individual (DIU⁴ y FIU⁵), que representan el tiempo de indisponibilidad y la cantidad de interrupciones del servicio que se generan en todo el mercado de comercialización de los prestadores y de forma individual para cada usuario respectivamente.

Tomando como referencia estos indicadores, la regulación establece el esquema de incentivos y compensaciones, que para el caso de la calidad media representa estímulos positivos o negativos en los cargos de distribución a las empresas que suministran el servicio de energía eléctrica, de acuerdo con el comportamiento de los indicadores SAIDI y SAIFI, mientras que, en

² SAIDI: Indicador de duración promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR, durante el año, medido en horas al año.

³ SAIFI: Indicador de frecuencia promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR, durante el año, medido en cantidad al año.

⁴ DIU: Duración total acumulada en horas de los eventos percibidos por un usuario, conectado a un nivel de tensión específico y que pertenece a un grupo de calidad, en un periodo de doce meses.

⁵ FIU: Número total acumulado de eventos percibidos por un usuario, conectado a un nivel de tensión específico y que pertenece a un grupo de calidad, en un periodo de doce meses.

cuanto a calidad individual, los usuarios deberán recibir una compensación económica mediante su factura, cuando se superen los indicadores de calidad individual garantizados. La SSPD, en el marco de sus funciones, realiza el seguimiento de estos indicadores con el fin de verificar que estos se encuentren dentro de los límites definidos por la regulación.

De manera particular, para ENELAR la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) expidió la Resolución CREG No. 164 de 2020 «*Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por la Empresa de Energía de Arauca - Enelar E.S.P.*», en la cual estableció los indicadores de referencia y las metas de calidad del servicio media e individual, con las cuales se evalúa la calidad del servicio del mercado de comercialización que atiende ENELAR. En la Tabla 31, Tabla 32 y Tabla 33, se presentan los valores calculados por la comisión para ENELAR, respecto a las metas de calidad media del servicio.

Tabla 31. *Indicadores de referencia de calidad media*

Variable	Unidad	Valor
SAIDI_Rj	Horas	116,098
SAIFI_Rj	Veces	20,156

Fuente: Elaboración propia a partir de la Resolución CREG 164 de 2020.

Tabla 32. *Metas anuales de calidad media para el indicador de duración, horas*

Año	Año del periodo tarifario	SAIDI_Mj,t	Banda indiferencia	
			Límite inferior	Límite superior
2019	t=1	106,810	106,276	108,344
2020	t=2	98,265	97,774	98,756
2021	t=3	90,404	89,852	90,856
2022	t=4	83,172	82,756	83,587
2023	t=5	76,518	76,135	76,900

Fuente: Elaboración propia a partir de la Resolución CREG 164 de 2020.

Tabla 33. *Metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia, veces*

Año	SAIFI_Mj,t	Banda indiferencia
-----	------------	--------------------

	Año del periodo tarifario		Límite inferior	Límite superior
2019	t=1	18,544	18,451	18,637
2020	t=2	17,060	16,975	17,146
2021	t=3	15,695	15,617	15,774
2022	t=4	14,440	14,368	14,512
2023	t=5	13,285	13,218	13,351

Fuente: Elaboración propia a partir de la Resolución CREG 164 de 2020.

Así mismo, mediante la Resolución CREG 164 DE 2020, la CREG estableció los indicadores de calidad individual de duración y frecuencia de eventos por grupo de calidad⁶ (DIUG - FIUG), para los usuarios del mercado de comercialización de ENELAR. En la Tabla 34 y Tabla 35 se presentan los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual de duración de eventos, y en la Tabla 36 y Tabla 37 presentan los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual de frecuencia de eventos. Por lo anterior, los usuarios del mercado de comercialización de ENELAR que superan dichos indicadores en una ventana móvil de un año, podrán ser sujetos de compensación por calidad individual tomando en consideración el cumplimiento.

Tabla 34. *DIUG niveles de tensión 2 y 3, horas*

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	22,89	324,50
Riesgo 2	-	47,06	360,00
Riesgo 3	-	-	-

Fuente: Elaboración propia a partir de la Resolución CREG 164 de 2020.

Tabla 35. *DIUG nivel de tensión 1, horas*

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	110,68	360,00
Riesgo 2	-	60,60	360,00
Riesgo 3	-	-	-

Fuente: Elaboración propia a partir de la Resolución CREG 164 de 2020.

⁶ Los grupos de calidad se establecen en la Resolución CREG 015 de 2018, con base en el nivel de ruralidad, niveles de riesgo de falla y niveles de tensión. Los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual por grupo de calidad (DIUG y FIUG) son diferentes para todos los OR, y se establecen en cada resolución particular de aprobación de los cargos de la actividad de distribución.

Tabla 36. *FIUG niveles de tensión 2 y 3, veces*

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	11	66
Riesgo 2	-	23	34
Riesgo 3	-	-	-

Fuente: Elaboración propia a partir de la Resolución CREG 164 de 2020.

Tabla 37. *FIUG nivel de tensión 1, veces*

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	36	69
Riesgo 2	-	16	40
Riesgo 3	-	-	-

Fuente: Elaboración propia a partir de la Resolución CREG 164 de 2020.

4.4.9.5.2 Calidad Media del servicio de energía eléctrica

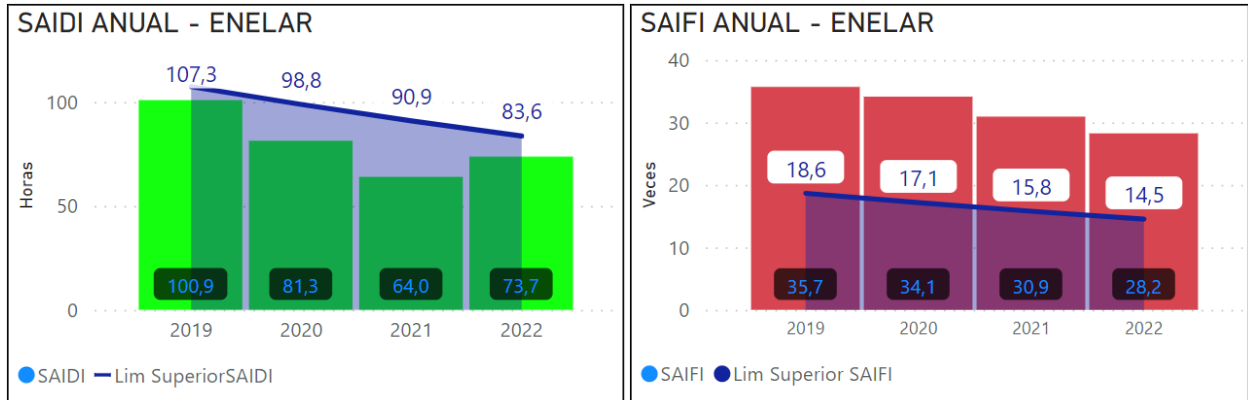
A partir de la información reportada por ENELAR en el SUI, mediante el formato CS1 “SAIDI y SAIFI”, se puede evaluar la evolución de cumplimiento a las metas establecidas, cuya evolución se presenta en la Figura 30.

En la Figura 30.

Figura 30, para el periodo comprendido entre el 2019 al 2022, se resalta en color verde, las vigencias en las cuales la empresa cumplió con los valores establecidos, estando por debajo del límite inferior de sus metas y en rojo las vigencias para las cuales se sobrepasó el límite superior de las mismas.

Para el periodo de 2022, ENELAR reportó un valor del indicador SAIDI de 73,7 horas y de SAIFI de 28,2 veces, superando la meta establecida de 14.5 veces, con lo cual ENELAR, no cumple con las metas establecidas por la CREG en lo que se refiere a este indicador de calidad media, tal como se muestra en la Figura 30.

Figura 30. *Evolución de indicadores de Calidad Media*

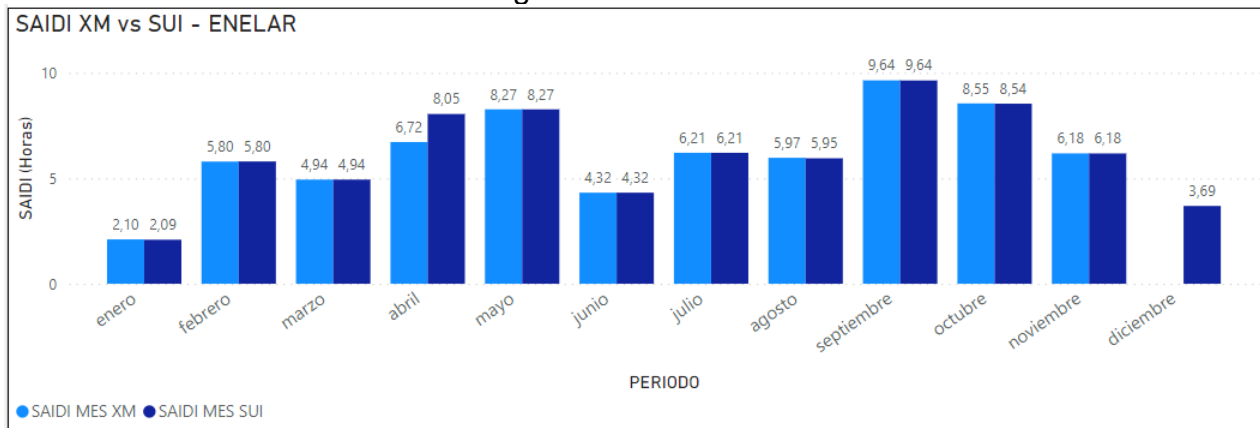


Fuente: Elaboración propia a partir del Sistema Único de Información.

Adicionalmente, se evidencia un continuo incumplimiento del indicador SAIFI que se interpreta como una alta frecuencia de las interrupciones que perciben los usuarios con un tiempo de duración mayor a 3 minutos. Por lo anterior, en el marco de la evaluación integral, se solicitó a ENELAR, dar claridad respecto al continuo incumplimiento de esta meta, ante lo cual, ENELAR informa que las metas establecidas en la regulación son alejadas de la realidad del mercado que atiende la empresa.

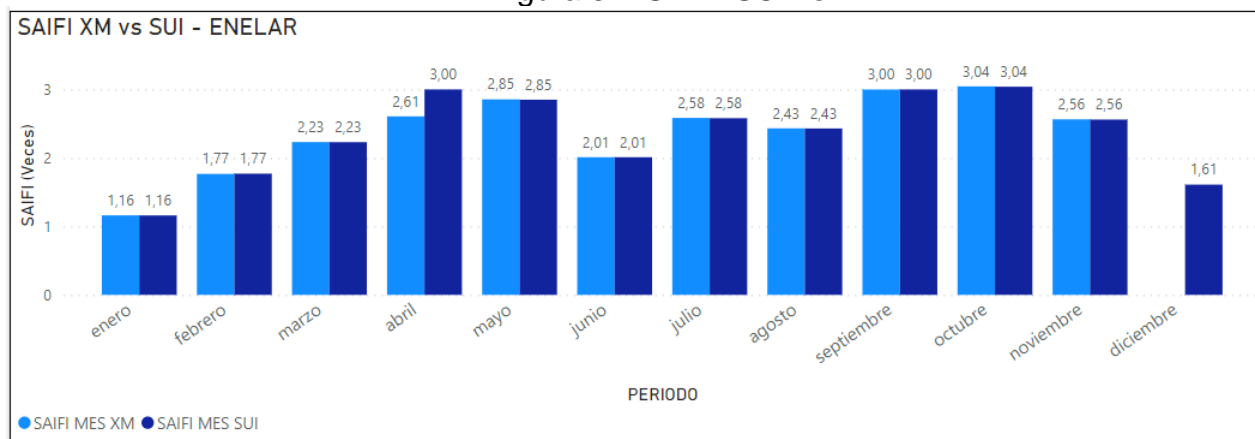
Teniendo en cuenta lo anterior, la SSPD recomienda emitir comentarios ante la CREG al momento de la publicación de su resolución particular, debido a que, sin el ajuste de la misma, para la SSPD esta conducta de incumplimiento reiterada se configura como una conducta objeto de acciones de control como la que se encuentra en curso, que relaciona el incumplimiento por dos periodos consecutivos (2020 y 2021) del indicador SAIFI.

Figura 31. SAIDI SUI vs XM



Fuente: Elaboración propia a partir del SUI e INDICA.

Figura 32. SAIFI SUI vs XM



Fuente: Elaboración propia a partir del SUI e INDICA.

En lo que respecta a la calidad de la información reportada por el agente en evaluación, se realiza la comparación de los indicadores de calidad media (SAIDI y SAIFI), entre los calculados por la empresa y los certificados en el SUI vs los indicadores calculados por XM y reportados en el aplicativo indica, de los cuales para el periodo 2022, no se registra ninguna diferencia, tal como se presenta en la Figura 31 y Figura 32. Sin embargo, para la vigencia 2021, se encuentra que XM en su aplicativo INDICA registrar un valor de cero en el indicador SAIDI en los meses de marzo, abril y mayo. Por lo cual, en el marco de la evaluación integral, se solicitó a ENELAR realizar el proceso correspondiente a XM para lograr un correcto registro de estos indicadores. Compromiso por el cual, la empresa remitió copia de una comunicación dirigida a XM, de lo cual, como compromiso de la evaluación, se establece realizar la corrección del indicador para estos periodos.

4.4.9.5.3 Calidad Individual del servicio de energía eléctrica

En el marco de la evaluación integral, la Superintendencia verificó la información reportada por la empresa, respecto a las compensaciones a usuarios, que para el año 2022, sobrepasaron los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual establecidos en la Resolución particular CREG 164 de 2020, referenciados en la Tabla 38. Según lo reportado por

la empresa al SUI en el «FORMATO TC2, Facturación a Usuarios» en el campo 34 VC (\$) ⁷, se evidenció que, lo reportado al SUI por parte de ENELAR, de acuerdo con el valor compensado durante el año 2022, fue de 5.891.358.416 COP.

Tabla 38. *Compensación Calidad individual por DIU y FIU SUI-2022*

AÑO	MES	USUARIOS COMPENSADOS SUI	COMPENSADO TOTAL SUI (COP)
2022	1	92.032	-
2022	2	92.261	-
2022	3	92.669	134.376.718
2022	4	93.025	-
2022	5	93.320	408.541.104
2022	6	93.727	610.709.794
2022	7	94.065	1.350.994.672
2022	8	94.267	692.470.074
2022	9	94.422	998.163.630
2022	10	94.909	1.027.961.866
2022	11	95.110	389.640.412
2022	12	95.346	278.500.146
TOTAL		1.125.153	5.891.358.416

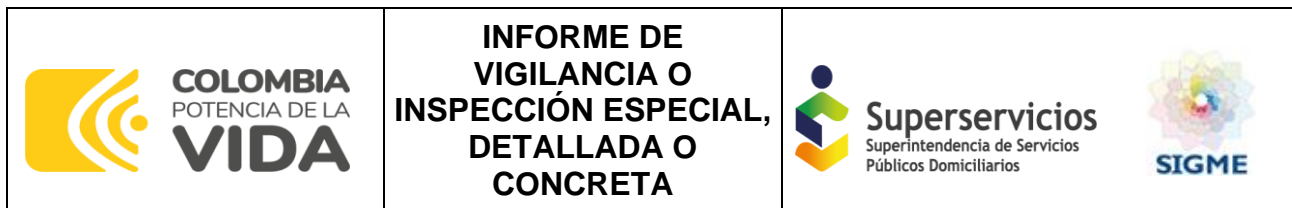
Fuente: SUI – Elaboración DTGE

Lo anterior evidencia que, para cada uno de los periodos del año 2022, más del 90% de los suscriptores de su mercado, fueron compensados por superar los límites de calidad individual garantizada.

4.4.9.5.4 DIU y FIU > 360 [horas, veces]

⁷ VC (\$): Corresponde al valor total en pesos (\$) compensados al usuario en la factura de acuerdo con lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan.

Este campo se deberá diligenciar si el usuario recibió la compensación respectiva, en caso contrario, el valor a compensar no pagado se deberá registrar en el campo CONPU de este formato.



En la Tabla 39, se presenta la cantidad de incumplimientos⁸ al DIU por superar las 360 horas sin servicio de los años 2019 al 2022. Adicionalmente, para la cantidad de usuarios afectados en el año 2022, se presentaron 4.608 incumplimientos que corresponde, al 19.8% del número de usuarios incumplidos en el año 2021, siendo una reducción significativa.

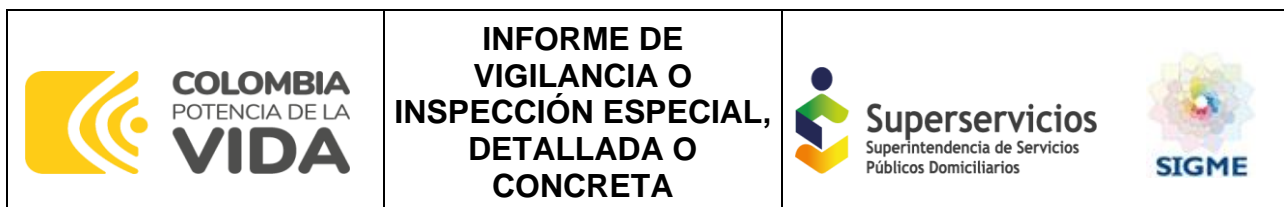
Dado lo anterior, es importante mencionar que, según lo dispuesto en el numeral 5,2 ítem b, de la Resolución CREG 015 de 2018, los prestadores deben abstenerse de «*tener al menos un usuario cuyo DIU o FIU es mayor a 360 horas o 360 veces, según corresponda*» para poder cumplir con la obligación prevista en el artículo 136 de la Ley 142 de 1994 «*Concepto de falla en la prestación del servicio*».

Tabla 39. *Incumplimientos DIU>360 horas - usuarios afectados 2019-2022*

MES	2019	2020	2021	2022
Enero	3	20.209	3.082	2.571
Febrero	7	44.225	13.528	2.643
Marzo	41	47.648	23.060	2.719
Abril	324	56.982	2.713	2.772
Mayo	840	60.488	2.348	3.055
Junio	1.358	63.091	2.322	3.055
Julio	1.855	65.100	2.167	3.039
Agosto	2.405	68.355	2.426	3.011
Septiembre	3.503	71.583	2.539	3.281
Octubre	4.333	78.361	2.772	3.348
Noviembre	5.057	3.086	2.675	3.583
Diciembre	5.438	3.174	2.604	3.584
Total de incumplimientos	25.164	582.302	62.236	36.661
Total usuarios incumplidos	5.526	78.716	23.222	4.608

Fuente: Consulta SUI – Formato CS2 – Elaboración DTGE

⁸ Un incumplimiento se contabiliza cada vez que el DIU y/o FIU supera las 360 horas o veces, sin importar si ocurrió varias veces al mismo suscriptor o usuario en el año.



4.4.9.5.5 Exclusión de eventos del SDL

Tal como lo establece la Resolución CREG 015 de 2018 en el numeral 5.1.9, para el cálculo de los indicadores de calidad promedio y calidad individual, no se tienen en cuenta los eventos que cuentan con las condiciones allí establecidas, clasificados como “eventos excluidos”. Los cuales, deben contar con los soportes correspondientes para ejercicios de verificación como el realizado en el marco de esta evaluación integral por parte de la SSPD.

Para la vigencia 2022, ENELAR reporta eventos excluibles relacionados con las causales relacionadas en la Tabla 40:

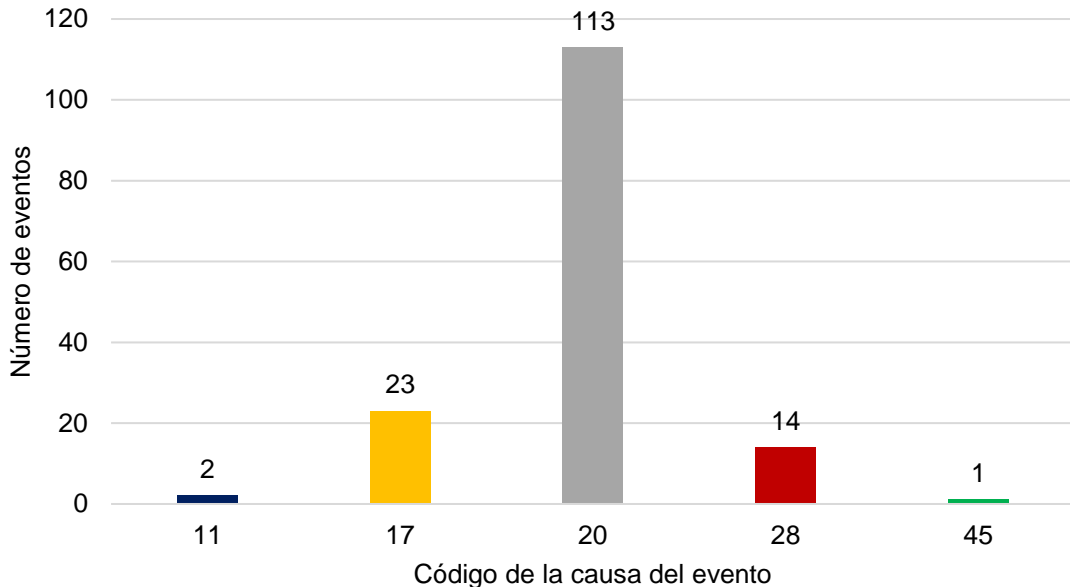
Tabla 40. Causas y códigos de exclusiones reportados por ENELAR en 2022

Código	Causa del evento	Causa de exclusión
11	Proyectos de adecuaciones y traslado de infraestructura eléctrica	Literal m
17	Actos de terrorismo	Literal h
20	Apertura en redes del SDL por causa de equipos o líneas del STN o STR	Literal c
28	Catástrofes naturales	Literal g
45	Interrupción para enfrentar situaciones de riesgo de la vida humana	Literal o

Fuente: Elaboración propia a partir de la Resolución CREG 015 de 2018 y Circular CREG 063 de 2019

En la Figura 33, se presenta la cantidad de eventos excluidos por cada una de las causales presentadas anteriormente. A partir de la cual, se puede establecer que, la mayoría de los eventos excluidos corresponden a la causal 20 “Apertura en redes del SDL por causa de equipos o líneas del STN o STR”, lo que resulta consecuente con la dependencia directa del sistema de ENELAR, al Sistema de Transmisión Nacional – STN, propiedad de ISA INTERCOLOMBIA, mediante la línea Samore – Banadía – Caño Limón. A partir de lo anterior, desde la SSPD, se seleccionó una muestra de 52 eventos, de los cuales se solicitó a ENELAR presentar los soportes para validar los requisitos que establece el numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.

Figura 33. Eventos excluidos por tipo de causa en 2022





Fuente: Elaboración propia a partir de información del INDICA de XM

Como respuesta a la solicitud, ENELAR remitió los soportes solicitados, en los que se pudo evidenciar, que para los eventos correspondientes a las de las causas 17 «Actos de Terrorismo» y 28 «Catástrofes Naturales», se presentan documentos que no están acorde con lo dispuesto en el numeral 5.2.2 «EXCLUSIÓN DE EVENTOS» de la Resolución CREG 015 de 2018, considerando lo expuesto por la respuesta emitida por la CREG a ASOCODIS, mediante radicado CREG S2022002666, donde la CREG aclara lo siguiente:

«Dado que la regulación exige el “soporte dado por autoridad competente”, se entiende que el OR, si bien puede clasificar el evento dentro del plazo establecido para el reporte, deberá contar con la certificación respectiva al momento de la verificación o, en su defecto, la documentación que demuestre que la solicitud de expedición de este soporte se encuentra en trámite por parte de la autoridad competente. Con esto, aclaramos que esta Comisión entiende que, por tanto, este será un trámite que deberá realizar con posterioridad al reporte, pero que deberá estar documentado, para la verificación de que trata el numeral 5.2.12 y para la revisión que realice la SSPD dentro de sus competencias.

(...)

	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA	
---	--	--

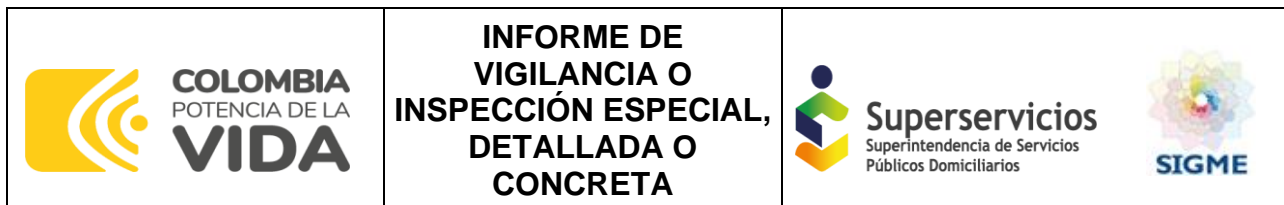
Así mismo, entendemos que para el caso de un acto de terrorismo la documentación que demuestra que el OR ha tramitado la solicitud del soporte por esta causa corresponderá a la denuncia radicada por el presunto delito de terrorismo, mientras se obtiene la sentencia condenatoria en donde se declare que se presentó un acto de terrorismo en la zona en la que se encuentran los activos afectados por el evento. Así, la denuncia interpuesta por el representante legal o judicial del OR, mientras la autoridad competente resuelve la solicitud del OR, será suficiente para demostrar que el soporte respectivo se encuentra en trámite.

*Es importante aclarar que la Comisión entiende que se consideran válidos los soportes dados por la autoridad competente, o los documentos de trámite que demuestren la solicitud de la expedición de este soporte, **en los que se indique textualmente que se trata de una catástrofe natural** debida a erosión (volcánica, fluvial o glacial), terremoto, maremoto, huracán, ciclón y/o tornado, o, **en el caso de un acto de terrorismo, que indique textualmente que se declaró o se denunció un acto de terrorismo.***

Adicionalmente, se entiende que la documentación de soporte, para que sea válida, deberá contener información suficiente para verificar el nexo de causalidad entre el evento ocurrido en los activos del sistema y la situación excluida según los literales g) y h), esto es, que identifique las circunstancias de modo, tiempo y lugar que permitan relacionar el evento con la cusa de exclusión a soportar.»
(Negrita fuera de texto)

Siendo que, dentro de los soportes remitidos para la causal de exclusión 17, no se remite por parte de ENELAR, denuncia y/o sentencia condenatoria, en donde se declare que se presentó un acto de terrorismo en la zona en la que se encuentran los activos afectados por los eventos.

Por otra parte, como soporte a los eventos relacionados con la causal de exclusión 28, se evidencia que, para los eventos ocurridos el 19 de junio de 2022, se cuenta con un certificado emitido por parte del Coordinador del Consejo Municipal de Gestión de Riesgo, el cual enuncia



una situación acorde a la causal 27, dado que no relaciona la ocurrencia de una “catástrofe natural”. Por lo anterior, los eventos que no cuenten con la condición expuesta en la norma y el soporte dado por la autoridad competente no deberán ser tenidos en cuenta por la empresa como exclusiones.

Ahora bien, respecto al soporte remitido por ENELAR a esta Superintendencia, respecto a la apertura en el SDL por activos del STR o STN, se revisó y se validó que cumple con lo establecido en el literal c del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Igualmente se verificó, el soporte remitido como evidencia de la exclusión del evento relacionado a la causal de exclusión 45, relacionada a interrupción para enfrentar situaciones de riesgo de la vida humana, el cual cumple con lo establecido en el literal o de la Resolución CREG 015 de 2018.

Por todo lo expuesto y en el marco de la evaluación integral, esta Superintendencia identificó que existen exclusiones realizadas por ENELAR que no dan cumplimiento a cabalidad a lo definido por la regulación vigente y por lo tanto, es preciso que se recalculen los indicadores de calidad para el año 2022, teniendo en cuenta todos los eventos que se excluyeron y que no contaban con los respectivos soportes al momento de la verificación de esta información, aun en los eventos que no se revisaron dentro de la muestra.

Este recalcule debe surtir un procedimiento posterior de reversión de información ante la Superintendencia y ante XM, para que los valores de SAIDI, SAIFI, DIU, FIU e incentivos de calidad cuenten con calidad de la información a partir de lo identificado en esta evaluación integral, respecto a las exclusiones.

4.4.9.6 Planes de inversión

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018, que rige la metodología de remuneración para la actividad de distribución que, a través de la Resolución CREG 164 de 2020, se aprobaron los ingresos asociados con el sistema de transmisión regional y el sistema de distribución que opera, dentro de la cual se encuentra el Plan de Inversiones para el período 2019-2023. En respuesta, la empresa presentó recurso de reposición a la resolución mencionada, el cual fue respondido por la CREG a través de la Resolución CREG 199 de 2020, en el que se modificó, entre otras variables asociadas a los cargos, el plan de inversión

inicialmente aprobado. De esta manera, quedo en firme los cargos aprobados y el plan de inversión establecido en esta resolución, el cual cuenta con una inversión total aprobada de \$54.978.856.124 COP 2017, destinada a diversas áreas fundamentales.

Ahora bien, conforme a lo establecido en el numeral 6.6 de la Resolución CREG 015 de 2018, ENELAR presentó en agosto de 2022, una solicitud de modificación al plan de inversiones correspondiente al período 2023-2027. La CREG, a fecha de diciembre de 2022, reportó a esta Superintendencia, no haber recibido esta solicitud de modificación por parte de la empresa, lo cual fue notificado a la empresa. La empresa informó no haber recibido ninguna respuesta o haber establecido interacción alguna con la Comisión en torno a esta solicitud, por lo que se propone volver a remitir la solicitud ante la CREG, con la respectiva trazabilidad de remisión, a lo cual la SSPD considera procedente.

4.4.9.6.1 Plan de inversiones aprobado

El plan de inversión establecido en la Resolución CREG 199 de 2020, se encuentra vigente y es sobre el cual se desarrollará el análisis de esta evaluación. Los montos anuales aprobados se presentan en la Tabla 41.

Tabla 41 Plan de Inversiones vigente para ENELAR S.A. E.S.P 2019-2023.

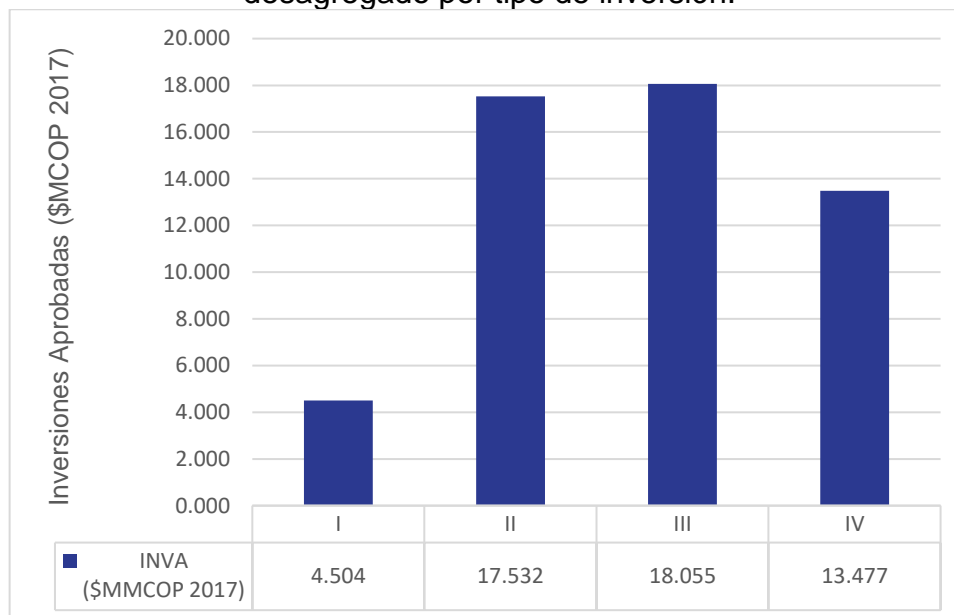
Variable/Año	2019	2020	2021
Aprobado (\$COP 2017)	12.602.154.481	11.702.043.950	10.213.751.510
Variable/Año	2022	2023	Total
Aprobado (\$COP 2017)	10.410.955.855	10.049.950.328	54.978.856.124

Fuente: Elaboración SSPD con base en Resolución CREG 199 de 2020.

El enfoque principal del plan se centra en el fortalecimiento del sistema eléctrico de distribución ENELAR, con un enfoque en la atención de nueva demanda, mejora en la calidad y confiabilidad del servicio y en los niveles de tensión del sistema. Las inversiones se orientan hacia la ampliación, adecuación, reposición, remodelación, construcción o suministro de infraestructura a lo largo del departamento de Arauca.

La distribución de las inversiones aprobadas por tipo de inversión se presenta en la Figura 34.

Figura 34 Plan de inversiones aprobado de ENELAR S.A.S E.S.P para 2019-2023 desagregado por tipo de inversión.



Fuente: Elaboración propia con base en reporte de reporte en el SUI.

Las inversiones aprobadas para la empresa por tipo se resumen a continuación:

- **Tipo I:** representan el 25,16% de las inversiones aprobadas y enmarcan regulatoriamente proyectos orientados a la reposición de activos para obtener una mayor capacidad del sistema. En este, se encuentran proyectos asociados con la adecuación y repotenciación de alimentadores en la Subestación Arauca, Puerto Jordán, El Oasis, Puerto Nidia, Saravena y Tame.
- **Tipo II:** representan el 33,70% de las inversiones aprobadas y enmarcan, regulatoriamente, proyectos orientados a la expansión del sistema para atención de nueva demanda. En particular para la empresa, se destaca la construcción de bahías de línea y barrajes, bahías de transformación, y ampliación de compensación capacitiva en diferentes subestaciones existentes y por construir; construcción de líneas como Saravena – Bocas del Banadia, y redes de distribución a lo largo de diferentes municipios.
- **Tipo III:** representan el 32,73% de las inversiones aprobadas y enmarcan regulatoriamente proyectos orientados a la reposición de activos, para garantizar la

disponibilidad del sistema eléctrico, la mejora en la calidad del servicio y la atención rápida de fallas, sin obtener una mayor capacidad del sistema. En particular, para la empresa se destacan reposiciones de postes de nivel de tensión I, II y III, transformadores a lo largo sistema de distribución local del departamento de Arauca. Adicionalmente, se tienen reposición de líneas de nivel de tensión III y IV, y bahías, celdas, interruptores y servicios auxiliares en subestaciones.

- **Tipo IV:** representan el 8,41% de las inversiones aprobadas y enmarcan regulatoriamente proyectos orientados con la implementación del sistema de gestión de activos, modernización de subestaciones y mejora de la calidad y control de pérdidas. En particular para la empresa, se destaca la construcción de la línea 34,5 kV Puerto Nidia - Puerto Jordán, instalación de transformador de potencia de 50 MVA 34,5/13,8 kV en la subestación Playitas, instalación de equipos para mejorar la confiabilidad en el SDL, repotenciación de línea 34,5 kV Caño Limón – Panamá, y adecuación y repotenciación de alimentadores y tramos en subestaciones.

El plan de inversiones aprobado está compuesto por un total de 164 proyectos de inversión enfocados en los diferentes objetivos delineados anteriormente. En la Tabla 42, se presentan los proyectos aprobados más representativos en términos de inversión por tipo de inversión.

Tabla 42 Proyectos de inversión representativos por tipo de inversión – ENELAR 2019-2023

Código del proyecto	Descripción	Monto aprobado (\$COP 2017)	Año entrada en operación aprobado
Tipo IV			
E114	Construcción línea 34 5 kV Puerto Nidia-Puerto Jordán	2.373.925.000	2022
E107	Suministro e instalación transformador de potencia 34,5/13,8 kV 50 MVA en la subestación Playitas	2.355.230.000	2022
E015	Suministro e instalación de equipos para mejorar la confiabilidad del SDL de Enelar ESP	2.043.055.000	2019
E127	Repotenciación línea 34 5 kV Caño Limón - Panamá	1.999.561.000	2023
E108	Construcción campo 13,8 kV subestación Playitas	854.154.000	2022
Tipo III			
E012, E029, E040, E118, E132	Reposición de postes de nivel II en el sistema de distribución local del departamento de Arauca	3.549.360.000	2019-2023
E011, E028, E039, E117, E131	Reposición de líneas de nivel III en el departamento de Arauca	2.981.580.000	2019-2023
E014, E031, E042, E120, E134	Reposición de transformadores en el sistema de distribución local del departamento de Arauca	2.833.465.000	2019-2023

Código del proyecto	Descripción	Monto aprobado (\$COP 2017)	Año entrada en operación aprobado
Tipo IV			
E023	Reposición interruptores 115 kV subestación Tame	572.539.200	2020
E021	Reposición celdas campo No 1 13,8 kV subestación Arauca	556.124.000	2020
Tipo II			
E020	Construcción bahías de transformación, suministro e instalación transformador de potencia 115/34,5 kV 50 MVA en la subestación Playitas	3.821.143.000	2022
E001	Construcción bahías de línea y barraje 115 kV subestación Playitas	2.002.460.000	2019
E017	Construcción de redes de distribución en el barrio Nuevo Fortul	1.875.386.600	2019
E022	Construcción bahía de línea Tame 115 kV en la subestación Tame	1.486.976.000	2020
E124	Construcción línea 34,5 kV Saravena-Bocas del Banadia	1.482.787.000	2023
Tipo I			
E038	Adecuación y reparación del alimentador subestación Tame	1.397.680.000	2021
E003, E004, E036, E129	Adecuación y repotenciación del alimentador 1,2, 3 y 4 subestación Arauca	2.179.576.180	2019, 2021 y 2023
E008	Adecuación y Repotenciación de los alimentadores 1 y 2 de la subestación Saravena municipio de Saravena departamento de Arauca	474.637.498	2019

Fuente: Elaboración propia con base en reporte de reporte en el SUI.

4.4.9.6.2 Ejecución del plan de inversión

La ejecución anual del plan de inversiones para el periodo 2019-2022, se presenta en la Tabla 43.

Tabla 43 Ejecución anual del plan de inversión para ENELAR desde 2019 a 2022.

2019	INVA (\$COP 2017)	12.602.154.481
	INVR (\$COP 2017)	24.468.150.794
	Ejecución (%)	194,16%
2020	INVA (\$COP 2017)	11.702.043.950
	INVR (\$COP 2017)	12.630.951.527
	Ejecución (%)	107,94%
2021	INVA (\$COP 2017)	10.213.751.510
	INVR (\$COP 2017)	7.200.450.744
	Ejecución (%)	70,50%
2022	INVA (\$COP 2017)	10.410.955.855
	INVR (\$COP 2017)	7.438.324.368
	Ejecución (%)	71,45%
Global	INVA (\$COP 2017)	44.928.905.796
	INVR (\$COP 2017)	51.737.877.433
	Ejecución (%)	115,15%

Fuente: Elaboración propia con base en reporte de reporte en el SUI y CREG.

Se observa que el operador cuenta con niveles de ejecución sobresalientes a excepción del año 2021 y 2022 para los cuales, si bien no son deficientes, presentan un deterioro con respecto a los primeros años de ejecución. Es destacable el nivel de ejecución de 2019, durante el cual se presentaron inversiones fuera del plan considerables, en las que se destacan, la ampliación de redes rurales de nivel de tensión I y II, adecuación de línea Tame-Puerto Nidia 34,5 kV y la construcción de subestación Puerto Nidia 2 MVA 34,5/13,8 kV.

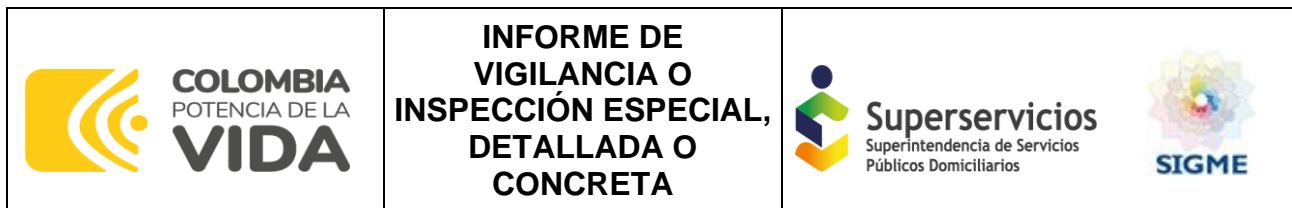
En la Tabla 44, se presenta la ejecución del operador detallando las inversiones ejecutadas fuera del plan, pendientes y adelantadas.

Tabla 44 Ejecución global del plan de inversión para ENELAR desde 2019 a 2022.

Variable	2019			2020		
	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)
Dentro del plan	5.773.515.470	4.071.313.036	70,52%	1.503.935.400	1.930.999.400	16,58%
Sin ejecutar	6.316.871.010	0	-52,25%	10.139.321.050	0	-87,08%
Fuera del plan	0	20.134.397.024	82,16%	0	10.654.553.127	84,35%
Pendiente	0	0		0	45.399.000	0,72%
Adelantado	0	299.956.000		0	0	
Total	12.090.386.480	24.505.666.060	202,69%	11.643.256.450	12.630.951.527	108,48%
Variable	2021			2022		
	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)
Dentro del plan	4.071.312.420	899.937.400	8,81%	1.006.534.400	241.182.400	2,32%
Sin ejecutar	6.142.439.090	0	-60,14%	9.404.421.455	0	-90,33%
Fuera del plan	0	4.853.541.160	67,41%	0	7.003.997.968	94,16%
Pendiente	0	754.504.184	4,58%	0	193.144.000	4,19%
Adelantado	0	692.468.000		0	0	
Total	10.213.751.510	7.200.450.744	70,50%	10.410.955.855	7.438.324.368	71,45%

Fuente: Elaboración propia con base en reporte en el SUI.

Es de destacar que, la información relacionada con los montos aprobados en la Tabla 32 y Tabla 33 son inconsistentes, debido al reporte inconsistente en el formato PI3 del SUI, que la empresa no logró aliviar previó a redacción de este informe.

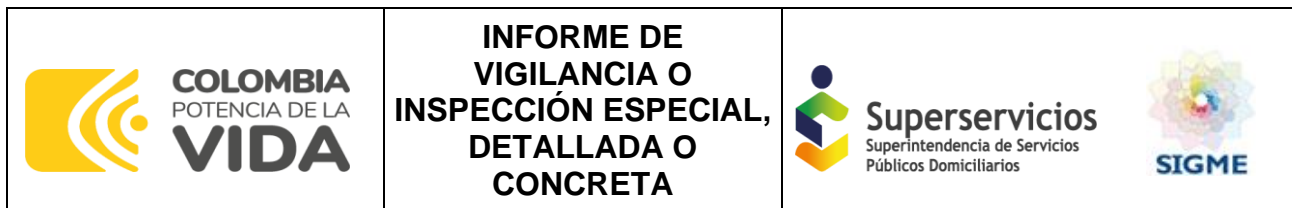


Como se puede observar, si bien los niveles de ejecución de la empresa han sido sobresalientes, estos han estado enfocados en inversiones fuera del plan que, para los años 2020 a 2022, representan un 96,14% de las inversiones aprobadas para estos años. Estas inversiones se refieren a proyectos que la empresa ha debido ejecutar por razones de emergencia, prevención y/o priorización de alcances y objetivos en el sistema de distribución. Adicional a los mencionados, se destaca la ampliación de alimentadores e implementación de equipos de calidad de potencia en la subestación Zona Industrial y ampliación de redes urbanas de nivel 1 y 2 a lo largo del departamento de Arauca.

Es importante indicar que, esta clase de inversiones, puede ser aplicada para remuneración y reconocidas dentro de la variable de ejecución de inversiones INVR_j, siempre y cuando, los proyectos puedan ser enmarcados en las unidades constructivas del capítulo 14 y 15 de la Resolución CREG 015 de 2018.

En contraste, la ejecución de proyectos dentro del plan de inversión ha sido baja, representando un 16,10% de las inversiones aprobadas. Al respecto, se consultó con la empresa por proyecto, cuáles son los impactos evidenciados o potenciales que tiene el retraso en la ejecución de estos proyectos. A lo anterior, la empresa respondió que a lo largo del periodo tarifario se han presentado las siguientes barreras:

- **Pandemia COVID-19.** Se redujo la facturación en la empresa, así como efectos adversos en la adquisición de equipos, tal como la crisis de contenedores.
- **Apagón en julio de 2021.** El municipio de Arauca quedó aislado y sin energía alrededor de 11 días. Esto implicó un aumento de costos al tener obligaciones de contratos de compra de energía, pero sin poder facturarlos, generando un desbalance financiero.
- **Opción tarifaria.** La empresa registró un aumento considerable en el IPP que implicó que la empresa adoptará las medidas del gobierno para no trasladar este aumento al usuario.
- **Contrato de compra de energía.** Contrato de compra de energía que iniciaba a despachar en 2022 y despacha durante 2023 y 2024. Este fue incumplido por el contratista, lo cual incrementó considerablemente la exposición en bolsa de la empresa.



Los anteriores factores han generado un impacto en la situación financiera de la empresa, lo que ha impactado las inversiones, dado que, en el presupuesto de la empresa, usualmente este y la componente de AOM, termina siendo la última etapa en el ajuste financiero.

Un factor adicional relevante y que es exógeno a la empresa es el proyecto de interconexión Casanare – Arauca.

Proyecto de interconexión Casanare Arauca

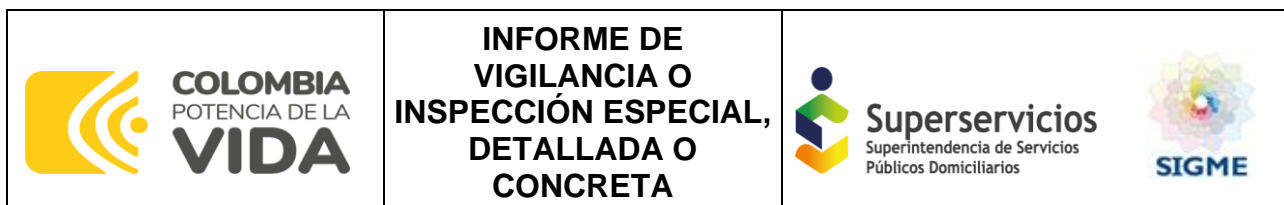
El Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40098 del 7/02/2017 adoptó el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2016-2030. En este se definió el proyecto de interconexión Casanare – Arauca, cuya fecha inicial de puesta en operación era el 30 de noviembre de 2021. Sin embargo, las fechas de entrada en operación de los proyectos relacionados fueron modificados al 31 de octubre de 2026 y posteriormente al 30 de junio de 2028 a través de las resoluciones 40039 del 11/02/2021 y 40492 del 21/11/2022, respectivamente.

En lo correspondiente al STR, las obras que en su momento fueron propuestos por la UPME para ejecución en el marco de la anterior interconexión fueron:

- Nueva subestación La Paz 115 kV, 50 MVA.
- **Nueva subestación Playitas 115 kV, 50 MVA.**
- Nueva línea Tame – Playitas 115 kV.
- **Nueva línea La Paz – Playitas 115 kV.**
- Compensación Banadía 115 kV, 9 MVAr.
- **Ampliación bahía de línea 115 kV en la subestación Tame.**

Respecto a las obras encuentran resaltadas, ENELAR mediante documento TRD 100.17.129 del 14 de junio de 2017, manifestó su interés y adquirió el compromiso de ejecutarlas. Los proyectos remanentes están sujetos entonces a convocatoria pública por parte de la UPME.

Teniendo en cuenta la primera FPO establecida por el ministerio, la empresa formuló dentro de su plan de inversión inicial presentado a la CREG, los proyectos expuestos en la Tabla **45**.



Estos proyectos representan gran parte de las inversiones aprobadas para el nivel de tensión 4 y en conjunto son equivalentes al 14,8% del total del plan y 26,2% de las inversiones pendientes por ejecutar.

Tabla 45 Proyectos de expansión en el STR asociados a la interconexión Arauca - Casanare.

CÓD PROYECTO	DESCRIPCIÓN PROYECTO	INVERSIÓN APROBADA	AÑO EJECUCIÓN APROBADO
E001	Construcción bahías de línea y barraje 115 kV subestación Playitas	2.002.460.000	2019
E020	Construcción bahías de transformación suministro e instalación transformador de potencia 115/34,5 kV 50 MVA en la subestación Playitas	3.727.798.000	2020
E022	Construcción bahía de línea Tame 115 kV en la subestación Tame	1.486.976.000	2020
E023	Reposición interruptores 115 kV subestación Tame	572.539.200	2020
E035	Construcción tramo final línea 115 kV La Paz Playitas	325.811.000	2021

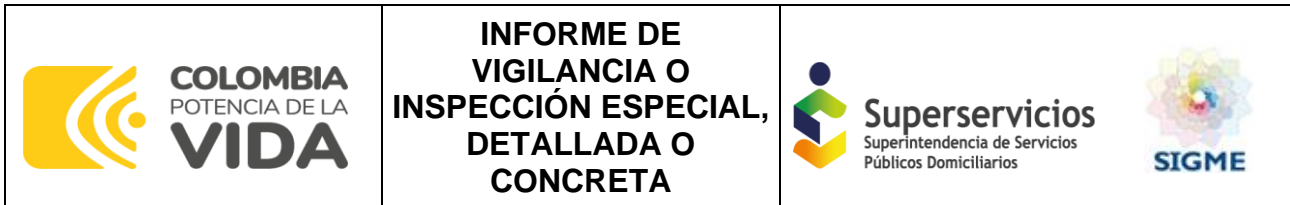
Fuente: Elaboración propia con base en información de ENELAR.

La ejecución y puesta en operación de estos proyectos está sujeta a la ejecución de los proyectos que serán realizados a través de convocatoria UPME. Sin embargo, considerando la modificación de FPO generada por el ministerio, ENELAR tuvo que ajustar el cronograma al punto tal que se su expectativa de ejecución está fuera de la ventana de ejecución del plan de inversión. Es de destacar que, hasta el 25 de agosto de 2023, la UPME publicó oficialmente la convocatoria pública para la Subestación La Paz 230 kV y líneas de transmisión asociadas. La convocatoria para los proyectos del STR aún se encuentran pendientes de publicación.

A pesar de lo anterior, la empresa reporta ejecución física de los proyectos listados. Lo anterior, junto con las expectativas de puesta de operación de cada proyecto teniendo en cuenta el primer cambio de FPO interpuesta por el Ministerio se presentan en la Tabla 46.

Tabla 46 Estado y expectativa de ejecución de los proyectos de expansión del STR de ENELAR.

Proyecto	Cód. Proyecto	FPO esperada	Estado	Proyecto UPME
Línea La Paz - Playitas	E035	2026	<p>Construida en su mayoría. Aislada a 115 kV y energizada a 34,5 kV atendiendo parte de la demanda del municipio de Arauca. Queda pendiente un tramo estimado de 500 metros a la llegada de la subestación La Paz, cuya construcción depende de la ubicación final de esta subestación.</p>	Nueva subestación La Paz 230/115 kV 50 MVA.
Subestación Playitas 115 kV 50 MVA	E001, E020	2025	<p>Obra civil de 115 kV ejecutada, pero aún no se encuentran instalados los equipos. Esta requiere avance en la subestación La Paz. Se construyó la casa de control con sus servicios auxiliares, en donde se instalarán los tableros de mando, control y protección. Se terminó el patio con los pórticos y las obras civiles donde se instalarán los equipos de potencia (transformador, interruptores, seccionadores, etc.).</p> <p>Su afectación se genera en razón a que la bahía que se proyecta construir para recibir la línea Tame – Playitas, se encuentra en esta subestación.</p>	Nueva línea Tame – Playitas 115 kV
Bahía de línea Subestación Tame	E022, E023	2026	<p>En la casa de control se encuentran instalados los tableros donde se instalarán los equipos de mando, control, protección, medición y alarmas. En el patio se encuentran los pórticos y las obras civiles donde se instalarán los equipos para la bahía de 115 kV donde llegará la nueva línea a 115 kV Tame – Playitas.</p> <p>Similar a la subestación Playitas, está afectada dado que la bahía que se proyecta construir para recibir la línea.</p>	Nueva línea Tame – Playitas 115 kV

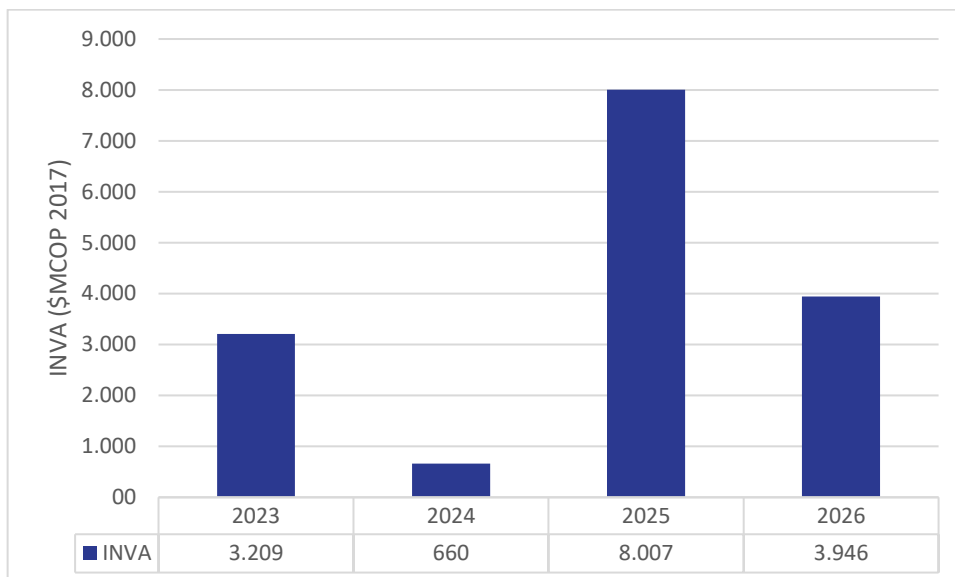


La empresa informa que las FPO propuestas fueron plasmadas en la solicitud de modificación al plan de inversión, y que, para la siguiente modificación a solicitar en agosto de 2024, se trasladaría la fecha de ejecución al 2028. La SSPD recalca que otra posibilidad es sacarlos de la modificación presentada el año pasado y reincorporarse en la que se presente el próximo año, dependiendo de cómo se surta el trámite de ésta. Es de aclarar que, en ninguno de los escenarios, la empresa alcanzaría a recibir remuneración anticipada por estos proyectos.

A corte de 2022 la empresa tiene 81 proyectos pendientes de ejecución equivalentes en monto a \$29.2263.628.768 COP 2017. De acuerdo con la empresa, buena parte de estos proyectos fueron trasladados al plan modificado, para lo cual se solicitó su expectativa de ejecución, la cual se encuentra en la Tabla 62 en la sección de anexos. De acuerdo con lo reportado en la 026, equivalente al 50,6% de las inversiones trasladadas. Para el año en curso, se espera ejecutar un 20,28% de las inversiones trasladadas.

Figura 35 Ejecución esperada de inversiones pendientes por ejecutar (2019-2022) a lo largo del periodo 2023 a 2026. En esta figura, se encuentra la distribución de las inversiones para el periodo 2023-2026, que en total equivale al 54,07% de las inversiones pendientes por ejecutar. Adicionalmente se observa, que la expectativa de ejecución se encuentra concentrada en 2026, equivalente al 50,6% de las inversiones trasladadas. Para el año en curso, se espera ejecutar un 20,28% de las inversiones trasladadas.

Figura 35 Ejecución esperada de inversiones pendientes por ejecutar (2019-2022) a lo largo del periodo 2023 a 2026.



Fuente: Elaboración propia con base en reporte en el SUI e información del prestador

De acuerdo con lo indicado por ENELAR, el 45,9% de las inversiones pendientes podrían no ser ejecutadas, todo soportado en los motivos que se encuentran en la Figura 35. No obstante, en términos generales, de dicho porcentaje se puede concluir lo siguiente:

- El 33% de estas inversiones no serán ejecutadas por falta de recursos. Por este mismo motivo, 25,6% serán aplazadas o se descartan temporalmente.
- El 14% de estas inversiones corresponden a proyectos que fueron descartados por similitudes con otros proyectos.
- El porcentaje restante, presentan diversas justificaciones.

En la Tabla 47 se presentan los proyectos más significativos que se encuentran en esta categoría.

Tabla 47 Proyectos de inversión que no serán ejecutados o se encuentran aplazados indefinidamente.

CÓD PROYECTO	DESCRIPCIÓN PROYECTO	INVERSIÓN APROBADA	AÑO EJECUCIÓN APROBADO	MOTIVOS
E114	Construcción línea 34 5 kV Puerto Nidia Puerto Jordán departamento de Arauca	2.373.925.000	2022	Temporalmente se descarta este proyecto por falta de recursos.

CÓD PROYECTO	DESCRIPCIÓN PROYECTO	INVERSIÓN APROBADA	AÑO EJECUCIÓN APROBADO	MOTIVOS
E017	Construcción de redes de distribución en el barrio Nuevo Fortul en el municipio de Fortul departamento de Arauca	1.875.386.600	2019	Por falta de recursos se buscó financiación por PRONE. Se encuentra en ejecución.
E033	Construcción de redes de distribución en los barrios La Cumbre La Victoria y Villabel en el municipio de Saravena departamento de Arauca	839.416.400	2020	No se ejecutará por falta de recursos
E079	Construcción de redes de distribución en el barrio Bello Horizonte en el municipio de Arauca departamento de Arauca	622.337.280	2021	No se ejecutará por falta de recursos
E117	Reposición de líneas de nivel III en el departamento de Arauca	600.590.000	2022	Para este año se descarta porque cada año hay un proyecto similar.

Fuente: Elaboración propia con base en reporte del prestador

Ante los retrasos identificados, se llevó a cabo una consulta con la empresa para evaluar los posibles efectos derivados de estos, lo cual se encuentra desagregado por proyecto en la Tabla 62. En términos generales, la empresa destaca dos posibles impactos latentes del retraso de la ejecución: calidad del servicio y operacionales a mediano plazo. Sin embargo, no se proveyó un mayor detalle al respecto.

4.4.9.6.3 Remuneración del plan de inversión

La componente de la remuneración anual anticipada que reciben los operadores y que hace parte del cálculo de los cargos por nivel de tensión, corresponde a la Base Regulatoria de Activos Nuevos (BRAEN) la cual está definida en el numeral 3.1.1.2. del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018. Esta componente se desglosa en tres términos principales por nivel de tensión:

- Inversiones aprobadas para el año a remunerar ($INVA_{j,n,t-1}$).
- Ejecución del año previo a remunerar ($INVR_{j,n,t-1}$).

- Inversiones aprobadas para el año anterior a remunerar ($INVA_{j,n,t}$).

Los dos primeros términos contribuyen de manera positiva al BRAEN, mientras que el tercero de manera negativa. En palabras gruesas, el BRAEN se calcula las inversiones del año a remunerar y la diferencia entre la ejecución y lo aprobado del año anterior. Por lo tanto, la remuneración percibida por el operador se verá afectada de manera negativa si hay subejecución del plan.

Otro de los factores que afectan de manera negativa la remuneración de un operador de red es el índice de Ajuste por Ejecución del plan de inversiones ($IAPA_{j,n,t}$). Como su nombre lo indica, corresponde una variable cuyo valor depende del nivel de ejecución del operador y ajusta la remuneración de las inversiones por nivel de tensión. Para el nivel de tensión 4, este índice toma un valor de 1 independientemente del nivel de ejecución. Para el resto de niveles de tensión, esta variable toma un valor de 1 para los dos primeros años de ejecución, pero a partir del tercer año corresponde al índice de ejecución promedio de los dos años anteriores si el resultado de este es inferior a 0,8. En particular, este índice ajusta el valor de las inversiones aprobadas en la fórmula del BRAEN.

Por último, es necesario mencionar que para los niveles de tensión del 1 al 3, la inversión ejecutada (INVR) remunerable para un año determinada está acotada al 110% de la inversión aprobada del respectivo año. El excedente de la anterior operación puede ser trasladado al siguiente año.

La ejecución de ENELAR desagregadas por nivel de tensión se presenta en la Tabla 48.

Tabla 48 Ejecución de plan de inversión desagregado por nivel de tensión.

SUI						
Nivel de Tensión	2019			2020		
	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)
1	1.560.791.100	3.509.718.265	224,87%	1.427.107.000	3.561.249.560	249,53%
2	6.433.176.111	15.541.390.631	241,58%	2.023.191.310	8.158.034.839	403,23%
3	2.008.851.470	5.430.614.164	270,33%	4.573.630.640	367.293.328	8,03%
4	2.599.335.800	23.943.000	0,92%	3.678.025.000	544.373.800	14,80%
Total	12.602.154.481	24.505.666.060	194,46%	11.701.953.950	12.630.951.527	107,94%
Nivel de Tensión	2021			2022		

SUI						
Nivel de Tensión	2019			2020		
	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)
1	3.912.390.000	3.256.174.156	83,23%	817.921.000	3.325.422.249	406,57%
2	4.551.036.960	3.669.274.684	80,63%	6.115.892.255	3.990.572.518	65,25%
3	1.363.348.750	213.837.104	15,68%	3.415.977.800	61.164.800	1,79%
4	386.975.800	61.164.800	15,81%	61.164.800	61.164.800	100,00%
Total	10.213.751.510	7.200.450.744	70,50%	10.410.955.855	7.438.324.367	71,45%

Fuente: Elaboración propia con base en reporte en el SUI e información del prestador y publicación de XM.

Lo resaltado en amarillo, hace referencia a la inconsistencia en el reporte a XM, al SUI y a la CREG, para el cual, la empresa indica que se debe a inconsistencia en la sumatoria de transformadores que generó una variación de \$2.722.715 MCOP 2017, lo cual fue tenido en cuenta por XM para la remuneración.

El resaltado en curaba, representa la inconsistencia en el reporte de información en uno de los formatos en el marco de la Circular 024 de 2020.

De lo anterior se observa que los esfuerzos de ejecución de inversiones se encuentran concentrados en los niveles de tensión 1 y 2, en ciertas instancias excediendo ampliamente los montos aprobados. Respecto al nivel 3, si bien la empresa excedió ampliamente la inversión aprobada para 2019, para el resto de los años ha presentado niveles bajos de ejecución, los cuales como se observa en la Tabla 49, afectaron la remuneración recibida y que se está recibiendo.

Tabla 49 Remuneración por plan de inversión para los años 2020 a 2023. Cifras dadas en \$COP 2017

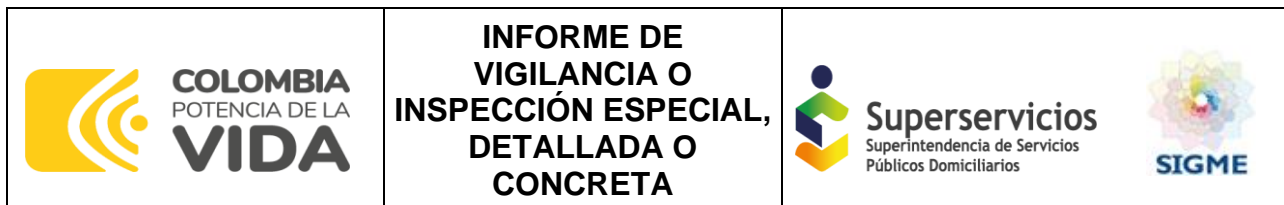
Variable	NT1			
	2020	2021	2022	2023
INVA (t)	1.427.107.000	3.912.390.000	817.921.000	718.646.000
INVR (t-1)	3.509.718.265	3.563.972.275	3.256.174.156	3.325.422.249
INVA (t-1)	1.560.791.100	1.427.107.000	3.912.390.000	817.921.000
INVR_cota (t-1)	1.716.870.210	1.569.817.700	3.148.952.256	899.713.100
Dif_INVR	1.792.848.055	1.994.154.575	107.221.900	2.425.709.149
IAPA (t)	1,00	1,00	1,00	1,00
IAPA (t-1)	1,00	1,00	1,00	1,00

Variable	NT1			
	2020	2021	2022	2023
BRAEN	1.583.186.110	5.847.948.755	2.048.637.831	907.660.000
BRAEN (IAPA = 1)	1.583.186.110	5.847.948.755	2.048.637.831	907.660.000
Dif_BRAEN	0	0	0	0
Dif_ejec	1.948.927.165	2.136.865.275	-656.215.844	2.507.501.249
Variable	NT2			
	2020	2021	2022	2023
INVA (t)	2.023.191.310	4.551.036.960	6.115.892.255	3.240.141.328
INVR (t-1)	15.541.390.631	8.158.034.839	3.669.274.684	3.990.572.518
INVA (t-1)	6.433.176.111	2.023.191.310	4.551.036.960	6.115.892.255
INVR_cota (t-1)	7.076.493.722	1.347.257.916	3.669.274.684	3.169.405.801
Dif_INVR	8.464.896.909	6.810.776.923	0	821.166.718
IAPA (t)	1,00	1,00	1,00	0,73
IAPA (t-1)	1,00	1,00	1,00	1,00
BRAEN	2.666.508.921	12.340.000.475	12.044.906.902	-583.220.467
BRAEN (IAPA = 1)	2.666.508.921	12.340.000.475	12.044.906.902	293.654.874
Dif_BRAEN	0	0	0	-876.875.340
Dif_ejec	9.108.214.520	6.134.843.529	-881.762.276	-2.125.319.737
Variable	NT3			
	2020	2021	2022	2023
INVA (t)	4.573.630.640	1.363.348.750	3.415.977.800	5.842.243.000
INVR (t-1)	5.430.614.164	367.293.328	213.837.104	61.164.800
INVA (t-1)	2.008.851.470	4.573.630.640	1.363.348.750	3.415.977.800
INVR_cota (t-1)	2.209.736.617	367.293.328	213.837.104	61.164.800
Dif_INVR	3.220.877.547	0	0	0
IAPA (t)	1,00	1,00	0,12	0,09
IAPA (t-1)	1,00	1,00	1,00	0,12
BRAEN	4.774.515.787	377.888.985	-744.455.777	166.582.101
BRAEN (IAPA = 1)	4.774.515.787	377.888.985	2.266.466.154	5.498.351.931
Dif_BRAEN	0	0	-3.010.921.931	-5.331.769.830
Dif_ejec	3.421.762.694	-4.206.337.312	-1.149.511.646	-3.354.813.000

Fuente: Elaboración propia con base en reporte en el SUI e información del prestador y publicación de XM.

En el resaltado en curuba, se encuentra el valor reportado por parte del operador a XM que difiere del reporte a la CREG y al SUI. Por otra parte, en amarillo se encuentra el valor de cota asignado por XM.

De este análisis se destacan los siguientes casos particulares



- La remuneración por nivel de tensión 3, se ha visto afectada desde 2022, por los notorios niveles de subejecución presentados desde 2020, en particular, al notarse que el parámetro IAPA toma valores de 0,12 y 0,09. Lo anterior, junto con el ajuste por subejecución, ha resultado en una reducción considerable de la remuneración recibida por la empresa, inclusive recibiendo remuneración negativa en 2022.
- Similar al anterior, pero en menor medida, se tiene que la remuneración por nivel de tensión 2 se ha visto afectada desde 2023, por la subejecución presentada entre 2021 y 2022 y que resulto en un IAPA de 0,73. Este fue suficiente para que se recibiera una remuneración negativa.

4.4.9.6.4 Estrategia de comunicación y difusión de plan de inversión.

La Resolución CREG 015 de 2018, en el numeral 6.7 del anexo general, define que los Operadores de Red deben definir una estrategia de comunicación para difundir con los usuarios el plan de inversión, las metas reposición, calidad, reducción y mantenimiento de pérdidas. Esta estrategia debe contener como mínimo los siguientes tres puntos:

- a. Elaboración de un informe anual, en lenguaje sencillo, con las metas, inversiones e indicadores de ejecución del plan de inversión para los usuarios del mercado de comercialización. El informe deberá ser publicado en la página web del OR antes del último día hábil del mes de marzo de cada año.*
- b. Desarrollo y mantenimiento de un sitio web con la información asociada a la ejecución del plan de inversión.*
- c. Publicación anual en un diario de amplia circulación en el mercado de comercialización de un resumen con las metas propuestas y el avance en la ejecución de los proyectos de inversión.*

Con respecto a los literales a y b, en noviembre del año en curso se exploró el portal Web de la empresa y se encontró lo que pareciera ser la página dedicada a la divulgación del plan de inversión; sin embargo, no se evidencia en el sitio web, contenido alguno tal y como se muestra a continuación:

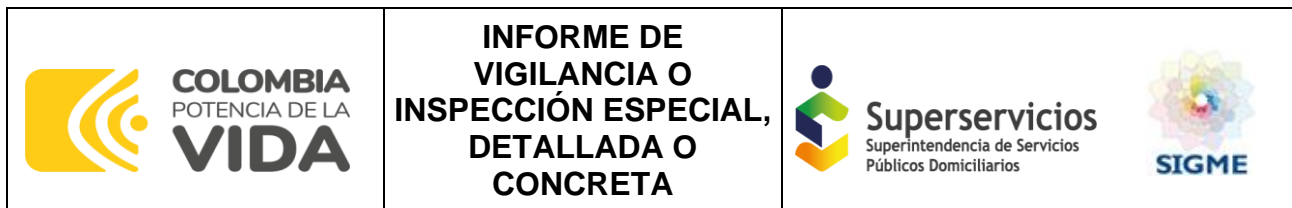
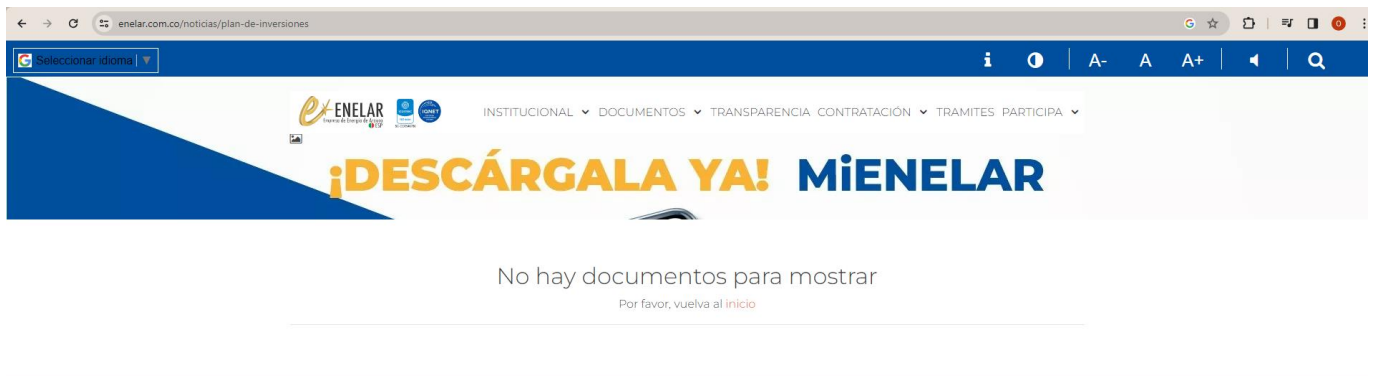


Figura 36 Captura de pantalla de portal web de ENELAR. Plan de Inversiones



Fuente: <https://www.enelar.com.co/noticias/plan-de-inversiones>. Consultado 20 de noviembre de 2023, 14:00.

Lo anterior podría constituir un presunto incumplimiento regulatorio que debe ser aliviado. La empresa debería tener publicado los informes anuales de ejecución del plan de inversión orientado a usuarios, así como los informes de ejecución remitidos a la CREG y SSPD (literal c. numeral 6.5).

Gestión de pérdidas

ENELAR, en calidad de operador de red cumplió la condición habilitante para optar por plan de reducción de pérdidas correspondiente a que el índice de pérdidas de nivel de tensión 1 a fecha de corte $PT_{j,1,0}$ (33,68%) fue superior al reconocido $P_{j,1,0}$ (10,46%, Res. CREG 143 de 2009). Sin embargo, el operador no presentó plan de reducción de pérdidas durante la aprobación de cargos y por ende, con plan de mantenimiento de pérdidas vigente.

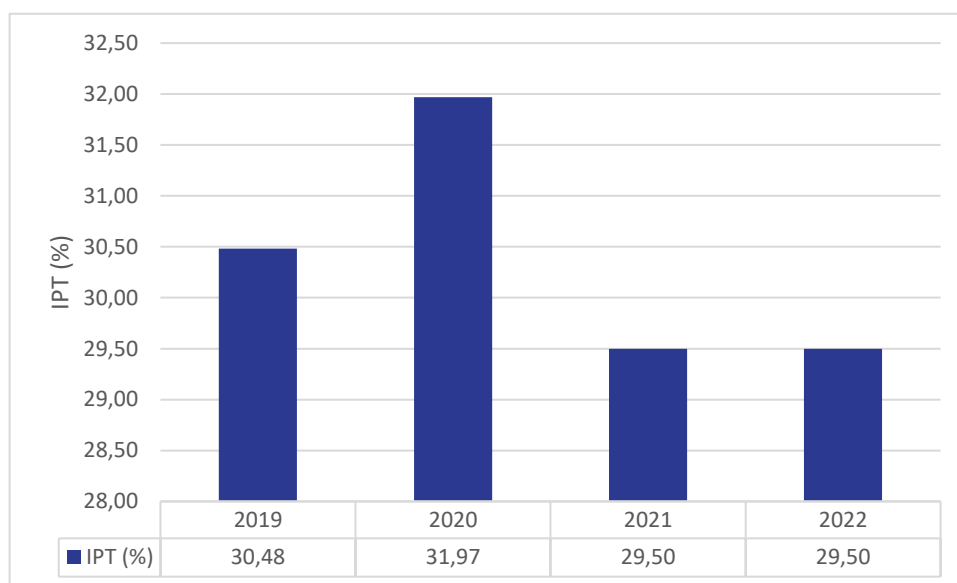
Por concepto de este plan de mantenimiento, la empresa tiene derecho a remuneración por \$91.853.570 COP 2017 a través de la liquidación mensual por parte de XM de la componente CPROG, que hace parte de la componente de pérdidas de la tarifa.

4.4.9.7 Índice de Pérdidas Totales

En la Figura 37, se presenta la evolución del índice de pérdidas totales (IPT) para la empresa a lo largo del periodo tarifario. Si bien se evidencia una reducción del indicador, este constituye uno de los índices de pérdidas más altos de todos los operadores de red a nivel nacional. Es

de aclarar que para el año 2022, se informó a la empresa que se verificara el reporte debido a que el IPT reportado al SUI es el mismo al reportado en 2021. Durante la visita se informó que se había verificado; sin embargo, la empresa generó una solicitud de reversión del formulario asociado por duplicidad de información, sin informar cual es el valor correcto.

Figura 37 índice de pérdidas totales a lo largo del periodo tarifario para ENELAR.



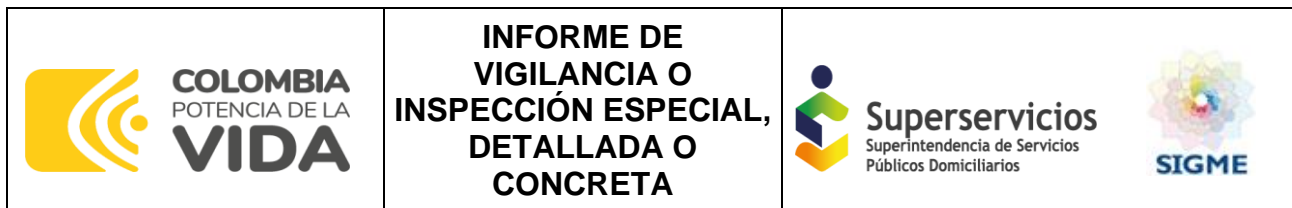
Fuente: Elaboración propia con base en reporte en el SUI

Al respecto, se solicitó a la empresa un diagnóstico de las pérdidas a lo largo del departamento de Arauca. En la Tabla 50 se presenta la caracterización de las pérdidas comerciales por municipio, aunque la empresa no especifica cuál es el corte de este.

Tabla 50 Pérdidas comerciales por municipio en el departamento de Arauca.

MUNICIPIO	COMPRAS (KWH/MES)	VENTAS (KWH/MES)	ENERGIA PERDIDA	PERDIDAS (%)
ARAUCA	11.715.134	7.854.856	3.860.278	32,95%
ARAQUITA	3.959.178	2.175.329	1.783.849	45,06%
SARAVENA	4.740.840	3.021.472	1.719.368	36,27%
TAME Y RONDON	5.618.727	2.988.045	2.630.682	46,82%
FORTUL	1.731.996	882.254	849.742	49,06%
CRAVO NORTE	252.304	207.248	45.056	17,86%

Fuente: Elaboración propia con base en reporte en el SUI



Como parte del diagnóstico, se identifican los siguientes aspectos que tienen oportunidad de mejora para la reducción de pérdidas.

- La empresa no cuenta con personal que realice actividades o funciones relacionadas a lo largo del departamento, solamente en el municipio de Arauca.
- Identificación de asentamientos subnormales que no cuenta con certificación por la Alcaldía y se encuentran conectados ilegalmente.
- Falta de equipos de macromedición en el departamento.

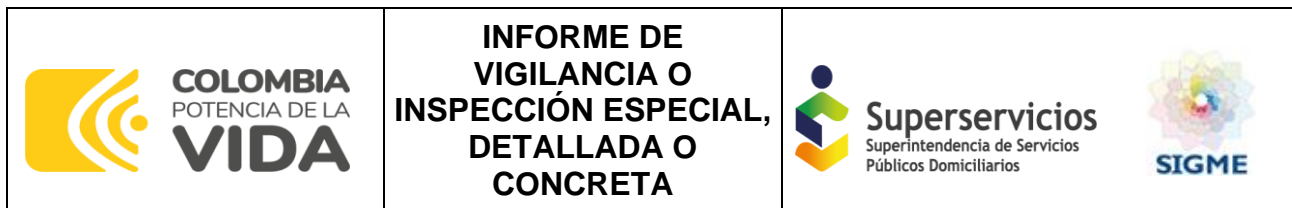
Así mismo, se solicitó que se identificaran las dificultades presentadas para la reducción de pérdidas de energía a lo largo de estos municipios, listadas a continuación.

- No se cuenta con recursos para implementar un plan de gestión de pérdidas a largo plazo.
- Difícil ingreso o completo veto de ciertas zonas por situaciones de orden público y amenaza de personal.
- A lo largo del departamento de Arauca se tienen 4764 usuarios sin equipos de medida.
- No se cuentan con materiales (medidores) para la normalización de usuarios que presentan fallas en los equipos de medida.

Respecto a esto último, se informó que a estos usuarios se les está facturando por promedio desde hace aproximadamente seis meses. Se consulta si ya fue informado tanto a los usuarios como a la Superintendencia al respecto, a los cual informan que está empezando a realizar divulgación a los usuarios, pero aún no informan a la Superintendencia.

4.4.9.7.1 Plan de gestión de pérdidas

Durante la reunión sostenida por la empresa se expresó que no se cuenta con un plan de gestión de pérdidas a largo plazo formalizado y por lo tanto no cuentan con metas internas de reducción. Sin embargo, se han ejecutado estrategias dispersas que han impactado la evolución de las pérdidas a lo largo del periodo tarifario.



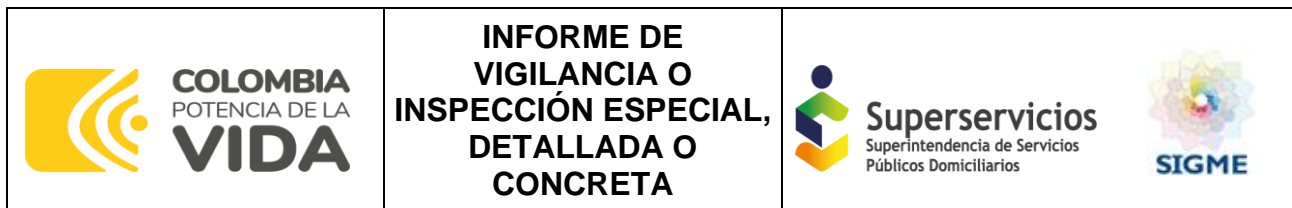
- Implementación del Plan Integral de Legalización de Usuarios Subnormales (PILUS) donde se legalizan 2690 usuarios en el municipio de Saravena, y 2594 en el municipio de Fortul durante el 2019.
- Inspecciones técnicas a grandes consumidores, mediante el cual, se verifica el estado en el que se encuentran las instalaciones eléctricas para identificar inconformidades y gestión de mejoras o actualizaciones.
- Verificación y mantenimiento de macromedición.
- Despliegue de cuadrillas para inspección de usuarios con sospechas de anomalías.
- Instalación de 150 macromedidores en el municipio de Arauca durante el 2023.
- Suministro e instalación de 2500 equipos de equipo de medida en el municipio de Arauca.

En términos generales, si bien la empresa ha implementado estrategias orientadas a la reducción de pérdidas y se ha hecho un cierto grado de diagnóstico, durante la evaluación se evidenció que la empresa no cuenta con un plan de gestión de pérdidas a largo plazo establecido, ni tienen metas de reducción interna. Entendiendo que, el departamento de Arauca es una zona sensible, que tiene un alto nivel de problemas de orden público, con más razón se considera desde esta Superintendencia que se tiene que formalizar este plan, en el que se consideren estrategias de gestión social con gobierno local, regional y nacional, así como entidades como esta Superintendencia para poder generar garantías de seguridad para la gestión.

No contar con plan de gestión de pérdidas no constituye incumplimiento regulatorio; no obstante, la adecuada gestión de la reducción de pérdidas es fundamental para las diferentes dimensiones financieras y operacionales de un operador de red y por lo tanto, se recomienda darle una mayor prioridad.

4.4.9.8 Calidad del servicio en el STR

4.4.9.8.1 Indisponibilidad de activos



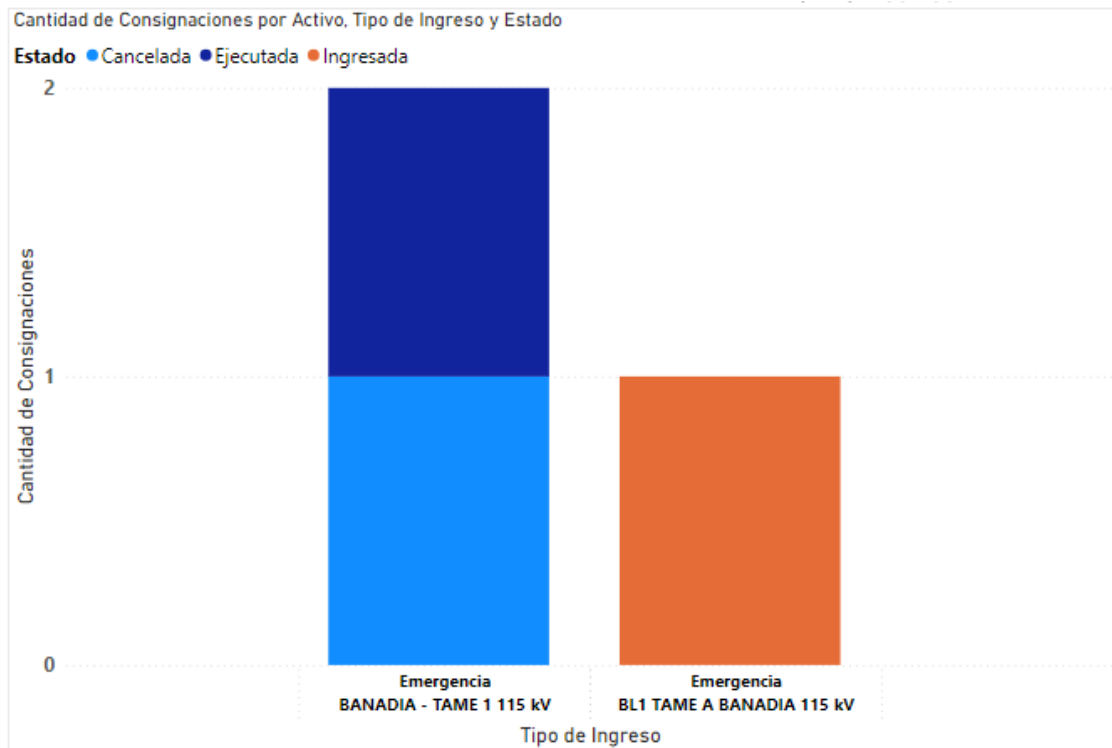
Para el año 2022, no se presentaron Horas a Compensar (HC) en activos del STR operados por ENELAR ESP por superar las Máximas Horas Anuales de Disponibilidad Ajustadas (MHAIA). Lo anterior, fue contrastado mediante la verificación en el aplicativo HEROPE de XM, en el cual se indica que para los activos pertenecientes a los subsistemas Banadía – Tame 1 115 kV y Tame 115 kV, las Horas de Disponibilidad Acumulada fueron menores a las MHAIA, por lo cual las Horas Compensadas son iguales a cero.

4.4.9.8.2 Consignaciones nacionales

En este apartado se presentará el total de consignaciones nacionales asociadas a ENELAR ESP, desagregando la información en un análisis particular de acuerdo a tipo de ingreso, origen de mantenimiento y estado.

Según lo dispuesto en el aplicativo Sistema Integrado de Operaciones –SIO, durante el año 2022 la empresa registró un total de 3 consignaciones nacionales ingresadas por emergencia. De estas, únicamente se ejecutó una sobre el activo Banadía – Tame 1 115 kV. En la Figura 38 se presenta una clasificación de las consignaciones, por tipo de estado y de ingreso.

Figura 38. Cantidad de consignaciones ENELAR ESP

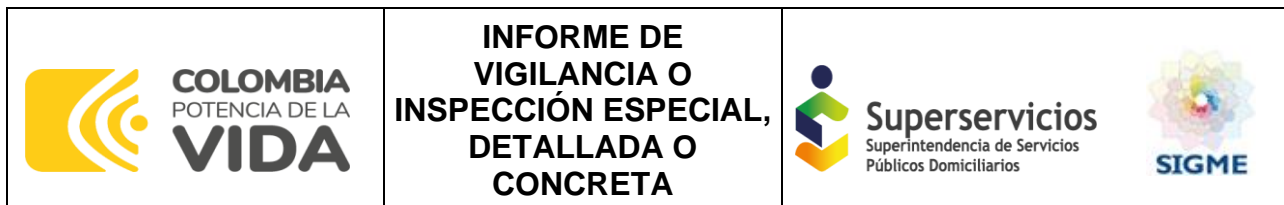


Fuente: Elaboración propia a partir de información tomada de SIO de XM.

En la Figura 38, se presentan las 3 consignaciones reportadas, las cuales se han clasificado como cancelada, ejecutada e ingresada. En relación con la consignación ejecutada (identificada con el consecutivo C0218203), se tiene que su tipo de ingreso es por emergencia. Esta condición está relacionada con el reemplazo de estructuras en la línea Banadía A Tame 115 kV, con el fin de dar más altura a la línea para cumplir distancias de seguridad con la nueva línea Termocapachos A Tame a 34,5 kV. Esta actividad ocasionó demanda no atendida en la línea Banadía – Tame 1 115 kV.

4.4.9.8.3 Eventos Energía No Suministrada

La resolución CREG 094 de 2012, estableció las pautas para el reporte de eventos y el cálculo de la Energía No Suministrada (ENS) en el Sistema de Transmisión Regional (STR). Este documento detalla las condiciones necesarias para clasificar una zona del STR como Zona Excluida de Cano, eximiéndola de compensaciones por inoperatividad de activos o por ENS, en caso de eventos generados por los activos que la componen.



Con base en lo anterior, y de acuerdo con el numeral 1.3.1 de la Resolución CREG 094 de 2012, ENELAR identificó y reportó al Centro Nacional de Despacho (CND) el área de influencia de la línea radial de 115 kV que se deriva de la subestación Banadía y suministra energía al Municipio de Tame, como zona excluida CANO del STR. Por tanto, la empresa no está sujeta al cálculo de compensaciones por ENS.

4.4.9.8.4 Proyectos de expansión ejecutados por ENELAR ESP

En la actualidad, ENELAR se encuentra ejecutando las siguientes obras de expansión del STR:

Línea La Paz – Playitas 115 kV

Este proyecto presenta un avance del 97%, con un tramo de 500 metros pendiente hasta llegar a la subestación la Paz 115 kV. La finalización de este tramo está sujeto a la ubicación y/o disposición física de equipos en la subestación La Paz, toda vez que la convocatoria pública UPME 08 – 2021 "Subestación La Paz 230 kV", incluye los espacios de reserva para la futura ejecución de las obras a nivel de 115 kV. De acuerdo con la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 40492 de 2022, se ha establecido la fecha de puesta en operación de la convocatoria pública para el 30 de junio de 2028.

Subestación Playitas 115 kV

La obra civil de esta subestación se encuentra terminada en un 100%. Se construyó la casa de control con sus servicios auxiliares, donde se instalarán los tableros de mando, control y protección. En la Figura 39, se presentan los espacios disponibles, en patio y casa de control destinados para la conexión de 115 kV, proveniente de la futura subestación La Paz.

Figura 39. Subestación Playitas 115 kV



Fuente: Visita de evaluación integral a la subestación Playitas 115 kV por parte de la Superservicios.

Ampliación bahía de línea 115 kV en la subestación Tame.

La expansión de la bahía de la línea de 115 kV en la subestación Tame, está condicionada a la realización del proyecto de la nueva línea Tame – Playitas de 115 kV. En la actualidad, ENELAR ha avanzado en actividades en la casa de control, enfocadas en la instalación de equipos para el manejo, control, protección y medición.

En la Figura 40 se presentan los pórticos disponibles, donde se instalarán los equipos necesarios para la nueva línea a 115 kV Tame – Playitas.

Figura 40. Disposición física subestación Tame 115 kV



Fuente: ENELAR ESP

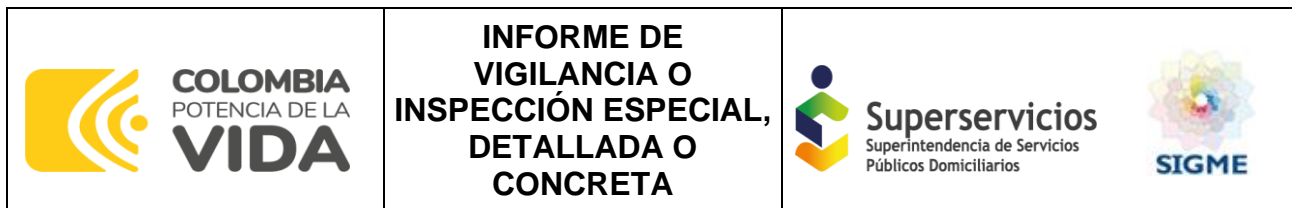
4.4.9.9 Cumplimiento RETIE

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, realizó revisión al cumplimiento del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) en el marco de la evaluación integral, enfocándose principalmente en el cumplimiento de los requisitos del mismo por parte de ENELAR, respecto a los siguientes aspectos: seguimiento de los reportes de accidentes de origen eléctrico (formato TT5 en el SUI), medidas de mitigación de riesgos de origen eléctrico, información de seguridad a usuarios y campañas realizadas por el operador para la gestión del riesgo eléctrico.

Por consiguiente, es importante recordar que el objeto fundamental del RETIE es:

«(...) establecer las medidas tendientes a garantizar la seguridad de las personas, de la vida tanto animal como vegetal y la preservación del medio ambiente; previniendo, minimizando o eliminando los riesgos de origen eléctrico. Sin perjuicio del cumplimiento de las reglamentaciones civiles, mecánicas y fabricación de equipos.

Adicionalmente, señala las exigencias y especificaciones que garantizan la seguridad de las instalaciones eléctricas con base en su buen funcionamiento; la confiabilidad, calidad



y adecuada utilización de los productos y equipos, es decir, fija los parámetros mínimos de seguridad para las instalaciones eléctricas.»

La norma en comento, estableció una serie de lineamientos de obligatorio cumplimiento para cada uno de los integrantes de la cadena de prestación del servicio, tanto a nivel de los prestadores como de los usuarios, con el fin de salvaguardar la seguridad cada uno de los actores allí mencionados.

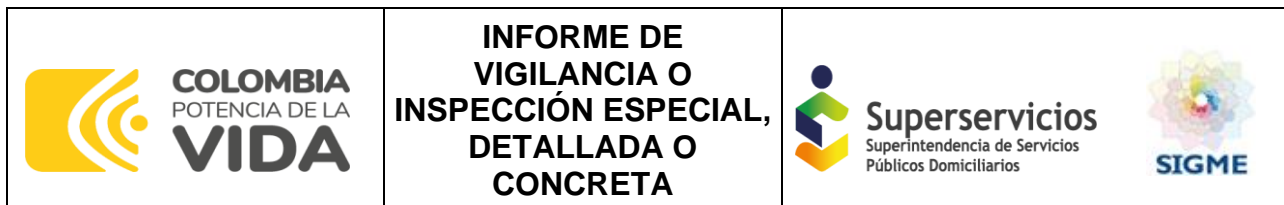
Al respecto, desde el ámbito de las funciones definidas para esta Superintendencia, a continuación, se realiza un análisis del cumplimiento dado por ENELAR ESP a lo definido en el RETIE.

4.4.9.9.1 Seguimiento de accidentes de origen eléctrico

El reporte de accidentes o incidentes de origen eléctrico ocurridos en personal directo o contratistas que ejecutan actividades en las redes eléctricas de ENELAR, se reporta al SUI mediante el formato TT5. La empresa para el año 2022, reportó solamente 1 accidente cuyo afectado fue una persona sin vínculo laboral con la empresa. Razón por la cual, se le recuerda lo establecido en el Artículo 9.5 del RETIE, respecto al deber de reportar cada 3 meses al Sistema Único de Información (SUI), los accidentes de origen eléctrico ocurridos en sus redes y en las instalaciones de sus usuarios, así como el deber de recopilar los accidentes reportados directamente a la empresa y las estadísticas del Instituto de Medicina Legal o la autoridad que haga sus veces.

Finalmente, de acuerdo con lo informado por ENELAR, la principal fuente de información es el reporte de sus contratistas y de terceros, por lo cual se le recomienda realizar la gestión correspondiente ante medicina legal de manera periódica, en cumplimiento a lo establecido en el RETIE mediante el Artículo 9.5. De igual manera, se recomienda a la empresa ampliar la divulgación y socialización de las líneas de atención a los usuarios y demás canales dispuestos para este tipo de reportes, con el fin de obtener información con mayor detalle de los índices de accidentalidad en el Departamento.

4.4.9.9.2 Información de seguridad para el usuario y público en general



En cumplimiento a lo establecido en el RETIE mediante el Artículo 26, se solicitó a ENELAR, remitir evidencia de la difusión realizada de la cartilla de seguridad. En respuesta al requerimiento, la empresa informó que además de tener disponible la cartilla de seguridad de manera virtual en la página web de la empresa, también ha realizado campañas de divulgación de la cartilla de seguridad y riesgos asociados a las redes eléctricas, mediante el programa institucional “Enelar Mas Cerca de la Comunidad”, que se realiza en los diferentes municipios, centros poblados y/o veredas del departamento de Arauca, donde se desplaza toda la oferta institucional de la empresa , realizando visitas, casa a casa a los usuarios y entregando un manual del usuario, con la pertinente explicación respecto a los riesgos eléctricos.

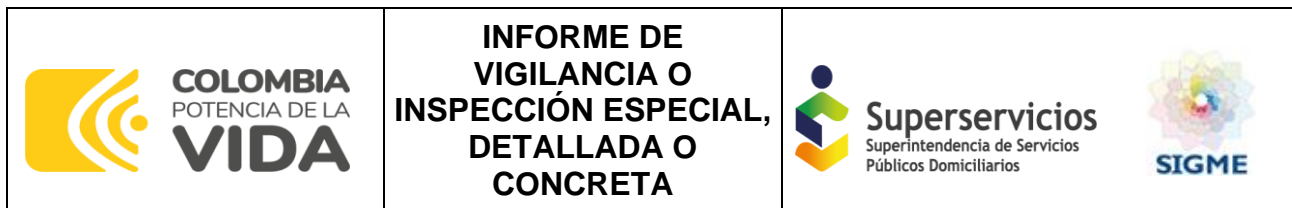
Adicionalmente, la empresa mediante los comunicados de prensa que remite a los medios de comunicación en el departamento de Arauca, respecto a los trabajos a realizar en las redes de distribución para los municipios que requieren desconexiones programadas y/o de emergencia, sensibiliza sobre el riesgo eléctrico por medio del último párrafo de los comunicados, el siempre queda fijo, dichos comunicados se remiten por correo a los medios y se publican las redes sociales y página web de la empresa.

Por otra parte, no se evidenció que la empresa mantenga la cartilla de seguridad de forma física en sus puntos de atención al usuario para su difusión. Por lo que se le recuerda lo establecido en el literal b del Artículo 26.1 del RETIE:

«b. Estar dirigida al usuario final y al potencial, ser entregada el día en que se pone en servicio una instalación eléctrica. Igualmente, debe estar disponible y permitir ser consultada en puntos de atención al público.» (Subrayado fuera de texto)

Adicionalmente, en el numeral 26.2 del RETIE se establece como obligatorio que:

«El Operador de Red o el comercializador, según sea el caso, deben instruir al usuario del servicio de energía, al menos cada seis meses, sobre recomendaciones de seguridad, escritas en letras con un tamaño de fuente mínimo ocho, impresa en la factura o en volantes anexos a esta (...)» (Subrayado fuera de texto)



Al respecto, no se evidenciaron las acciones de la empresa según lo establecido en el numeral 26.2 para la vigencia evaluada, pues no se aportó información respecto a las recomendaciones de seguridad realizadas a los usuarios en los periodos establecidos en el RETIE (al menos cada 6 meses) por parte de ENELAR.

4.4.9.9.3 Identificación de riesgos de origen eléctrico – distancias de seguridad

En cuanto al cumplimiento de los Artículos 9 y 13 del RETIE que abarcan el tema de distancias de seguridad, ENELAR no presentó denuncias ante organismos de control y vigilancia por la identificación de presuntos incumplimientos en los términos y condiciones que aplican de acuerdo con el anexo técnico del RETIE, manifestando que no ha identificado casos de incumplimientos de distancias de seguridad en las redes eléctricas que opera y que tampoco ha realizado traslado de redes eléctricas por disposiciones judiciales durante las vigencias 2021 y 2022.

Razón por la cual, se recomienda a ENELAR, implementar una estrategia orientada a la inspección y verificación a lo largo de su sistema eléctrico, de aquellos incumplimientos de distancias de seguridad en su área de influencia y posteriormente tomar las acciones de control y mitigación de los riesgos de origen eléctrico que identifique, dando cumplimiento a lo establecido en el RETIE.

4.4.9.9.4 Demostración de conformidad RETIE de instalaciones eléctricas

El Artículo 34 del RETIE señala que toda instalación eléctrica construida, ampliada o remodelada con posterioridad al 1º de mayo de 2005, debe contar con el Certificado de Conformidad RETIE. En la información remitida por la empresa, se relacionan los proyectos que se ejecutaron durante el año 2021 y 2022 para la construcción, ampliación o remodelación de redes de distribución, las cuales se relacionan en la Tabla 51. Sin embargo, solo se remitieron las certificaciones de conformidad RETIE de los proyectos: CTO_410 de 2019, CTO_413 de 2019, CTO_167 de 2020 y CTO_404 de 2019, por tal motivo se solicita a la empresa remitir a esta Superintendencia las certificaciones faltantes de los proyectos ejecutados, quedando como compromiso de seguimiento.

Tabla 51. Proyectos ejecutados durante las vigencias 2021-2022

RECURSOS PROPIOS				
Ítem	Objeto	Número de contrato	Fecha de construcción	Fecha de entrada en operación
1	Expansión de las redes de distribución de energía para mejorar la confiabilidad y la estabilidad del servicio en algunos sectores del municipio de Arauca.	CTO 481 de 2023	22/04/2023	31/03/2023
PRONE - FAER				
Ítem	Objeto	Número de contrato MME - ENELAR	Fecha de construcción	Fecha de entrada en operación
2	Construcción de redes de distribución de energía eléctrica en los barrios El Bosque, Las brisas y Los Cristales del municipio de Tame departamento de Arauca.	-PRONE 751 de 2019 -CTO 410 de 2019	11/11/2021	20/12/2021
3	Construcción de redes de distribución de energía eléctrica en el barrio La Esperanza del municipio de Saravena departamento de Arauca.	-PRONE 733 de 2019 -CTO 413 de 2019	11/04/2022	28/02/2022
4	Construcción de redes de distribución de energía eléctrica en los barrios Villa Lucia y Ramírez del municipio de Fortul departamento de Arauca.	-PRONE 735 de 2019 -CTO 167 de 2020	11/11/2021	20/12/2021
5	Ampliación electrificación veredas Agua Santa, Alto Banadias, Alto La Pajuila, Alto Satoca, Bajo Banadia, Bocas Del Banadia, Brisas De Satoca, Campo Oscuro, Caño Boga, Caño Boga II, Caño Negro, Charo Bajo, La Capilla, La Unión, Las Delicias, Monte Adentro en el municipio de Saravena, departamento de Arauca.	-FAER 412 de 2019 -CTO 404 de 2019	26/11/2021	22/02/2022
ACUERDOS Y CONVENIOS (GOBERNACIÓN DE ARAUCA)				
ítem	Objeto	Número Convenio/Res. y Contrato ENELAR	Fecha de construcción	Fecha de entrada en operación
6	Ampliación electrificación de la vereda Jardines municipio de Fortul y resguardo indígena de Cananama en el municipio de Cravo Norte, departamento de Arauca.	Acuerdo 045 de 201 CTO 244 de 2020	24/02/2022	24/02/2022
7	Ampliación de redes de media y baja tensión para el acceso al servicio de energía en el área urbana del municipio de Arauquita departamento de Arauca.	Acuerdo 06 de 2019 CTO 250 de 2020	1/12/2021	1/12/2021
8	Construcción y ampliación de redes eléctricas en las veredas Carretero, Aguachica, Las Bancas, Los Chorros, La Pica, Jardines, centro poblado La Esmeralda, centro poblado San Lorenzo en el municipio de Arauquita departamento de Arauca.	Convenio 630 de 2020 CTO 195 de 2021	13/12/2021	13/12/2021

9	Ampliación y electrificación de redes eléctricas de media y baja tensión en el barrio Los Pinos del centro poblado La Esmeralda en el municipio de Arauquita, departamento de Arauca.	Convenio 633 de 2020 CTO 194 de 2021	22/01/2022	7/12/2021
10	Ampliación de la electrificación en el área rural del departamento de Arauca.	Convenio 655 de 2021 CTO 555 de 2021	9/07/2022	7/07/2022

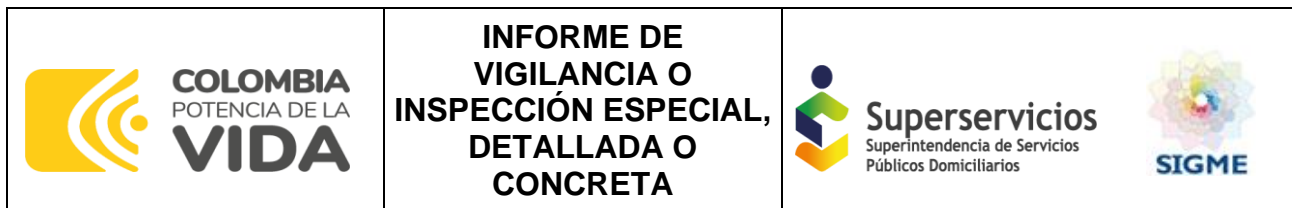
Fuente. ENELAR ESP.

Por otra parte, en el marco de la evaluación integral, se evidenció que la empresa cuenta con el formato “EXCEPCIÓN PARCIAL DEL CUMPLIMIENTO DEL RETIE”, mediante el cual compromete a los usuarios del servicio de energía que no cuentan con la debida certificación RETIE de sus instalaciones, a efectuar las respectivas adecuaciones eléctricas en cumplimiento de lo establecido por el RETIE en el parágrafo del capítulo 1, Artículo 2, numeral 2.4.1, que establece:

*“(...) En un plazo no mayor a cinco años, contados a partir de la vigencia del presente Anexo, se permitirá una excepción parcial del cumplimiento del **RETIE** a aquellas instalaciones domiciliarias que en los programas de legalización de usuarios el Operador de Red, compruebe que tales usuarios no cuenten con las condiciones económicas para asegurar que la instalación legalizada cumpla con todos los requerimientos exigidos por el **RETIE**. Bajo estas condiciones, se podrá legalizar tal instalación, siempre que los requisitos faltantes no pongan en alto riesgo o peligro inminente a los usuarios de dicha instalación o a terceros y se dé cumplimiento a los siguientes requisitos...”*

Teniendo en cuenta lo expuesto, se entiende por parte de esta Superintendencia que, el plazo máximo de 5 años, al cual se refiere el parágrafo anterior que permite como excepción parcial a un suscriptor del servicio de energía, legalizar la instalación domiciliaria, siempre que se cumplan los requisitos allí expuestos y los requisitos faltantes no pongan en alto riesgo o peligro inminente a los usuarios de dicha instalación o a terceros.

Así mismo, en dicho formato se compromete al suscriptor a cumplir con las adecuaciones de las instalaciones eléctricas establecidas en el RETIE y lo responsabiliza por cualquier accidente o daño ocasionado por el estado de las instalaciones.



Lo anteriormente expuesto, en primer lugar, carece de validez jurídica, toda vez que la empresa realiza una interpretación equivocada de la norma, pues se entiende que en el párrafo del capítulo 1, Artículo 2, numeral 2.4.1, se establece un periodo no mayor a 5 años “*contados a partir de la vigencia del presente Anexo*”, es decir, a partir del 30 de agosto de 2013. Razón por la cual, entiende esta Superintendencia que la vigencia a la que se refiere el párrafo en mención culminó el 30 de agosto de 2018.

Cabe resaltar, que la empresa está incumpliendo con lo establecido en el Artículo 34, numeral 34.1 del RETIE en el que establece

“(...) La certificación es un requisito individual para cada instalación, en consecuencia toda cuenta del servicio público de energía en instalaciones de uso final y toda instalación eléctrica que constituya unidades constructivas individuales objeto de reconocimiento en la asignación de tarifas, requerida para la prestación del servicio de energía eléctrica, debe contar con su certificación de conformidad con el presente reglamento...”.

Finalmente, es importante mencionar que el operador de red, no puede desplazar la responsabilidad únicamente al suscriptor por los accidentes o daños ocasionados debido al estado de sus instalaciones, dado que también el operador de red es el responsable de acuerdo con lo establecido en el Artículo 2, numeral 2.1.1 “*Conformidad de la instalación*”, literales b y c:

“(...)

b. *El Operador de Red, el comercializador de energía o quien preste el servicio en la zona, no debe energizar la instalación ni suministrar el servicio de energía, si el propietario o tenedor de la instalación no demuestra la conformidad con el **RETIE**. Igual tratamiento se dará a instalaciones, que aun contando con la certificación en el momento de efectuar la visita técnica para su energización, se evidencien incumplimientos con el presente reglamento que pongan en alto riesgo o peligro inminente la salud o la vida de las personas o la seguridad de la misma instalación y las edificaciones contiguas. Si ocurre alguna eventualidad o accidente después de darle servicio a la instalación eléctrica, se debe investigar*

las causas y las personas responsables de la anomalía encontrada, deben ser sancionadas por los organismos de control y vigilancia competentes.

- c. *En el evento que se energice una instalación que no demuestre su conformidad con el presente reglamento, la empresa que preste el servicio será la responsable por los efectos que se deriven de este hecho. En consecuencia, la SSPD podrá, una vez realizadas las investigaciones del caso, imponer sanciones en concordancia con el artículo 81 de la Ley 142 de 1994. (...)*”

4.4.9.9.5 Mantenimiento de Subestaciones, redes de distribución y líneas de transmisión

ENELAR ESP, desarrolla y programa las actividades a realizar por vigencia considerando aspectos como: oficio de solicitudes, reporte de inspección visual, registros de mantenimiento de subestaciones, necesidades generadas por la empresa y análisis de Indicadores de calidad de servicio. En el cumplimiento del objeto y los artículos 15, 22 y 24 del RETIE, el prestador del servicio contempló realizar mantenimientos preventivos a la infraestructura que opera. Dentro de las reuniones adelantadas y la información remitida, se presentó la evidencia de las actividades de los planes de mantenimientos realizados por ENELAR, durante las vigencias 2021 y 2022.

En este aspecto, ENELAR clasifica los mantenimientos por cada una de las zonas y en las siguientes categorías: subestaciones, líneas de subtransmisión, redes de distribución, transformadores y portería. Estos mantenimientos son programados anualmente y ejecutados mediante ordenes de trabajo mensuales, ponderando tanto en cada zona, como en cada una de las categorías, tal como se muestra en las Tabla 52 y Tabla 53.

Tabla 52. *Ponderación por cada zona de trabajo*

Ítem	Descripción	Peso Ponderado (%)
1	ZONA CENTRO	49,6%
2	ZONA NORTE	34,2%
3	ZONA SUR	16,3%
	TOTAL	100%

Fuente. ENELAR ESP.

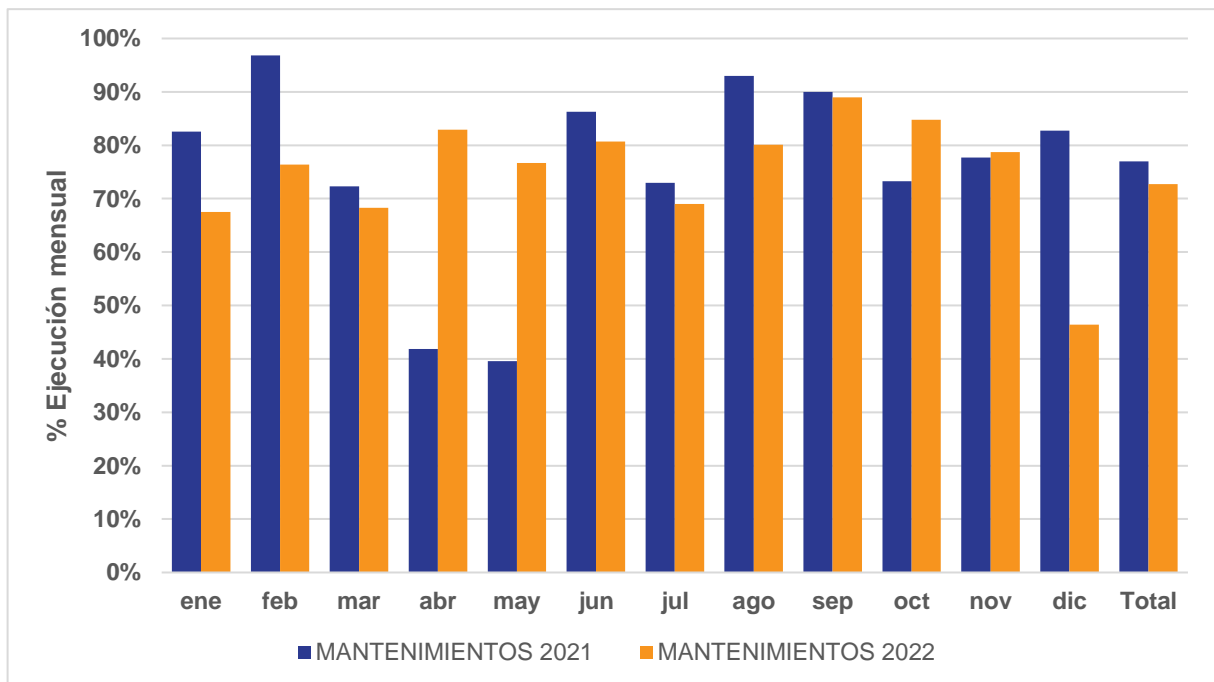
Tabla 53. Ponderación de las categorías de mantenimientos

Ítem	Descripción	Peso Ponderado (%)
1	Mantenimiento de Subestaciones	30%
2	Mantenimiento Líneas de Subtransmisión	40%
3	Mantenimiento Redes de Distribución	20%
4	Mantenimiento de Transformadores	5%
5	Mantenimiento de Postería	5%
TOTAL		100%

Fuente. ENELAR ESP.

Dentro de la información remitida por la empresa, se puede evidenciar que la meta obtenida según la ejecución de los mantenimientos programados durante el año 2022, disminuyó respecto a la ejecución del año 2021 en un 5,6%, tal como se observa en la Figura 41.

Figura 41. Mantenimientos programados y ejecutados 2021 vs 2022



Fuente. Elaboración SSPD a partir de información de ENELAR ESP

4.4.9.9.6 Sistemas de puesta a tierra

ENELAR, remitió la relación de las mediciones y mantenimientos realizados en los sistemas de puesta a tierra en 176 transformadores de distribución, pertenecientes a 3 de los circuitos de su sistema eléctrico, para algunos de ellos se realizó el mantenimiento y la medición conjunta de

los sistemas de puesta a tierra; sin embargo, para una cierta cantidad de transformadores, solo se realizó el mantenimiento. Lo anterior se muestra en la Tabla 54.

Tabla 54. Mediciones y mantenimientos de SPT en Transformadores de distribución 2022

Circuito	# trafos. con medición y mto. SPT	# trafos. con mto. SPT	Total
SA0102	46	14	60
SA0101	42	18	60
FO0101	27	29	56
Total			176

Fuente. ENELAR ESP

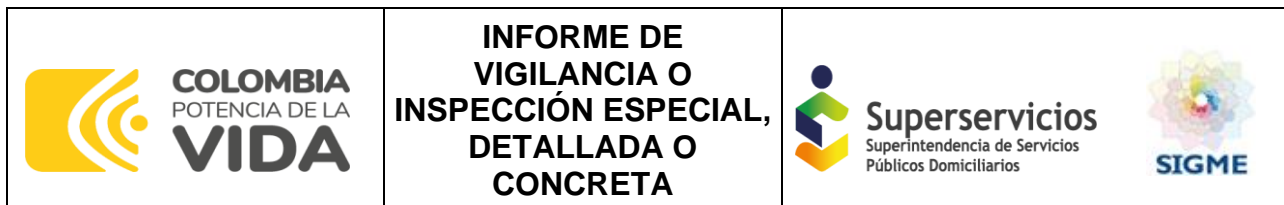
De igual manera, la empresa remitió información respecto a las mediciones de los sistemas de puesta a tierra en 19 subestaciones de su sistema eléctrico, entre las que se destacan las subestaciones de Arauquita y Playitas, así como en las líneas Banadia-Saravena, Arauquita-La Esmeralda, Arauquita-Caño Limón y Caño Limón-Panamá de Arauca, las cuales cumplen con los valores de resistencia establecidos en la Tabla 15.4 del RETIE, tal como se observa en la Figura 42.

Cabe resaltar que, la empresa no remitió los soportes de las mediciones de SPT en transformadores de distribución, por lo cual, se solicita a la empresa remitir los soportes que evidencien las mediciones de los sistemas de puesta a tierra en transformadores.

Figura 42. Mediciones SPT en subestaciones y líneas

Año	S/E-Línea	Medición				Inspección		
		Punto de medición	Resistencia máxima referencia Tabla 15.4 RETIE	Valor de resistencia [Ω]	Cumplimiento	Condición Conductor	Nivel de Corrosión	Estado de Uniones
2022	Línea Banadia-Saravena	Estructura 039	20	19.85	Cumple	Bueno	Medio	Bueno
2022	S/E Arauquita	Pórtico 34.5 kV	10	5.25	Cumple	Bueno	Bajo	Bueno
2022		TRF 5 MVA	10	4.59	Cumple	Bueno	Bajo	Bueno
2022		Pórtico 13.2 kV	10	3.81	Cumple	Bueno	Bajo	Bueno
2022		Malla Cerramiento	10	4.78	Cumple	Bueno	Bajo	Bueno
2022	Línea Arauquita-La Esmeralda	Estructura 017	20	9.26	Cumple	Bueno	Bajo	Bueno
2022	Línea Arauquita-Caño Limón	Estructura 211	20	14.79	Cumple	Bueno	Medio	Bueno
2022	Línea Caño Limón-Panamá de Arauca	Arranque Panamá de Arauca	20	18.22	Cumple	Bueno	Medio	Bueno
2022	S/E Playitas	Bajante a tierra física	10	6.87	Cumple	Bueno	Medio	Bueno
2022		Carcasa TRF 12.5 MVA	10	8.22	Cumple	Bueno	Medio	Bueno
2022		Pórticos (Soporte cable XLPE)	10	7.36	Cumple	Bueno	Medio	Bueno

Fuente. ENELAR ESP



En cuanto a las mediciones de tensiones de paso y de contacto, ENELAR informó que para las vigencias 2021 y 2022, no puso en servicio subestaciones de alta y extra alta tensión, ni líneas de transmisión de tensiones mayores o iguales a 110 kV, por lo cual, no remitió información al respecto. Sin embargo, se debe tener en cuenta que, de acuerdo con lo establecido en el RETIE, en su Artículo 15, numeral 15.5.3 *“Medición de tensiones de paso y contacto”*, en su párrafo el cual establece que *“En subestaciones de media tensión se deben medir las tensiones de paso y contacto al borde de la malla de cerramiento, si las corrientes de falla son superiores a 10 kA o si la medida de resistencia de puesta a tierra resulta dos o más veces el valor considerado en el diseño. En caso de que se superen los valores establecidos en la Tabla 15.1 del Anexo General se deberán tomar las medidas pertinentes de conformidad con este Reglamento⁹”*

Por lo expuesto, se recomienda a ENELAR, realizar las correspondientes mediciones de las tensiones de paso y de contacto, para analizar si existen o no situaciones de riesgo en las subestaciones de media tensión y posteriormente tomar las acciones correspondientes para la mitigación y eliminación del riesgo que representan las tensiones en caso de ser mayores a las máximas permitidas, quedando como recomendación realizar las mediciones correspondientes, para lo cual la empresa remitió un plan de trabajo orientado a la medición de tensiones de paso y de, que ejecutará en los meses de noviembre y diciembre de 2023.

4.4.9.9.7 Instalaciones provisionales

Respecto a las instalaciones provisionales de obra, se solicitó información a ENELAR sobre el seguimiento aplicado y la gestión realizada una vez culminado el periodo otorgado para estas instalaciones transitorias, ante lo cual, la empresa presentó el procedimiento aplicado, por medio del cual se le da seguimiento a las actividades que son reportadas y consolidadas en una base de datos, en la Tabla 55 se presentan las 143 instalaciones provisionales que han sobrepasado los 6 meses de provisionalidad otorgada por ENELAR y que en la vigencia 2022, aún continúan en el mismo estado.

⁹ Párrafo incluido con la Resolución 40492 del 24 de abril de 2015

Cabe resaltar que, la empresa no allegó todos los soportes de las solicitudes de prórroga de las instalaciones que a la fecha se encuentran en estado de provisionalidad y que superan el periodo de 6 meses establecido en el Artículo 28, numeral 28.2, quedando como compromiso la entrega de las solicitudes de prórroga por parte de los usuarios para las 59 instalaciones provisionales que superan los 6 meses, así como la aprobación de dicha solicitud por parte de la empresa.

Este seguimiento se considera de suma importancia, siendo que en las instalaciones provisionales que presenten alto riesgo, pongan en peligro la salud, la vida de las personas, el medio ambiente o bienes físicos, deberán ser suspendidas y al realizar seguimiento particular a cada una de ellas se posibilita la identificación de estos peligros y su mitigación.

Tabla 55. Instalaciones provisionales 2022 mayores a 6 meses

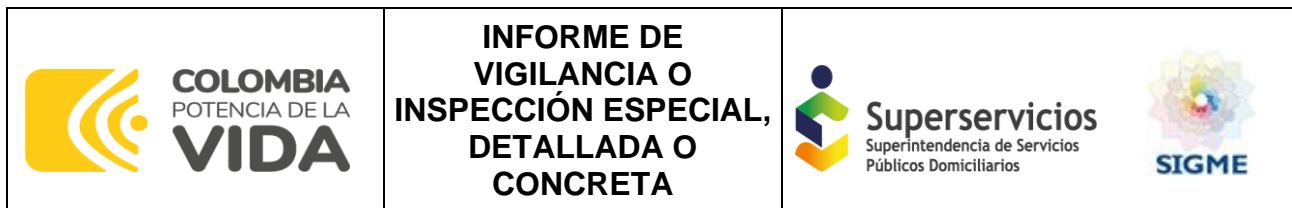
Ítem	Zona	Código	Fecha Inicio	Fecha Final	Días	Ítem	Zona	Código	Fecha Inicio	Fecha Final	Días
1	TA	143634	10/02/2021	8/02/2022	363	73	SA	144851	7/10/2021	24/04/2022	199
2	TA	147562	10/02/2021	9/09/2022	576	74	TA	148037	7/10/2021	19/05/2022	224
3	TA	147584	23/03/2021	1/11/2022	588	75	TA	147563	7/10/2021	19/05/2022	224
4	TA	144154	24/03/2021	8/02/2022	321	76	TA	147674	7/10/2021	19/05/2022	224
5	TA	149567	24/03/2021	9/02/2022	322	77	TA	149712	7/10/2021	13/07/2022	279
6	TA	147023	24/03/2021	9/09/2022	534	78	TA	145879	13/10/2021	19/05/2022	218
7	TA	146699	24/03/2021	29/08/2022	523	79	SA	145309	14/10/2021	2/05/2022	200
8	TA	144262	25/03/2021	1/03/2022	341	80	SA	145034	30/10/2021	18/05/2022	200
9	TA	143862	25/03/2021	9/02/2022	321	81	SA	145369	12/11/2021	31/05/2022	200
10	TA	143666	25/03/2021	9/02/2022	321	82	SA	145499	18/11/2021	6/06/2022	200
11	TA	143858	25/03/2021	9/02/2022	321	83	SA	145530	20/11/2021	8/06/2022	200
12	TA	144263	26/04/2021	8/02/2022	288	84	TA	146971	30/11/2021	9/09/2022	283
13	TA	143925	26/04/2021	8/02/2022	288	85	TA	147373	30/11/2021	7/09/2022	281
14	TA	149693	26/04/2021	13/07/2022	443	86	TA	150340	30/11/2021	13/07/2022	225
15	TA	144225	26/04/2021	8/02/2022	288	87	TA	148831	30/11/2021	23/12/2022	388
16	TA	147625	27/04/2021	8/02/2022	287	88	TA	147172	30/11/2021	7/09/2022	281
17	TA	147721	27/04/2021	8/02/2022	287	89	TA	147170	30/11/2021	9/09/2022	283
18	TA	147597	27/04/2021	31/03/2022	338	90	TA	141195	1/12/2021	19/07/2022	230
19	TA	147624	27/04/2021	31/03/2022	338	91	TA	144184	1/12/2021	30/11/2022	364
20	TA	150116	27/04/2021	3/11/2022	555	92	SA	145778	7/12/2021	25/06/2022	200
21	TA	144544	27/04/2021	10/01/2022	258	93	TA	147564	21/12/2021	4/07/2022	195
22	TA	144190	30/04/2021	9/02/2022	285	94	TA	146965	21/12/2021	8/09/2022	261
23	TA	145040	30/04/2021	31/03/2022	335	95	TA	146937	21/12/2021	8/09/2022	261
24	TA	143713	30/04/2021	10/02/2022	286	96	TA	147470	21/12/2021	31/10/2022	314
25	TA	143710	30/04/2021	9/02/2022	285	97	TA	147578	22/12/2021	13/07/2022	203
26	TA	144352	13/05/2021	10/02/2022	273	98	TA	150188	26/12/2021	25/11/2022	334
27	TA	149991	26/06/2021	11/03/2022	258	99	TA	144498	28/12/2021	26/08/2022	241
28	TA	144618	14/07/2021	30/03/2022	259	100	TA	141393	28/12/2021	30/08/2022	245
29	TA	147595	15/07/2021	31/03/2022	259	101	TA	146620	28/12/2021	14/07/2022	198
30	TA	143926	16/07/2021	10/02/2022	209	102	TA	144377	28/12/2021	14/08/2022	229
31	TA	144347	19/07/2021	8/02/2022	204	103	SA	149332	17/01/2022	5/08/2022	200

Ítem	Zona	Código	Fecha Inicio	Fecha Final	Días	Ítem	Zona	Código	Fecha Inicio	Fecha Final	Días
32	TA	143924	19/07/2021	8/02/2022	204	104	TA	143438	31/01/2022	31/07/2022	181
33	TA	147638	19/07/2021	8/02/2022	204	105	TA	146842	8/02/2022	7/09/2022	211
34	TA	148197	19/07/2021	13/07/2022	359	106	TA	149783	8/02/2022	7/09/2022	211
35	TA	149966	19/07/2021	9/09/2022	417	107	TA	147415	8/02/2022	8/09/2022	212
36	TA	145490	19/07/2021	8/02/2022	204	108	TA	150413	8/02/2022	8/09/2022	212
37	TA	144046	22/07/2021	9/02/2022	202	109	TA	149713	8/02/2022	9/09/2022	213
38	TA	143663	22/07/2021	9/02/2022	202	110	TA	146978	8/02/2022	12/08/2022	185
39	TA	144053	23/07/2021	10/02/2022	202	111	TA	147649	8/02/2022	31/10/2022	265
40	TA	144656	23/07/2021	1/04/2022	252	112	TA	147777	8/02/2022	1/11/2022	266
41	TA	144049	23/07/2021	10/02/2022	202	113	TA	150428	8/02/2022	9/09/2022	213
42	SA	143518	31/07/2021	15/02/2022	199	114	TA	147361	8/02/2022	7/09/2022	211
43	SA	143763	13/08/2021	28/02/2022	199	115	TA	147548	8/02/2022	7/09/2022	211
44	SA	143855	15/08/2021	2/03/2022	199	116	TA	147602	9/02/2022	8/09/2022	211
45	TA	144150	23/08/2021	15/03/2022	204	117	TA	147020	9/02/2022	14/09/2022	217
46	TA	147359	26/08/2021	30/03/2022	216	118	TA	147599	9/02/2022	1/11/2022	265
47	TA	148764	26/08/2021	21/12/2022	482	119	TA	147611	9/02/2022	1/11/2022	265
48	TA	149751	26/08/2021	30/03/2022	216	120	TA	147693	10/02/2022	4/11/2022	267
49	TA	147733	26/08/2021	17/05/2022	264	121	TA	147754	10/02/2022	14/09/2022	216
50	TA	147788	26/08/2021	30/03/2022	216	122	TA	148051	10/02/2022	11/12/2022	304
51	TA	146896	30/08/2021	31/03/2022	213	123	TA	147643	30/03/2022	1/11/2022	216
52	TA	147062	30/08/2021	31/03/2022	213	124	TA	147725	30/03/2022	31/10/2022	215
53	TA	144383	30/08/2021	31/03/2022	213	125	TA	147572	30/03/2022	1/11/2022	216
54	TA	145618	30/08/2021	31/03/2022	213	126	TA	148405	30/03/2022	22/12/2022	267
55	TA	147723	30/08/2021	11/04/2022	224	127	TA	150490	30/03/2022	31/10/2022	215
56	TA	146459	31/08/2021	13/07/2022	316	128	TA	148318	31/03/2022	3/11/2022	217
57	TA	148178	31/08/2021	19/05/2022	261	129	TA	149754	31/03/2022	23/12/2022	267
58	TA	149859	1/09/2021	19/05/2022	260	130	TA	150458	31/03/2022	23/12/2022	267
59	TA	146807	3/09/2021	1/04/2022	210	131	TA	149868	31/03/2022	3/11/2022	217
60	TA	145047	3/09/2021	1/04/2022	210	132	TA	147987	31/03/2022	3/11/2022	217
61	SA	144112	7/09/2021	16/03/2022	190	133	TA	149957	1/04/2022	4/11/2022	217
62	SA	149182	8/09/2021	27/03/2022	200	134	SA	147185	6/04/2022	23/10/2022	200
63	TA	144348	18/09/2021	10/04/2022	204	135	SA	147746	6/05/2022	22/11/2022	200
64	SA	138724	20/09/2021	8/04/2022	200	136	SA	147955	8/05/2022	24/11/2022	200
65	TA	146556	23/09/2021	23/09/2022	365	137	TA	150653	17/05/2022	22/12/2022	219
66	TA	149962	26/09/2021	31/03/2022	186	138	TA	148097	17/05/2022	22/12/2022	219
67	SA	139004	3/10/2021	20/04/2022	199	139	TA	149717	17/05/2022	22/12/2022	219
68	TA	147048	5/10/2021	8/09/2022	338	140	TA	148109	17/05/2022	22/12/2022	219
69	TA	146975	5/10/2021	17/05/2022	224	141	TA	148394	19/05/2022	21/12/2022	216
70	TA	147697	5/10/2021	17/05/2022	224	142	SA	147419	1/06/2022	30/11/2022	182
71	TA	147289	5/10/2021	8/09/2022	338	143	SA	147982	1/07/2022	31/12/2022	183
72	SA	144657	6/10/2021	24/04/2022	200						

Fuente: Elaboración SSPD a partir de información de ENELAR ESP

4.4.9.10 Acceso a redes

En cumplimiento a la resolución 20212200012515 de la SSPD, se verificó el cargue al formato TT8 por parte de la empresa, que cumple con lo presentado durante la evaluación integral. Debido que la empresa se dedica al negocio de distribución, debe disponer en su página web, del sistema de información al que se refiere la resolución CREG 174 de 2021, la cual



reglamento el proceso de conexión de proyectos de autogeneración a pequeña escala y generadores distribuidos.

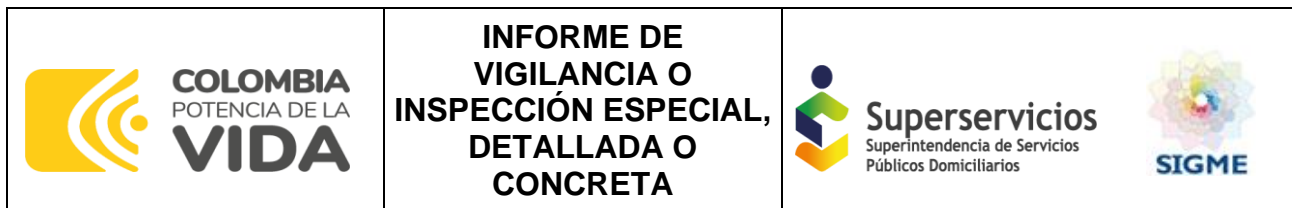
De acuerdo con lo anterior, se corroboró el cumplimiento a este requerimiento, no obstante, al verificar la conexión de un proyecto a la red, se notó que las características del transformador al cual se había conectado no cambiaron en el semáforo de color ni en la información que presenta el sistema georreferenciado.

Ahora bien, tanto la información de conexión de estos proyectos como los que conciernen a la resolución CREG 075 de 2021, se encuentran detallados y no superan en total las 10 solicitudes durante el año 2022 y lo corrido del 2023. De estos la mitad se encuentran conectados y generando y los demás se encuentran el proceso de elaboración de estudio de conexión o proceso de visita.

Ante estos casos durante el 2023, la Superservicios recibió un reclamo por parte de un usuario por extralimitación de tiempos a la hora de contestar la solicitud de conexión, según informa la empresa, se presentaron inconvenientes internos que más adelante fueron solucionados.

4.4.9.10.1 Metodología de cálculo de las horas de mínima demanda anuales descrito por la empresa:

De acuerdo con la distribución del sistema y con los requerimientos regulatorios de la Resolución CREG 174 de 2021, por la dificultad de la obtención de los flujos de energía desde cada uno de los transformadores de distribución, anualmente se toman los datos desde las cabeceras de los circuitos en datos de lecturas de cada 15 minutos, por todos los días del año. Ante esto, se organiza la información de tal forma que, se dejan las lecturas que en las horas en las que no hubo afectación del servicio ni presentación de anomalías ocasionadas por la operación.



Luego de contar con la información filtrada, se procede a realizar una nueva tabla con los datos anuales hora a hora de cada uno de los circuitos de la empresa, esto para poder obtener el promedio mínimo de demanda anual.

Con la información organizada, se realiza un promedio anual hora a hora durante todos los días del año y por cada circuito se obtiene el promedio mínimo de cada uno de los alimentadores de la empresa.

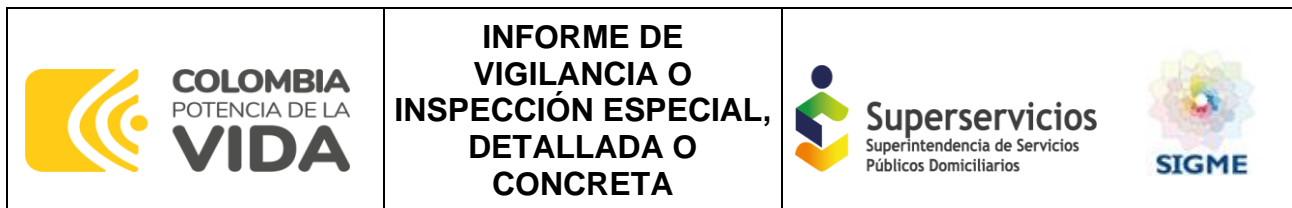
Luego, con la curva de demanda determinada, por medio de la base de datos del aplicativo GD CONNECT, se procede a aplicar la curva a los transformadores de distribución que se encuentren conectados al mismo alimentador. Contemplando la capacidad de cada uno y la cargabilidad de los mismo, para así, derrapar la curva determinada y asignar los valores a cada uno de los transformadores.

4.4.10 Plan de Gestión del Riesgo de desastres

La Ley 1523 de 2012, por la cual se adopta la política Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres a nivel nacional, dispuso que la gestión del riesgo de desastres compete a todos los ciudadanos, como a las empresas de servicios públicos. Por tal motivo, se reglamentó en artículo 42 mediante el decreto 2157 de 2017, los principales procesos para la gestión del riesgo y los contenidos mínimos que deben tener las empresas dentro de sus planes organizacionales.

En vista de lo anterior, la Superservicios se encarga de la verificación e implementación del plan de gestión del riesgo de desastre en función de estas normas, así como del cumplimiento a la resolución CREG 080 de 2019, que dicta las normas de comportamiento y en sus artículos 22 y 24, que indican que las empresas de energía eléctrica y gas combustible deben gestionar los riesgos dentro de sí misma.

En esta medida, también se verificó el cargue de información al formato TT10-PGRD, como requisito obligatorio para cumplir con la resolución 20212200012515 de la SSPD, en la cual se reglamentó, el reporte del nivel de riesgo analizado para la infraestructura de la empresa, a lo



cual ENELAR cumplió parcialmente, debido a que cargó la información fuera de la fecha obligatoria establecida anualmente.

ENELAR es una Empresa Industrial y Comercial del Estado, de Orden Departamental, a la cual, le son aplicables las normas que regulen a las empresas industriales y comerciales del estado del orden departamental, las leyes 142 y 143 de 1994 y las normas que la reglamenten, adicionen, modifiquen o sustituyan y las contenidas en los presentes estatutos. Dentro de su plan organizacional, tiene como objetivo implementar el plan de gestión del riesgo de desastres que cumpla con las disposiciones del decreto 2157 de 2017.

4.4.10.1 Conocimiento Del Riesgo

➤ Contexto Interno

La organización interna de la empresa está compuesta por la gerencia, la Dirección Técnica operativa y las direcciones de zonas centro, sur y norte, además cuenta con las subdirecciones de proyectos y la de medio ambiente que periódicamente se reúnen para evaluar los planes de operación técnica y se plantean actividades para su próxima ejecución.

La alta dirección de la empresa se ha comprometido a mantener, implementar y asegurar el sistema de gestión de calidad ISO 9001:2015, garantizando los recursos necesarios y el personal para que se pueda cumplir con este propósito.

ENELAR, mediante la prestación de servicio público de energía eléctrica en el departamento de Arauca, reconoce ante sus partes interesadas que, bajo la aplicación de actividades existen riesgos significativos que pueden afectar tanto el medio ambiente, como la comunidad en general.

Es así como dividió a sus partes interesadas en los siguientes actores:

- Junta directiva
- Empleados
- Proveedores
- Usuarios
- Autoridades
- Acreedores
- Entidades de apoyo financiero
- Agremiaciones

➤ **Contexto Externo**

La infraestructura de operación para la distribución de energía se compone de 19 subestaciones de energía, de las cuales 8 están localizadas en los cascos urbanos y las demás se encuentran en la zona rural y centros poblados. Cada una de las subestaciones, cuentan con sistemas de comunicaciones que permiten conocer los parámetros eléctricos que se recopilan en tiempo real en el centro de control que se encuentra en la capital.

Dentro del análisis de vulnerabilidad el departamento de Arauca se tiene que, es un departamento el cual conlleva un alto índice de afectación en los factores de riesgos de amenazas de origen antrópica y naturales de la siguiente forma:

- Antrópicas: Entorno socioeconómico; Conflictos sociales, guerras guerrillas, bandas criminales
- Naturales: Origen Hidrológico tales como crecidas y/o niveles máximos de riesgos o lagos, caudales y/o niveles de estiaje, mareas.
- Origen Vegetal: tipo de formación vegetal (pastos, bosque, rastrojos, cultivos) régimen de lluvias, número de días seguido sin lluvias, temperaturas máximas.

Para ENELAR, la prevención de la materialización de los riesgos es una prioridad, por ende, hace parte del comité de riesgos y desastre a nivel departamental, como una entidad de apoyo el cual, bajo implementación de los recursos técnicos, tecnológicos y talento humano, se ha venido coadyuvando en la atención de emergencias que se requiera del servicio de apoyo.

➤ **Metodología**

La metodología que implementa la empresa en los planes y programas para la valoración del riesgo en la empresa de energía de Arauca está basada en la continuación de aplicación que se realiza al sistema de gestión de la seguridad y salud en el trabajo, donde existen dos mecanismos de valoración (Análisis de Escenarios y (GTC) guía técnica colombiana para la identificación de los peligros y la valoración de los riesgos en seguridad y salud en el trabajo). Para el establecimiento de criterios, ENELAR primero identifico las amenazas, estableció los marcos temporales de probabilidad de ocurrencias de estas y de las consecuencias mediante un factor de gravedad, para que al final pudiera obtener un valor de riesgo.

No obstante, se evidenció que dentro del documento PGRD, se detallan esos criterios que más adelante no concuerdan con el nivel de riesgo que se interpreta en la matriz de valoración de

riesgos. Desde la Superservicios, se nota falta de claridad en la diferencia que hay para determinar los aspectos de la gestión del riesgo de desastres con la valoración de riesgo que se adelanta para la SG-SST.

➤ **Reducción Del Riesgo**

Dentro del tratamiento que implementa ENELAR para la reducción del riesgo se encuentran las siguientes actividades:

- Seguimiento y control a la adecuación de las de redes eléctricas posiblemente afectadas por inundaciones.
- Seguimiento y control de estudios técnicos de afectación del sistema eléctrico.
- Revisión y control de rediseños del sistema de distribución.
- Evaluación de las capacitaciones.
- Control y seguimiento a la implementación de los planes de emergencia.
- Control y seguimiento a los simulacros.
- Control y seguimiento a las podas en las servidumbres de las redes eléctricas.
- Seguimiento y control de las campañas de concientización.
- Medición, mantenimiento y reposición del sistema de protección contra rayos (SIPRA).
- Seguimiento y control de los planes de acción ante tormentas eléctricas.

Cabe resaltar que dentro del plan no se realizó la valoración de la eficacia del tratamiento implementado para cada una de las amenazas identificadas y aunque la fecha de ejecución de los tratamientos indica que se realiza de forma anual, no reporta las fechas exactas, ni el responsable de los mismos.

La empresa cuenta con el software SPARD que permite conocer en tiempo real la operatividad en cada una de las subestaciones y envía señal de cuando algo está fallando en cualquiera de estas; sin embargo, fue posible evidenciar, que en el territorio donde se encuentra la empresa existen continuas fallas en los sistemas de comunicaciones, por lo que el sistema sufre los efectos de esto.

➤ **Respuesta y Atención A La Emergencia**

La Empresa de Energía de Arauca cuenta con cobertura de infraestructura “oficinas, subestaciones” en todos los municipios principales del departamento de Arauca. Y como medida principal de prevención para los incendios, cuenta con equipos como: extintores multipropósitos de 10, 20 y 30 lb entre otros. También cuenta con suministros de equipos de primeros auxilios en las sedes principales, además de la cuadrilla operativa para la atención de primeros auxilios con sus respectivos botiquines.

En el marco de la puesta en marcha de plan de contingencia y plan de emergencia que van engranado con la implementación del plan de gestión, se determinan funciones junto con el nivel jerárquico de la organización frente a las respuestas oportunas e inmediatas.

El Comité Operativo de Emergencia debe estar conformado por personal desde la alta dirección. En este caso es requerida y obligatoria, la participación de los Gerente, Directores, coordinadores, jefe inmediato, y/o entidades capacitadas en el área de repuesta a emergencias, debido que el representante legal de la empresa será siempre el responsable de todos los procesos de la gestión del riesgo de desastres.

En consecuencia, la empresa estableció un nivel jerárquico de respuesta a emergencias que está liderado por el jefe de emergencia, la brigada de emergencia, coordinadores de evacuación y coordinadores de primeros auxilios; para todos ellos se establecieron sus respectivas funciones y procedimientos a la hora de actuar.

La empresa expuso los procedimientos operativos normalizados que se deben desarrollar ante las diferentes amenazas ya identificadas y estableció el plan de evacuación.

El sistema de alarma está bajo la responsabilidad del jefe y/o coordinador de emergencias o a su vez, por el comité operativo de emergencia y contara con el apoyo del coordinador de evacuación. El instrumento para utilizar como alarma en la Empresa el siguiente: la empresa tiene un sistema de comunicación “parlantes” (baffles pequeños) en cada área (oficina), también se dispondrá de una alarma (sirena) y unos silbatos ubicados estratégicamente en cada dependencia.

La Empresa tiene implementado un Plan de Contingencia, ante la eventualidad de fallas en el fluido eléctrico en el departamento de Arauca. Este contempla las posibles causas de interrupciones en cada uno de los municipios del departamento, y las posibles suplencias para

atender la demanda desde otros puntos del sistema eléctrico operado por ENELAR, utilizando al máximo los recursos disponibles para tal fin.

Cuando se refiere a la utilización de plantas de emergencia locales se entiende que éstas deben ser gestionadas o suministradas por el interesado, debido a que la empresa, no cuenta con disponibilidad de estos equipos para lugares diferentes a sus propias instalaciones.

4.4.11 Inscripción y actualización RUPS

ENELAR realizó actualización en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS, bajo imprimible No. 20233599419900 del 09 de marzo del 2023, mediante el cual se realizó el registro de los siguientes datos:

- Fecha de constitución: 13 de diciembre de 1985.
- Fecha de inicio de operaciones: 13 de diciembre de 1985.
- NIT: 892099499 - 3
- Servicios Registrados: Energía Eléctrica
- Actividades Desarrolladas:

Tabla 56. Registro actividades RUPS.

Servicio	Actividad	Fecha de Inicio	Fecha Final
Energía	Comercialización	13/12/1985	-
Energía	Distribución	13/12/1985	-

Fuente: Registro Único de Prestadores (RUPS)

Conforme a lo establecido en la Resolución SSPD No. 20181000120515 del 25 de septiembre de 2018, el prestador ha venido certificando año a año las correspondientes actualizaciones del Registro Único de Prestadores (RUPS).

Cargue y Calidad de Información

Según la revisión realizada en el Sistema Único de Información – SUI, se evidenció que el prestador a la fecha presenta 23 reportes en estado pendiente para el servicio de energía eléctrica. El porcentaje de cargue del prestador se evidencia en la Tabla 57.

Tabla 57. Porcentaje de cargue.

ID Empresa	Empresa	Año	Certificado	Certificado No Aplica	Pendiente	Porcentaje Cargue
1032	ENELAR	2022	330	81	23	91%

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 20/11/2023.

Tomando como base, el porcentaje de cargue de la Tabla 57, el prestador para la vigencia 2022, tiene 23 formatos pendientes, los cuales corresponden a Formatos Técnicos (PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas) y Formatos Comercial y de Gestión (S4. Inventario Áreas Especiales FOES (AE_FOES), TC6. Detalle Facturación AP, FC1. Información Facturación y Recaudo, S8. Operación Macromedidores FOES, FC3. Concurso Económico y T14. Servicios Adicionales). Cabe destacar que, para las vigencias anteriores al 2022, el prestador cuenta con 163 formatos pendientes, los cuales, durante el transcurso de esta integral, fueron revisados en compañía del prestador.

Por otro lado, verificando la oportunidad de cargue de información de los formatos pendientes por parte del prestador, se evidenciaron ciertas inconsistencias en el reporte el formato **PI1. Inventario Planes** para el periodo 2020, debido a que al ser este formato de único cargue a menos que se presentes modificaciones en los planes aprobados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), el prestador ya reportó la información de este formato. Ante esto, se solicitó al prestador en su momento la reversión de este formato. Dicha acción fue realizada el día 27 de octubre del presente año.

Respecto a la información comercial proporcionada por la empresa, se identifica ciertas inconsistencias en el reporte de los usuarios de alumbrado público por parte de la empresa. Se evidencia que el prestador a la hora de reportar estos usuarios no tuvo en cuenta lo definido en el **Artículo 5.2.7. Alumbrado público** de la **Resolución CREG 015 del 2018**, ya que no realizó la respectiva identificación de los usuarios CALP (Consumidores de Alumbrado Público), información reportada en el formato **TC1. Inventario de Usuarios**.

Con base en lo anterior, es necesario que el prestador identifique y analice la cantidad de usuarios CALP que no fueron considerados en el reporte inicial de información. Una vez que estos usuarios hayan sido debidamente identificados, se requiere que el prestador realice una solicitud de reversión de los formatos **TC1. Inventario de Usuarios, T15. Costo Prestación Servicio Usuarios No Regulados y Alumbrado Público y TC6. Detalle Facturación AP,**

desde la aprobación de la resolución particular por parte de la CREG (noviembre del 2020) a la fecha.

Por otro lado, analizando la información sobre contribuciones, subsidios y facturación reportada por el prestador en el formato **TC2. Facturación de Usuarios** para las vigencias 2022 y 2023, se identifica que el prestador en ciertos periodos de las vigencias antes mencionadas, reporta valores iguales a cero. Esto ha generado un error e inconsistencia en el análisis de facturación y tarifas llevado a cabo por la Superservicios.

El prestador informó que ha identificado errores en la información proporcionada en el formato TC2, atribuyendo estos errores a campos con valores iguales a cero al cargar la información. Por lo tanto, el prestador considera necesario realizar una revisión de la información reportada en el formato TC2, abarcando desde enero de 2022 hasta la fecha actual.

Evaluando la oportunidad de cargue de la información al Sistema Único de Información SUI, del año 2022. se pudo constatar que ENELAR, presentó el 46.08% de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes (Tabla 58).

Tabla 58. *Oportunidad en el cargue – Vigencia 2022.*

Variable	Fuera de Término	Con Oportunidad
Cantidad N°	234	200
Porcentaje %	53.92 %	46.08 %

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 20/11/2023.

Cabe destacar que, para determinar el porcentaje de oportunidad de cargue, se tuvieron en cuenta las distintas mesas de ayuda solicitadas por el prestador **días anteriores a la fecha límite de cargue** de la información y las reversiones solicitadas por este último para 2022. Ahora bien, en cuanto a reversiones, durante 2022 la empresa ENELAR solicitó las relacionadas en la Tabla 59.

Tabla 59. *Formatos Reversados.*

Año de la Solicitud de Reversión	Nombre Formato o formulario Reversado	Año	Periodo	Fecha de Ejecución
2022	S4. Inventario Áreas Especiales FOES	2022	Marzo	31/05/22
2022	S4. Inventario Áreas Especiales FOES	2022	Julio	13/10/22

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 20/11/2022.

Cabe destacar, que verificando la oportunidad de cargue del prestador y teniendo en cuenta lo dispuesto en el artículo 15 de la Ley 1955 de 2019, que establece:

«(...)

Artículo 15. Funciones de la Superintendencia. Modifíquese el numeral 8 y adiciónense los numerales 34, 35 y 36 al artículo 79 de la Ley 142 de 1994, así:

8. Solicitar documentos, inclusive contables y financieros, a los prestadores, entidades públicas, privadas o mixtas, auditores externos, interventores o supervisores y privados, entre otros, que tengan información relacionada con la prestación de los servicios públicos domiciliarios. Adicionalmente, practicar las visitas, inspecciones y pruebas que sean necesarias para el cumplimiento de sus funciones, en la oportunidad fijada por la Superintendencia.

34. Sancionar a los prestadores de servicios públicos y vigilados, auditores externos y otras entidades con naturaleza pública, privada o mixta, que tengan información relacionada con los servicios públicos domiciliarios, cuando no atiendan de manera oportuna y adecuada las solicitudes y requerimientos que la Superintendencia realice en ejercicio de sus funciones

(...))»

Verificando la oportunidad de cargue del prestador y teniendo en cuenta lo dispuesto en la Resolución No. SSPD - 20172000188755 de 2017, que determina:

«(...)

Fecha límite para reporte: La información será reportada trimestralmente a más tardar el último día del mes siguiente al trimestre a reportar. Lo anterior para cada uno de los formatos y formularios establecidos.

(...))»

Se tiene que, el prestador presuntamente incumple con lo antes mencionado, esto debido al porcentaje de oportunidad de cargue de la información reportada en el SUI de los formatos

habilitados al prestador (46.08%) y establecidos las fechas límites de cargue en los lineamientos de la Resoluciones SSPD No. 20192200020155 de 2019 y SSPD No. 20212200012515 de 2021.

Ahora bien, es necesario tener en cuenta la cantidad total de solicitudes de reversiones del prestador para el año 2022 (2 reversiones) de las cuales todas las Reversiones son del Tópico Comercial y de Gestión de la resolución antes mencionada.

4.4.12 Reglas Generales de Comportamiento

Para verificar el cumplimiento de las reglas generales de comportamiento, se procedió inicialmente con la revisión y visualización de cada uno de los procedimientos que están relacionados con el cumplimiento de la Resolución CREG 080 de 2019. Al respecto, la empresa publicó en su página web: <https://www.enelar.com.co/misitio>, los procedimientos con su respectivo enlace, como se relaciona en la Tabla 60.

Tabla 60 *Procedimientos publicados por la ENELAR ESP, Resolución CREG 080*

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Declaración de Cumplimiento	https://www.enelar.com.co/articulos/tramites-y-servicios
Formato de Actualización de Datos del Suscriptor	https://www.enelar.com.co/articulos/tramites-y-servicios
Formato Denuncio del Contrato de Arrendamiento	https://www.enelar.com.co/articulos/tramites-y-servicios
Procedimiento Disponibilidad del Servicio de Energía	https://www.enelar.com.co/articulos/tramites-y-servicios
Procedimiento Cambio en la Clase de Uso de Energía	https://www.enelar.com.co/articulos/tramites-y-servicios
Procedimiento Cambio en la Tarifa para Hogares Comunitarios o Sustitutos del Bienestar Familiar e Iglesias	https://www.enelar.com.co/articulos/tramites-y-servicios
Procedimiento Cambios en la Factura de Servicio Público – Cambio de Datos	https://www.enelar.com.co/articulos/tramites-y-servicios
Procedimiento de Restablecimiento del Servicio	https://www.enelar.com.co/articulos/tramites-y-servicios
Procedimiento de Suspensión del Servicio de Común Acuerdo	https://www.enelar.com.co/articulos/tramites-y-servicios
Procedimiento Denuncio Contrato de Arrendamiento	https://www.enelar.com.co/articulos/tramites-y-servicios
Procedimiento para Alquiler de Infraestructura Eléctrica para Provisión de Redes y Servicios de Telecomunicaciones	https://www.enelar.com.co/articulos/tramites-y-servicios

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Procedimiento para Conexión del Servicio de Energía	https://www.enelar.com.co/articulos/tramites-y-servicios
Procedimiento para Trámite de Factibilidad del Servicio de Energía	https://www.enelar.com.co/articulos/tramites-y-servicios
Solicitud de Alquiler de Infraestructura Eléctrica	https://www.enelar.com.co/articulos/tramites-y-servicios
Procedimiento para Trámite de Factibilidad del Servicio de Energía	https://www.enelar.com.co/articulos/tramites-y-servicios
Solicitud de Conexión al Servicio de Energía o Ampliación de Carga	https://www.enelar.com.co/articulos/tramites-y-servicios
Solicitud de Disponibilidad	https://www.enelar.com.co/articulos/tramites-y-servicios
Solicitud de Factibilidad de Servicio de Energía	https://www.enelar.com.co/articulos/tramites-y-servicios
Solicitud de Visita Técnica	https://www.enelar.com.co/articulos/tramites-y-servicios

Fuente: Elaboración DTGE tomando como insumo las publicaciones dispuestas en la Página Web del prestador

Una vez realizada la verificación, se observó que la empresa tiene establecidos y publicados los procedimientos que determinó, son necesarios para dar cumplimiento a la normativa citada. Al realizar la revisión de los mismos y la documentación existente, se encontró que de manera normal dan cumplimiento a la premisa establecida por la Comisión de Regulación de Energía – CREG, en cuanto a que la información suministrada por los agentes mencionados en la Resolución, deben permitir la mayor cantidad de información posible a los usuarios frente a los diferentes productos y servicios ofrecidos por la empresa y de igual manera esta información no debe tener ni el propósito ni el efecto de inducir a error.

Adicionalmente, la SSPD al realizar la revisión de los distintos procedimientos establecidos por la empresa, considera que, si bien cumplen con el deber de informar de manera amplia a los usuarios, la DTGE se permite recomendar a la empresa, la revisión de estos procedimientos con el fin de presentarlos de forma más didáctica y de fácil comprensión para los usuarios.

Acorde a lo anterior, se evidenció que a nivel general los procedimientos y la información suministrada por ENELAR a los usuarios de su mercado, están diseñados en función del cumplimiento de la norma citada y de informar a los usuarios.

5. Hallazgos:

A continuación, se presentan los hallazgos dentro del marco de la evaluación integral, los cuales corresponden a todos los aspectos de los que trata dicha evaluación.

Tabla 61. Relación hallazgos para la Empresa ENELAR.

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
Código de Medida	Artículo 16. Sincronización de los relojes.	Información remitida por la empresa: diagramas fasoriales.	NO CUMPLE
Código de Medida	Artículo 20: Fronteras de distribución	Información remitida por la empresa.	NO CUMPLE
Facturación Energía reactiva	Aplicación del Factor M (Capítulo 12 de la Resolución CREG 015 de 2018)	Información remitida por la empresa	NO CUMPLE
Ley 142 de 1994	Artículo 146. 'Medición del consumo'	Información certificada por la empresa en el SUI	NO CUMPLE
FSSRI	Se requiere revertir la información, dadas las diferencias presentadas entre el número de suscriptores subsidiados (estratos 1, 2 y 3), así como los sujetos a contribución correspondientes a: 5, 6, comercial, industrial, dadas las diferencias presentadas durante la vigencia 2022, 2021 2023 (Información SUI vs Información Aportada). TC1	Información reportada en el formato TC1	NO CUMPLE
FSSRI	Se requiere revertir la información, dadas las diferencias presentadas durante la vigencia 2022, (Información SUI vs Información Aportada). TC2 variables subsidios otorgados y contribuciones facturadas.	Información reportada en el formato TC2	NO CUMPLE
FSSRI	Se requiere revertir la información, dadas las diferencias presentadas durante la vigencia 2022, (Información SUI vs Información Aportada). S1.	Información reportada en el formato S1.	NO CUMPLE
FSSRI	Se requiere revertir la información, dadas las diferencias presentadas durante la vigencia 2022, (Información SUI vs Información Aportada). S2	Información reportada en el formato S2	NO CUMPLE

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
FSSRI	Se requiere sustentar las diferencias presentadas respecto a la cantidad de los usuarios exentos de tributo reportados en el SUI y los allegados a este despacho, así mismo, se requiere que informe y realice las acciones a lugar, dadas las diferencias presentadas en los códigos de las actividades principales reportados en el SUI a los usuarios exentos respecto a la información allegada, toda vez, que no coinciden las actividades reportadas con la información del sistema comercial del prestador.	Información reportada en el formato S6 e información aportada del sistema comercial del prestador	NO CUMPLE
FSSRI	Sustentar en documento de forma explícita la conciliación de los giros recibidos por los no incumbentes durante la vigencia 2022, los cuales deberán encontrarse en línea con las conciliaciones remitidas al MME	Información comercial reportada en SUI	NO CUMPLE
FSSRI	Dado el hallazgo del presunto incumplimiento por no acatar lo establecido en el artículo 2.2.3.2.6.1.12. del Decreto 1073 de 2015, se requiere al prestador para que proceda a publicar en medios masivos informe detallado sobre la utilización de manera precisa que dieron de los subsidios. 2021 y 2022	Publicación de informes	NO CUMPLE
FOES	Calidad de información SUI	Diferencias de información en los formatos de facturación y S1 con relación a FOES	NO CUMPLE
FOES	Calidad de información SUI	La empresa no ha reportado información en los formatos de facturación desde enero a mayo de 2021, por lo cual no se ha podido hacer la validación de datos.	NO CUMPLE
FOES	Reporte de información relacionada a FOES	La empresa no ha reportado la totalidad de áreas especiales en el formato S4. Se evidenció una diferencia de 20 áreas especiales.	NO CUMPLE
FOES	Calidad de información SUI	La empresa no ha reportado información en las vigencias 2021 y 2022 de los formatos: <ul style="list-style-type: none"> • FORMATO S2. Giros Recibidos y Efectuados • FORMATO S3. Acuerdo Suscriptor Comunitario 	NO CUMPLE

criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
		<ul style="list-style-type: none"> • FORMATO S5. Validaciones • FORMATO S7. Inventario Macromedidores FOES • FORMATO S8. Operación Macromedidores FOES 	
Aplicación fórmulas tarifarias para el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio, Opción Tarifaria y Tarifas	Correcta aplicación de la Resolución CREG 119 de 2007, CREG 012 de 2020 y CREG 003 de 2021 y todas aquellas que la modifican, complementan o sustituyen.	<p>Acta de visita de la evaluación integral.</p> <p>Reuniones sostenidas con la empresa en el marco de la evaluación integral.</p> <p>Información certificada por el prestador en los formatos tarifarios del SUI.</p> <p>Recalculos realizados por la empresa.</p>	NO CUMPLE
Calidad y cargue SUI	Evaluar el proceso de cargue y reversión de información al SUI, para así garantizar la calidad de la información y que la misma sea oportuna.	<p>Resoluciones SSPD No. 20192200020155 de 2019 y SSPD No. 20212200012515 de 2021.</p> <p>ENELAR debe reversar la información de los formatos TC1, TC6 y T15 para noviembre del 2020 a la fecha y el formato TC2 para las vigencias 2022 y 2023. A su vez, remitir un comunicado del estado de los formatos pendientes compartidos a la empresa.</p>	NO CUMPLE
Calidad del servicio	Durante los años 2019, 2020, 2021 y 2022 presenta más de un usuarios con DIU mayor a 360 horas (Cumplimiento CREG 015 de 2018)	Reporte SUI formato CS2	NO CUMPLE
Calidad del servicio	Cumplimiento a los indicadores de calidad media definidos por el regulador.	SUI formato CS1 y plataforma indica de XM	NO CUMPLE
Calidad del servicio	Soportes de exclusiones para los eventos con causal catástrofes naturales y actos de terrorismo, no cuentan con los soportes exigidos regulatoriamente (Cumplimiento CREG 015 de 2018)	Radicado SSPD No. 20235294267882, Circular CREG 063 de 2019.	NO CUMPLE

Critero	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
Cumplimiento RETIE	Artículo 26, numeral 26.1, Cartilla de seguridad literal b del RETIE	Radicado SSPD 20235293228422 del 01 de septiembre de 2023, ENELAR ESP no remitió evidencia de que la cartilla de seguridad esté disponible en puntos de atención al usuario.	NO CUMPLE
Cumplimiento RETIE	Artículo 9.5, la empresa debe recopilar las estadísticas de accidentes del Instituto de Medicina Legal	Radicado SSPD 20235293228422 del 01 de septiembre de 2023, ENELAR ESP no realiza las consultas a Medicina Legal	NO CUMPLE
Cumplimiento RETIE	Artículo 34, numeral 34.1, Artículo 2, numeral 2.4.1, párrafo del RETIE	Formato de certificación que carece de validez jurídica, empleado por interpretación equivocada de la norma.	NO CUMPLE
Cumplimiento RETIE	Artículo 28, numeral 28.2, instalaciones provisionales	ENELAR ESP, no cuenta con las solicitudes de prórroga por parte de los usuarios y tampoco con las aprobaciones de dichas solicitudes.	NO CUMPLE
Plan de Inversión	Literales b., numeral 6.5, y numeral 6.7.	ENELAR no cuenta con un portal web que contenga divulgación del plan de inversión y los respectivos informes orientados a usuarios y entregados a la CREG.	NO CUMPLE

Fuente: Elaboración DTGE.

6. Acciones correctivas definidas:

Comercial:

- La empresa debe dar cumplimiento al artículo 16 del Código de Medida respecto de la sincronización de los relojes con relación a la hora oficial de Colombia.
- La empresa debe dar cumplimiento a lo estipulado en el artículo 20 del Código de Medida que hace referencia a las fronteras de distribución.
- Hay un número significativo de usuarios que no cuentan con medidor dentro de los usuarios que son atendidos por ENELAR, para dar cumplimiento a lo que consagra la Ley, la empresa debe realizar las gestiones para normalizar a esos usuarios.
- Con base en la revisión realizada, es probable que ENELAR deba realizar reversión de algunos de los formatos del capítulo de tarifas del SUI.

- La empresa debe dar cumplimiento y correcta aplicación de la Resolución CREG 119 de 2007, CREG 012 de 2020 y CREG 003 de 2021 y todas aquellas que la modifican, complementan o sustituyen.

Técnico Operativo

- Realizar la revisión de los soportes de aquellos eventos que están siendo excluidos por la empresa dentro de las causales 17 y 28 relacionadas a los literales h y g del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018, pues todos los eventos que se excluyan deben contar con el respectivo soporte en los términos definidos por la regulación. Adicionalmente, el prestador deberá generar un proceso claro de clasificación y categorización de eventos, con el objetivo de que se validen las condiciones necesarias para que un evento sea excluible y de esta manera se generen los cálculos de indicadores de calidad conforme a lo previsto en la regulación vigente.
- Se solicita a ENELAR, remitir las certificaciones de conformidad RETIE de los proyectos ejecutados correspondientes a los Acuerdos y/o Convenios: CTO_481 de 2023, CTO_244 de 2020, CTO_250 de 2020, CTO_195 de 2021, CTO_194 de 2021 y CTO_555 de 2021.
- Es deber de ENELAR, realizar el seguimiento de las instalaciones provisionales otorgadas a usuarios que superan el periodo de 6 meses de provisionalidad establecido en el RETIE. Este seguimiento se considera de suma importancia, toda vez que, las instalaciones provisionales que presenten alto riesgo pongan en peligro la salud, la vida de las personas, el medio ambiente o bienes físicos, deberán ser suspendidas y por lo anterior, al realizar seguimiento particular a cada una de ellas, se posibilita la identificación de estos peligros y su mitigación.

7. Conclusiones:

Financiera:

- A diciembre de 2022, la prestadora aumenta sus utilidades respecto a la vigencia 2021 en 24 617 millones COP.

- Al acogerse a la opción tarifaria, mediante la cual, no puede facturar la totalidad de ingresos prestados y si la necesidad de cubrimiento de los costos en la compra de Energía generó resultados menores a los esperados. Al respecto, es importante destacar que, para la vigencia 2023, esta condición se complica por cuanto ha tenido que aumentar el valor de la opción tarifaria.
- No obstante lo anterior, se evidencia que, esta condición a corto plazo no podría afectar la prestación del servicio público domiciliario; sin embargo, se puede ver obligada a desplazar pagos en inversiones que a largo plazo si podría afectar la prestación del servicio.

Comercial:

- Dentro de las reuniones llevadas a cabo en la visita, en la revisión de los aspectos comerciales (sébase facturación, medición, entre otros) de forma general, se observa un desconocimiento de la empresa de la regulación y de su aplicación. La anterior situación genera enormes preocupaciones debido a que, la subsanación de los efectos causados por el desconocimiento regulatorio podría tomar varios años que, en otros casos implicaría grandes impactos financieros.
- La empresa para el periodo de verificación no contaba con la capacidad técnica para asegurar que las tarifas de energía eléctrica calculadas, publicadas y aplicadas al usuario final se ajustan a las fórmulas tarifarias. Así mismo, se evidencia un desconocimiento de la metodología tarifaria al dejar de transferir costos a sus usuarios, haciendo que no recupere, los costos en los que incurre para la prestación del servicio de energía eléctrica.

Técnico Operativo:

- Para el año 2022 ENELAR registra un valor de 28.2 veces en el indicador SAIFI superando en 13.7 veces el indicador de referencia estipulado por la CREG, mediante la resolución particular 164 de 2020. Por lo anterior, el prestador no cumplió con las metas establecidas por la CREG, en lo que se refiere a calidad media del servicio.

- Para el año 2022, ENELAR reportó ante el LAC 37 eventos que fueron excluidos, de acuerdo con los códigos de exclusión: 17 y 28 de la circular CREG 063 de 2019. Respecto a lo anterior, se identificó que algunas de las exclusiones realizadas por ENELAR no daban cumplimiento total a lo definido por la regulación vigente y, por lo tanto, es preciso que se recalculen los indicadores de calidad para el año 2022, teniendo en cuenta todos los eventos que se excluyeron, que no contaban con los respectivos soportes al momento de la verificación de esta información.
- Para el año 2022, ENELAR demostró una eficiente gestión respecto a la indisponibilidad de los activos del Sistema de Transmisión Regional (STR). La inexistencia de Horas a Compensar (HC) indica que los activos operados por ENELAR, no superaron las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas (MHAIA). Este resultado se verificó a través del aplicativo HEROPE de XM, resultando en Horas Compensadas igual a cero.
- Durante el año 2022, ENELAR registró un total de 3 consignaciones nacionales ingresadas por emergencia. Sin embargo, el hecho de que solo una de estas consignaciones se ejecutara indica una gestión controlada y selectiva de las intervenciones. La consignación ejecutada (consecutivo C0218203), estuvo relacionada con el reemplazo de estructuras en la línea Banadía A Tame 115 kV para garantizar distancias de seguridad con la nueva línea Termocapachos – Tame 34,5 kV.
- En el contexto actual, ENELAR a realizado esfuerzos para la expansión de su infraestructura eléctrica regional. La obra de la Línea La Paz – Playitas 115 kV alcanza un avance del 97%, aunque queda un tramo de 500 metros pendiente, condicionado a la ubicación y disposición de equipos en la Subestación La Paz, cuyo cronograma se rige por la convocatoria pública UPME 08 – 2021. La Subestación Playitas 115 kV, presenta un avance completo en la obra civil, con infraestructura lista para recibir la conexión de 115 kV desde la futura Subestación La Paz. Además, la expansión de la bahía de la línea 115 kV en la Subestación Tame avanza, sujetándose a la realización del proyecto de la nueva línea Tame – Playitas de 115 kV.

- En torno al plan de inversiones, la empresa ha mantenido niveles de ejecución sobresalientes en el periodo 2019-2022; sin embargo, las inversiones ejecutadas se encuentran concentradas en inversiones por fuera del plan aprobado equivalente al 96,14% del monto total aprobado para este periodo. Solamente un 16,10% de las inversiones aprobadas para este periodo fueron ejecutadas.

La ejecución del plan se ha concentrado sobre los niveles de tensión 1 y 2, presentando niveles de sobrejexecución lo suficientemente altos para compensar los bajos niveles de ejecución sobre los niveles de tensión 3 y 4. En particular, se destaca que los niveles de ejecución para el nivel de tensión 3 desde 2020, han sido lo suficientemente bajos para que, la remuneración de la empresa se vea afectada desde 2022, llegando a ser negativa en 2022.

- Los retrasos en las ejecuciones evidenciadas se deben a factores como la pandemia del COVID-19 y consecuencias derivadas de este tales como la crisis de contenedores, y la escasez e incremento en los costos de equipos. Entre otros factores se encuentra el apagón de julio de 2021, la opción tarifaria e incumplimiento de contratos de compra de energía cuyo inicio de despacho era 2022. Los retrasos presentados, de acuerdo con la empresa, en conjunto representaron un impacto en la situación financiera que implicó una reducción del presupuesto de la empresa destinado para inversiones. Un último factor corresponde al movimiento en las fechas de puesta de operación de los proyectos asociados a la interconexión Arauca – Casanare, de los cuales aquellos del STR están divididos entre ejecución por parte del operador y por convocatoria UPME. Si bien existe ejecución física de los proyectos que la empresa se comprometió a ejecutar, su puesta en operación estará retrasada hasta el 2028, fecha de puesta en operación esperada de los demás proyectos siguiendo los lineamientos del MinMinas.
- Sobre las inversiones atrasadas resultantes, el 54,07% fueron trasladadas en el plan de inversión modificado 2023-2027 y presentado a la CREG en agosto de 2022, mientras que el restante fue descartado, aplazado indefinidamente, o se están buscando fuentes de financiación alternas. Respecto a los impactos generados o latentes por los retrasos,

se manifiestan riesgos operacionales a mediano plazo y compromiso de la calidad del servicio.

- ENELAR ha adelantado parte de las acciones que se requieren para la gestión de sus riesgos de desastres; sin embargo, el cumplimiento es parcial, debido a que, si desde el proceso de conocimiento del riesgo no se establece una única metodología (cualquiera que esta sea según ISO 31000), para su valoración no es posible continuar a tomar las medidas de reducción de esos riesgos. La matriz que se aporta debe estar de acuerdo con el documento que realiza la descripción de la metodología.
- En conclusión, el plan de gestión del riesgo de desastres debe ajustarse e implementarse tal como lo indica el decreto 2157 de 2017, que es la guía para dar cumplimiento a las solicitudes de esta entidad y para que la empresa sea capaz de responder ante cualquier fenómeno que pueda causar falla en la continuidad del negocio.

Reglas Generales de Comportamiento:

- Una vez verificada el cumplimiento a las normas de comportamiento, Resolución CREG 080 de 2019, en especial lo referente a los artículos 9 y 25, se informó al prestador que los procedimientos diseñados de manera general son adecuados y están diseñados en función de la comprensión clara, didáctica e instructiva que deben aportar, dando cumplimiento a la norma citada.
- la DTGE se permite recomendar a la empresa la revisión de los procedimientos diseñados, con el fin de presentarlos de forma más didáctica y de fácil comprensión para los usuarios.

8. Medidas recomendadas que pudiera ser oportuno o pertinente aplicar.

Comercial:

- La empresa debe tener mayor capacidad de conocimiento y aplicación de la regulación, para implementar las acciones que correspondan y tomar este aspecto, como el punto

de partida para no hacer mayor el impacto de los hallazgos evidenciados en la evaluación realizada.

En ese sentido, se recomienda considerar el fortalecimiento al interior de la empresa, de un equipo que asuma la responsabilidad del proceso de cálculo de tarifas de ENELAR, con el objetivo de contar con un criterio técnico que permita validar y controvertir los resultados de la herramienta utilizada para el cálculo de tarifas, revisar, evaluar y recalcular la información tanto publicada como reportada y aplicada a los usuarios finales, verificando las diferencias generadas por los cálculos realizados en su momento. Lo anterior a fin de identificar el impacto generado en el mercado y las posibles alternativas para remediar dicho efecto.

Técnico Operativo:

- En cuanto al procedimiento para la exclusión de eventos, se recomienda a ENELAR la inclusión de los requisitos regulatorios, anexando los soportes de cada causal de exclusión dentro del proceso de calidad del servicio.
- Se recomienda a ENELAR, asegurar la entrega de la cartilla de seguridad a los nuevos usuarios y recolectar la evidencia de dicha entrega, en cumplimiento del artículo 26 del RETIE. Además, se recomienda realizar campañas de instrucción a usuarios con recomendaciones de seguridad de manera periódica (al menos cada 6 meses), escritas en letras con un tamaño de fuente mínimo ocho, impresa en la factura o en volantes anexos a esta.
- Se recomienda a ENELAR, implementar una estrategia orientada a la inspección y verificación a lo largo de su sistema eléctrico, de aquellos incumplimientos de distancias de seguridad en su área de influencia y posteriormente, tomar las acciones de control y mitigación de los riesgos de origen eléctrico que identifique, dando cumplimiento a los Artículos 9 y 13 del RETIE.
- Se recomienda a ENELAR, realizar las correspondientes mediciones de las tensiones de paso y de contacto, para analizar si existen o no, situaciones de riesgo en las subestaciones de media tensión y posteriormente, tomar las acciones correspondientes

para la mitigación y eliminación del riesgo que representan las tensiones, en caso de ser mayores a las máximas permitidas.

- Se recomienda a ENELAR realizar un seguimiento interno del cálculo de la remuneración por plan de inversión y la liquidación del cargo de distribución resultante hecho por XM.

Se recomienda a ENELAR formalizar un plan de gestión de pérdidas a largo plazo que cuente con todas las etapas que este conlleva tales como gestión de datos de medición y análisis de medición, diagnóstico de pérdidas, identificación de zonas con mayores índices de pérdidas, propuesta de estrategias para la reducción de pérdidas, inversiones en infraestructura necesarias, planteamiento de metas de reducción internas, entre otros aspectos.

9. Responsables de la realización:

9.4. **Responsable general:** Luis Adolfo Vargas Agudelo – Director Dirección Técnica de Gestión de Energía (E)

9.5. Equipo de evaluación:

Luis Fabián Sanabria – Componente Financiero

Diego Fernando Borda – Coordinador equipo Comercial

Rafael Ricardo Rojas

Nelson Yesid González

Dayhan Garzón

Christian Alarcón

Jorge Enrique Fonseca – Coordinador UMMEG

Jhon Cristian Giraldo – Coordinador equipo Técnico

Paula Camila Arévalo

María Alexandra Thomas

Oscar Iván Torres

Sandra Milena Sánchez-

Marlon Millán Martínez

Ángela Paola Beltrán

Carmen Andrea Rojas

Luis Carlos Rodríguez – Componente- Reglas Generales Comportamiento

Wilmer Andrés Sandoval – Componente - SUI

10. Anexos:

Tabla 62 Proyectos pendientes de ejecución a corte de 2022 ENELAR. Expectativa de ejecución, motivos e impactos.

CÓD PROYECTO	DESCRIPCIÓN PROYECTO	INVERSIÓN APROBADA	AÑO EJECUCIÓN APROBADO	AÑO EJECUCIÓN MODIFICACIÓN	MOTIVOS RETRASO / DESPLAZAMIENTO	IMPACTOS	MOTIVOS DESCARTE DE PROYECTO
E001	Construcción bahías de línea y barraje 115 kV subestación Playitas municipio de Arauca departamento de Arauca	2.002.460.000	2019	2025	Proyectos de STR aplazados por MinMinas	Operacional a mediano plazo	Proyecto aplazado. En el plan de inversión 2023 - 2027 el nuevo código es E024
E003	Adecuación y repotenciación del alimentador 1 subestación Arauca departamento de Arauca	976.621.500	2019	2025	Proyecto aplazado en el ajuste del Plan de inversión 2023-2027	Operacional a mediano plazo	Proyecto aplazado. En el plan de inversión 2023 - 2027 el nuevo código es E017
E009	Construcción troncal alimentador 2 de la subestación Saravena municipio de Saravena departamento de Arauca	221.215.760	2019	2026	Proyecto aplazado en el ajuste del Plan de inversión 2023-2027	Operacional a mediano plazo	Proyecto aplazado. En el plan de inversión 2023 - 2027 el nuevo código es E026
E016	Implementación del sistema de gestión de activos con base en la norma NTC ISO 55001 2015 Fase 1	403.200.000	2019		Los valores realizados en el primer año se incluyeron en el año 2.	No aplica	El proyecto se culminó con las etapas 2 y 3 realizadas en los años 2020 y 2021.
E017	Construcción de redes de distribución en el barrio Nuevo Fortul en el municipio de Fortul departamento de Arauca	1.875.386.600	2019		Proyecto en ejecución con recursos PRONE.	Calidad del servicio	Por falta de recursos se buscó financiación por PRONE. Se encuentra en ejecución.
E019	Construcción de red para conectar al circuito que viene desde la subestación Caracol En la subestación Zona Industrial municipio de Arauca departamento de Arauca	204.468.000	2020	2024	Proyectos ejecutado en 2023	No aplica	Proyecto aplazado. En el plan de inversión 2023 - 2027 el nuevo código es E008

CÓD PROYECTO	DESCRIPCIÓN PROYECTO	INVERSIÓN APROBADA	AÑO EJECUCIÓN APROBADO	AÑO EJECUCIÓN MODIFICACIÓN	MOTIVOS RETRASO / DESPLAZAMIENTO	IMPACTOS	MOTIVOS DESCARTE DE PROYECTO
E020	Construcción bahías de transformación suministro e instalación transformador de potencia 11534 5 kV 50 MVA en la subestación Playitas municipio de Arauca departamento de Arauca	3.727.798.000	2020	2025	Proyectos de STR aplazados por MinMinas	Operacional a mediano plazo	Proyecto aplazado. En el plan de inversión 2023 - 2027 el nuevo código es E034
E021	Reposición celdas campo No 1 13 8 kV subestación Arauca municipio de Arauca departamento de Arauca	556.124.000	2020	2025	Proyecto aplazado en el ajuste del Plan de inversión 2023-2027	Operacional a mediano plazo	Proyecto aplazado. En el plan de inversión 2023 - 2027 el nuevo código es E019
E022	Construcción bahía de línea Tame 115 kV en la subestación Tame municipio de Tame departamento de Arauca	1.486.976.000	2020	2026	Proyectos de STR aplazados por MinMinas	Operacional a mediano plazo	Proyecto aplazado. En el plan de inversión 2023 - 2027 el nuevo código es E035
E023	Reposición interruptores 115 kV subestación Tame municipio de Tame departamento de Arauca	572.539.200	2020	2026	Proyectos de STR aplazados por MinMinas	Operacional a mediano plazo	Proyecto aplazado. En el plan de inversión 2023 - 2027 el nuevo código es E037
E024	Reposición bahías 34 5 kV y 13 8 kV subestación Arauquita municipio de Arauquita departamento de Arauca	553.037.263	2020		Los trabajos contemplaban la reposición de equipos en la bahía de línea y transformación de 34.5 KV y la bahía de transformación de 13.8 KV. Se ejecutaron dos bahías de línea de 34.5 KV a las cuales se dió prioridad por el estado de los equipos	Operacional a mediano plazo	La bahía de 13.8 KV. se incluirá en el ajuste del plan de inversión que se presentará en 2024.

CÓD PROYECTO	DESCRIPCIÓN PROYECTO	INVERSIÓN APROBADA	AÑO EJECUCIÓN APROBADO	AÑO EJECUCIÓN MODIFICACIÓN	MOTIVOS RETRASO / DESPLAZAMIENTO	IMPACTOS	MOTIVOS DESCARTE DE PROYECTO
E027	Reposición de líneas de nivel IV del departamento de Arauca	426.526.000	2020	2024	Proyecto aplazado en el ajuste del Plan de inversión 2023-2027	Operacional a mediano plazo	Proyecto aplazado. En el plan de inversión 2023 - 2027 el nuevo código es E011
E028	Reposición de líneas de nivel III del departamento de Arauca	467.720.000	2020		Este proyecto está programado para realizarse cada año. Para este año no hubo recursos financieros.	Calidad del servicio	Para este año se descarta porque cada año hay un proyecto similar.
E033	Construcción de redes de distribución en los barrios La Cumbre La Victoria y Villabel en el municipio de Saravena departamento de Arauca	839.416.400	2020		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E035	Construcción tramo final línea 115 kV La Paz Playitas municipio de Arauca departamento de Arauca	325.811.000	2021	2026	Proyectos de STR aplazados por MinMinas	Operacional a mediano plazo	Proyecto aplazado. En el plan de inversión 2023 - 2027 el nuevo código es E038
E037	Construcción nuevo tramo de circuito alimentador 3 de la subestación Arauca municipio de Arauca departamento de Arauca	68.309.300	2021	2026	Proyecto aplazado en el ajuste del Plan de inversión 2023-2027	Operacional a mediano plazo	Proyecto aplazado. En el plan de inversión 2023 - 2027 el nuevo código es E028
E039	Reposición de líneas de nivel III en el departamento de Arauca	597.110.000	2021		Este proyecto está programado para realizarse cada año. Para este año no hubo recursos financieros.	Calidad del servicio	Para este año se descarta porque cada año hay un proyecto similar.
E045	Construcción de redes de distribución en el barrio Puerto Alegre en el municipio de Arauca departamento de Arauca	38.729.140	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E046	Construcción de redes de distribución en el barrio Buenos Aires en el	44.639.960	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2

CÓD PROYECTO	DESCRIPCIÓN PROYECTO	INVERSIÓN APROBADA	AÑO EJECUCIÓN APROBADO	AÑO EJECUCIÓN MODIFICACIÓN	MOTIVOS RETRASO / DESPLAZAMIENTO	IMPACTOS	MOTIVOS DESCARTE DE PROYECTO
	municipio de Arauca departamento de Arauca						
E047	Construcción de redes de distribución en el barrio Jerusalén en el municipio de Arauca departamento de Arauca	58.026.960	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E048	Construcción de redes de distribución en el barrio Llano Alto en el municipio de Arauca departamento de Arauca	40.684.140	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E049	Construcción de redes de distribución en el barrio Manhattan en el municipio de Arauca departamento de Arauca	41.330.140	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E051	Construcción de redes de distribución en el sector Mata de Venado en el municipio de Arauca departamento de Arauca	36.111.140	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E052	Construcción de redes de distribución en el barrio Rivera del Río Arauca en el municipio de Arauca departamento de Arauca	25.510.460	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E053	Construcción de redes de distribución en el barrio Brisas del Llano en el municipio de Arauca departamento de Arauca	58.026.960	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E054	Construcción de redes de distribución en el barrio Villa Pez en el municipio de Arauca departamento de Arauca	37.403.140	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E055	Construcción de redes de distribución en el barrio La Gloria en el municipio	39.392.140	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2

CÓD PROYECTO	DESCRIPCIÓN PROYECTO	INVERSIÓN APROBADA	AÑO EJECUCIÓN APROBADO	AÑO EJECUCIÓN MODIFICACIÓN	MOTIVOS RETRASO / DESPLAZAMIENTO	IMPACTOS	MOTIVOS DESCARTE DE PROYECTO
	de Arauca departamento de Arauca						
E056	Construcción de redes de distribución en el barrio Cano Jesus en el municipio de Arauca departamento de Arauca	62.853.780	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E057	Construcción de redes de distribución en el barrio Matecana en el municipio de Arauquita departamento de Arauca	38.729.140	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E058	Construcción de redes de distribución en el barrio Villa Esperanza en el municipio de Arauquita departamento de Arauca	58.026.960	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E059	Construcción de redes de distribución en el barrio Villa Harold en el municipio de Arauquita departamento de Arauca	38.729.140	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E060	Construcción de redes de distribución en el barrio Puerta del Llano en el municipio de Arauquita departamento de Arauca	59.335.960	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E061	Construcción de redes de distribución en el barrio El Portal en el municipio de Arauquita departamento de Arauca	38.729.140	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E063	Construcción de redes de distribución en el barrio El Recreo en el municipio de Fortul departamento de Arauca	58.026.960	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E064	Construcción de redes de distribución en el barrio Villa Lucia en el municipio	38.729.140	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2

CÓD PROYECTO	DESCRIPCIÓN PROYECTO	INVERSIÓN APROBADA	AÑO EJECUCIÓN APROBADO	AÑO EJECUCIÓN MODIFICACIÓN	MOTIVOS RETRASO / DESPLAZAMIENTO	IMPACTOS	MOTIVOS DESCARTE DE PROYECTO
	de Fortul departamento de Arauca						
E065	Construcción de redes de distribución en el barrio Los Girasoles en el municipio de Saravena departamento de Arauca	44.639.960	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E066	Construcción de redes de distribución en el barrio Hugo Chavez en el municipio de Saravena departamento de Arauca	36.111.140	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E067	Construcción de redes de distribución en el barrio La Granja 2 en el municipio de Saravena departamento de Arauca	44.639.960	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E068	Construcción de redes de distribución en el barrio El Paraíso en el municipio de Saravena departamento de Arauca	160.332.140	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E069	Construcción de redes de distribución en el barrio Alicante 1 en el municipio de Tame departamento de Arauca	34.911.140	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E070	Construcción de redes de distribución en el barrio Alicante en el municipio de Tame departamento de Arauca	34.911.140	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E071	Construcción de redes de distribución en los barrios Victoria y Manhattan en el municipio de Tame departamento de Arauca	49.836.960	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E072	Construcción de redes de distribución en el barrio Alicante Eclipse en el	45.948.960	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2

CÓD PROYECTO	DESCRIPCIÓN PROYECTO	INVERSIÓN APROBADA	AÑO EJECUCIÓN APROBADO	AÑO EJECUCIÓN MODIFICACIÓN	MOTIVOS RETRASO / DESPLAZAMIENTO	IMPACTOS	MOTIVOS DESCARTE DE PROYECTO
	municipio de Tame departamento de Arauca						
E073	Construcción de redes de distribución en el barrio Buena Vista en el municipio de Tame departamento de Arauca	44.639.960	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E074	Construcción de redes de distribución en el barrio Nuevo Amanecer en el municipio de Tame departamento de Arauca	58.026.960	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E075	Construcción de redes de distribución en el barrio El Portal del Llano en el municipio de Saravena departamento de Arauca	87.467.960	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E076	Construcción de redes de distribución en el barrio Villa del Sol en el municipio de Tame departamento de Arauca	45.302.960	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E077	Construcción de redes de distribución en el barrio El Bosque en el municipio de Arauquita departamento de Arauca	210.704.340	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E078	Construcción de redes de distribución en el barrio Los Tronquitos en el municipio de Saravena departamento de Arauca	389.284.720	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E079	Construcción de redes de distribución en el barrio Bello Horizonte en el municipio de Arauca departamento de Arauca	622.337.280	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2

CÓD PROYECTO	DESCRIPCIÓN PROYECTO	INVERSIÓN APROBADA	AÑO EJECUCIÓN APROBADO	AÑO EJECUCIÓN MODIFICACIÓN	MOTIVOS RETRASO / DESPLAZAMIENTO	IMPACTOS	MOTIVOS DESCARTE DE PROYECTO
E082	Construcción de redes de distribución en el barrio San Vicente en el municipio de Arauca departamento de Arauca	228.047.160	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E083	Construcción de redes de distribución en el barrio La Victoria en el municipio de Arauca departamento de Arauca	116.731.240	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E087	Construcción de redes de distribución en el barrio Simón Bolívar en el municipio de Arauquita departamento de Arauca	93.506.420	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E088	Construcción de redes de distribución en el barrio 26 de Octubre en el municipio de Arauquita departamento de Arauca	156.843.880	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E089	Construcción de redes de distribución en el barrio Las Vegas en el municipio de Arauquita departamento de Arauca	86.311.780	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E090	Construcción de redes de distribución en el barrio Villa del Prado en el municipio de Arauquita departamento de Arauca	83.047.780	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E091	Construcción de redes de distribución en el barrio La Unión en el municipio de Saravena departamento de Arauca	321.928.260	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E092	Construcción de redes de distribución en el barrio El Paraíso en el municipio de Tame departamento de Arauca	118.889.980	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2

CÓD PROYECTO	DESCRIPCIÓN PROYECTO	INVERSIÓN APROBADA	AÑO EJECUCIÓN APROBADO	AÑO EJECUCIÓN MODIFICACIÓN	MOTIVOS RETRASO / DESPLAZAMIENTO	IMPACTOS	MOTIVOS DESCARTE DE PROYECTO
E095	Construcción de redes de distribución en el barrio La Paz en el municipio de Saravena departamento de Arauca	61.983.920	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E096	Construcción de redes de distribución en el barrio El Castillo en el municipio de Saravena departamento de Arauca	61.983.920	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E097	Construcción de redes de distribución en el barrio Los Pinos en el municipio de Saravena departamento de Arauca	61.983.920	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E098	Construcción de redes de distribución en el barrio Flor Amarillo en el municipio de Saravena departamento de Arauca	77.371.740	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E099	Construcción de redes de distribución en los barrios El Triunfo y el Mirador en el municipio de Tame departamento de Arauca	25.510.460	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E100	Construcción de redes de distribución en el barrio Marquelandia en el municipio de Tame departamento de Arauca	38.198.460	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E101	Construcción de redes de distribución en los barrios Rincón La Esperanza y 4 Barrios en el municipio de Tame departamento de Arauca	88.803.740	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E103	Construcción de redes de distribución en el sector de Las Palmeras 1 y 2	36.942.460	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2

CÓD PROYECTO	DESCRIPCIÓN PROYECTO	INVERSIÓN APROBADA	AÑO EJECUCIÓN APROBADO	AÑO EJECUCIÓN MODIFICACIÓN	MOTIVOS RETRASO / DESPLAZAMIENTO	IMPACTOS	MOTIVOS DESCARTE DE PROYECTO
	en el municipio de Tame departamento de Arauca						
E104	Construcción de redes de distribución en el barrio Nuevo Horizonte municipio de Tame departamento de Arauca	65.939.740	2021		Ver nota 1	Calidad del servicio	Ver nota 2
E105	Ampliación de la compensación capacitiva en las barras 1 y 2 de 34 5 kV subestación Playitas municipio de Arauca departamento de Arauca	744.110.950	2021	2025	Proyecto aplazado en el ajuste del Plan de inversión 2023-2027	Operacional a mediano plazo	Proyecto aplazado. En el plan de inversión 2023 - 2027 el nuevo código es E016
E106	Reposición servicios auxiliares subestación Arauca Saravena Arauquita Fortul y Playitas	28.941.500	2021	2024	Proyecto aplazado en el ajuste del Plan de inversión 2023-2027	Operacional a mediano plazo	Proyecto aplazado. En el plan de inversión 2023 - 2027 el nuevo código es E009
E107	Suministro e instalación transformador de potencia 34.5/13 8 kV 50 MVA en la subestación Playitas municipio de Arauca departamento de Arauca	2.355.230.000	2022	2023	Proyecto en ejecución.	Operacional a mediano plazo	
E108	Construcción campo 13 8 kV subestación Playitas municipio de Arauca departamento de Arauca	854.154.000	2022	2023	Proyecto en ejecución.	Operacional a mediano plazo	
E109	Adecuación y repotencian del alimentador 1 subestación playitas municipio de Arauca departamento de Arauca	459.484.100	2022		Proyecto en ejecución.	No aplica	Por falta de recursos este proyecto queda aplazado
E110	Adecuación y repotencian del alimentador 2 subestación playitas municipio de Arauca departamento de Arauca	225.463.205	2022		Proyecto aplazado. Se incluirá en el ajuste del Plan de inversión que se presentará en 2024	Operacional a mediano plazo	Por falta de recursos este proyecto queda aplazado

CÓD PROYECTO	DESCRIPCIÓN PROYECTO	INVERSIÓN APROBADA	AÑO EJECUCIÓN APROBADO	AÑO EJECUCIÓN MODIFICACIÓN	MOTIVOS RETRASO / DESPLAZAMIENTO	IMPACTOS	MOTIVOS DESCARTE DE PROYECTO
E111	Adecuación y repotencian tramo uno del alimentador 3 subestación playitas municipio de Arauca departamento de Arauca	405.432.727	2022	2026	Proyecto aplazado en el ajuste del Plan de inversión 2023-2027	Operacional a mediano plazo	Proyecto aplazado. En el plan de inversión 2023 - 2027 el nuevo código es E029
E112	Adecuación y repotencian tramo dos del alimentador 3 subestación playitas municipio de Arauca departamento de Arauca	286.041.423	2022	2026	Proyecto aplazado en el ajuste del Plan de inversión 2023-2027	Operacional a mediano plazo	Proyecto aplazado. En el plan de inversión 2023 - 2027 el nuevo código es E029
E113	Construcción alimentador 4 subestación Playitas municipio de Arauca departamento de Arauca	580.164.000	2022	2026	Proyecto aplazado en el ajuste del Plan de inversión 2023-2027	Operacional a mediano plazo	Proyecto aplazado. En el plan de inversión 2023 - 2027 el nuevo código es E029
E114	Construcción línea 34 5 kV Puerto Nidia Puerto Jordán departamento de Arauca	2.373.925.000	2022		Los proyectos E114, E115 y E116 corresponden a una suplencia entre dos subestaciones del nivel de tensión 3. Queda aplazado para búsqueda de recursos o para un futuro ajuste al plan de inversión.	Calidad del servicio	Temporalmente se descarta este proyecto por falta de recursos.
E115	Suministro e instalación bahía de línea subestación Puerto Jordán municipio de Arauca departamento de Arauca	190.149.000	2022				
E116	Suministro e instalación bahía de línea subestación Puerto Nidia municipio de Fortul departamento de Arauca	190.149.000	2022				
E117	Reposición de líneas de nivel III en el departamento de Arauca	600.590.000	2022		Este proyecto está programado para realizarse cada año. Para este año no hubo recursos financieros.	Calidad del servicio	Para este año se descarta porque cada año hay un proyecto similar.

CÓD PROYECTO	DESCRIPCIÓN PROYECTO	INVERSIÓN APROBADA	AÑO EJECUCIÓN APROBADO	AÑO EJECUCIÓN MODIFICACIÓN	MOTIVOS RETRASO / DESPLAZAMIENTO	IMPACTOS	MOTIVOS DESCARTE DE PROYECTO
E119	Reposición de postes de nivel I en el sistema de distribución local del departamento de Arauca	218.940.000	2022		Este proyecto está programado para realizarse cada año. Para este año no hubo recursos financieros.	Calidad del servicio	Para este año se descarta porque cada año hay un proyecto similar.

Fuente: ENELAR a partir de formato provisto por DTGE.

Notas:

1. Estos proyectos corresponden a obras de electrificación de barrios subnormales de los diferentes municipios del Departamento de Arauca. Las ejecuciones de los mismos se han desarrollado con recursos provenientes del PRONE.
2. Se ha descartado la ejecución por parte del OR por falta de recursos.