

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

1. Identificador del prestador

- 1.1. Nombre o razón social: EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO SA ESP – EDEQ SA ESP.
- 1.2. NIT: 800052640-9 – 0 - ID (SUI - RUPS): 523
- 1.3. Servicio público domiciliario (SPD) prestado objeto de la vigilancia o inspección: Energía eléctrica.
- 1.4. Actividad del SPD objeto de la vigilancia o inspección: Distribución y comercialización.
- 1.5. Fecha de inicio de operación en la actividad a vigilar o inspeccionar: 01 de enero de 1989

2. Identificación de la acción de vigilancia e inspección realizada:

- 2.1. Año del programa al que pertenece la acción: 2022
- 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) ___
- 2.5. Ubicaciones físicas o virtuales objeto de la acción: Carrera 13 # 14 – 17/19, Quindío, Armenia.

3. Delimitación del marco de evaluación

- 3.1. Criterios evaluados: Aspectos administrativos, financieros, técnicos, comerciales, reglamentos generales de comportamiento y reporte de información al SUI.
- 3.2. Marco temporal de evaluación: 2022

4. Descripción de lo desarrollado:

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

Se realiza la Evaluación Integral a EDEQ SA ESP (en adelante «EDEQ»), 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:**

EDEQ, a través de radicado SSPD 20235292278522 del 29 de junio de 2023, remite la información solicitada en virtud de la evaluación integral. La información fue complementada durante la visita de inspección los días 17, 18 y 19 de julio de 2023 y registrada en acta. Adicionalmente, se tiene como insumo la información reportada al Sistema Único de Información (SUI) e información del portal BI de XM.

4.2. **Requerimientos realizados:**

La información requerida a EDEQ, fuente de insumo para la realización del presente informe, se solicitó a través de radicado SSPD 20232202017361 del 09 de junio de 2023.

4.3. **Estado de respuesta de requerimientos:**

Respuesta remitida a través de radicado SSPD 20235292278522 del 29 de junio de 2023. Luego de verificación de 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 de inspección 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 EDEQ SA ESP.

4.4. **Evaluaciones realizadas:**

Dentro del proceso de evaluación se tienen en cuenta aspectos administrativos, financieros, técnicos, comerciales, gestión de riesgo, Retie, reglamentos generales de comportamiento y reporte de información al SUI, entre otros. Se inicia con una breve descripción de la empresa EDEQ.

4.4.1. **Aspectos Administrativos y financieros**

- **Descripción General de la Empresa**

La EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A.E.S.P. (en adelante EDEQ), se constituyó el día 22 de diciembre de 1988 y su última fecha de actualización en RUPS fue el día 06 de junio de 2023.

Está clasificada en el Sistema Interconectado Nacional para las actividades de Distribución y Comercialización tal como lo expresa la Tabla 1, atienden a 213 376 clientes a diciembre 2022, en un área de cobertura de 1,845 km², EDEQ es filial del grupo EPM, y sus actividades se concentran en los 12 municipios del departamento del Quindío.

EDEQ con ubicación en el Departamento del Quindío, siendo la principal empresa en esta área geográfica, el mercado está compuesto por clientes del mercado regulado, distribuido en los sectores comercial, industrial, oficial y residencial; que está segmentado en estratos socioeconómicos que van del 1 al 6. EDEQ se clasifica como una sociedad por acciones de carácter mixta.

EDEQ está conformada por EPM inversiones, Empresas Públicas de Medellín (EPM), Empresas Públicas de Armenia (EPA), Federación Nacional de Cafeteros de Colombia y el Municipio de Armenia. (Ver Tabla 2)

Tabla 1 Datos Generales del prestador

	Sociedad Anónima
Razón Social	EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A.E.S.P
Sigla:	EDEQ E.S.P.
Nit:	800052640
Tipo de Sociedad:	523
Representante Legal	FABIO ALBERTO SALAZAR ROJAS
Actividades Desarrolladas	Distribución - Comercialización
Año de Entrada en Operación	1988
Auditor – AEGR:	NEXIA MONTES & ASOCIADOS S.A.S

	Sociedad Anónima
Clasificación:	Sistema Interconectado Nacional
Fecha Última de Actualización RUPS:	06 Junio 2023

Fuente: SUI – Elaboración DTGE

Tabla 2. Datos Societarios

Accionistas	100%
EPM Inversiones	73,60%
Empresas Públicas de Medellín	19,26%
Empresas Publicas de Armenia	6,67%
Federación Nacional de Cafeteros de Colombia	0,43%
Municipio de Armenia	0,04%
Totales	100%

Fuente: EDEQ – Elaboración DTGE

- Interacción del prestador con el medio ambiente

EDEQ presta el servicio de energía eléctrica con calidad, continuidad y seguridad a los usuarios en un departamento verde, por lo que la empresa debe realizar mantenimiento a la vegetación que está cerca de la red eléctrica con el fin de evitar que la misma haga contacto y de esta forma proteger la vida de las personas y mejorar la calidad del servicio de energía.

Tiene un fuerte compromiso con el medio ambiente, por lo que se siembra 3 árboles por cada árbol que se retira. Esta siembra se realiza en zonas estratégicas que aportan al cuidado del agua, y el compromiso y cumplimiento es vigilado por la Corporación Autónoma Regional del Quindío – CRQ; a continuación, se enumera las iniciativas ambientales

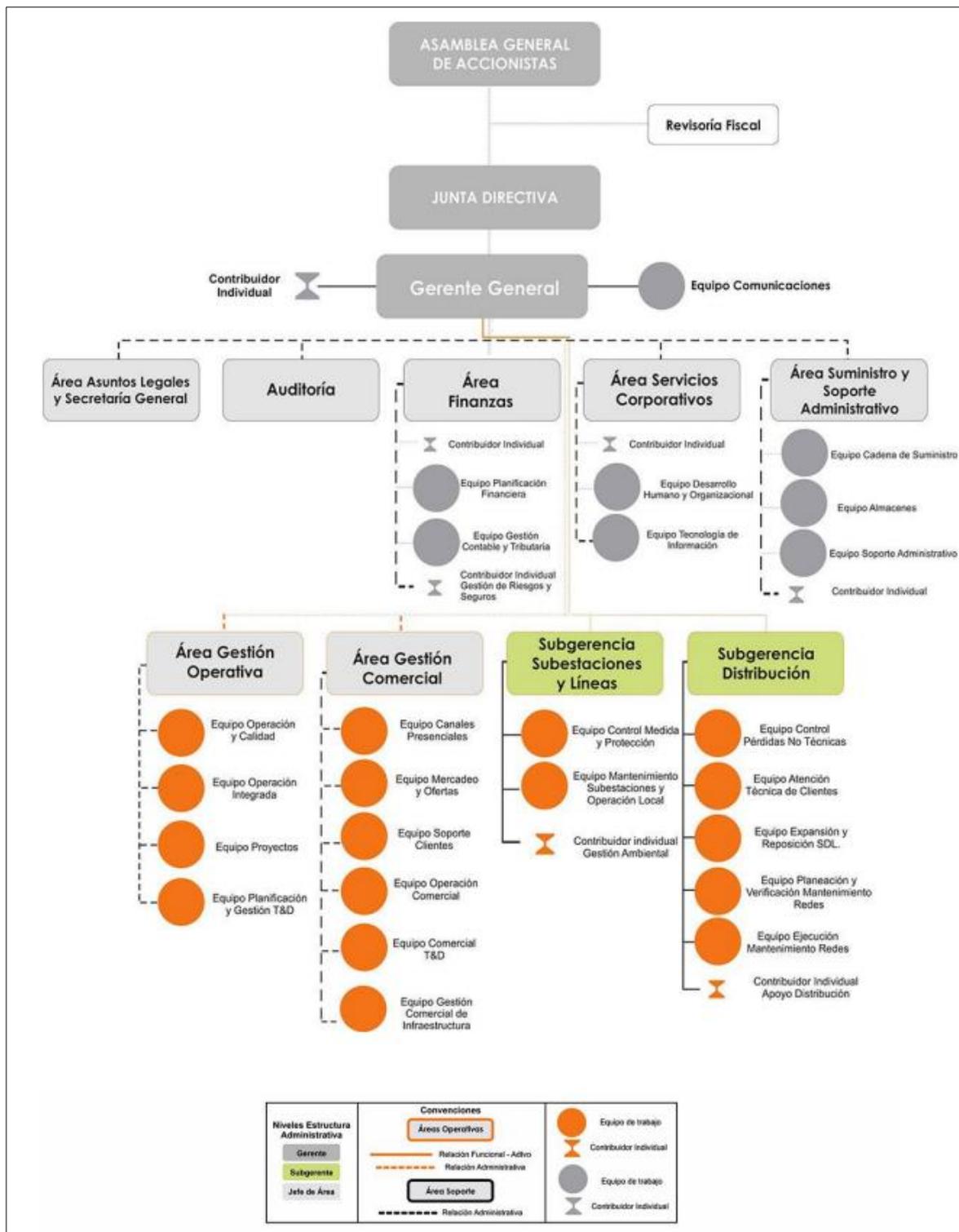
- Armonía Electro Vegetal
- Restauración activa
- Conservación
- Corredores biológicos

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

- Certificaciones ambientales: Certificados en la norma NTC –ISO 14001:2015 del sistema ambiental y la norma NTC-14064-1.2006 –Carbono neutro, las cuales conservan.
- Oferta solar
- Movilidad eléctrica
- 100% Cobertura, 100% Incondicional
 - Recurso humanos

La empresa en 2022 para el desarrollo de sus actividades cuenta con una planta de personal de 917 empleos: 453 empleados directos (132 termino fijo y 321 término indefinido / no se cuentan los 18 aprendices y 6 estudiantes en práctica), 464 indirectos (empleados de contrato), la distribución se observa en la Figura 1:

Figura 1 Organigrama



Fuente: EDEQ

- **Aspectos Financieros**

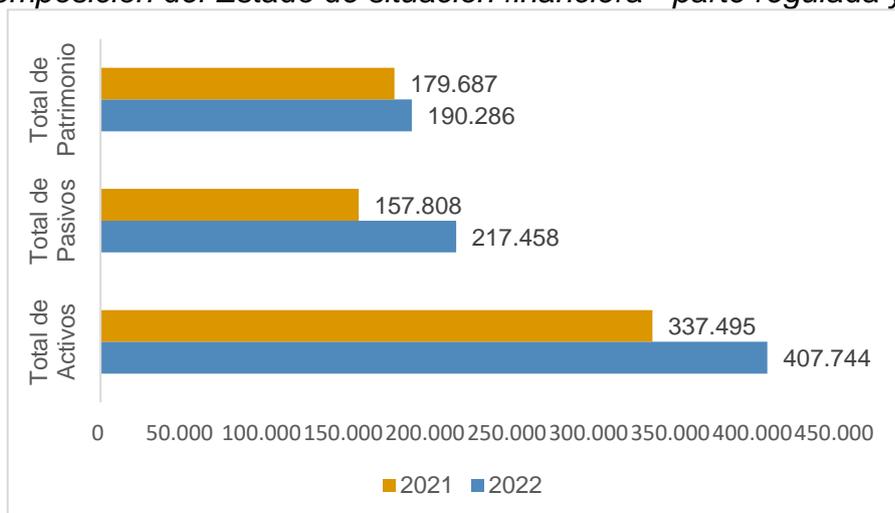
EDEQ se encuentra clasificada bajo normas internacionales de información financiera – NIIF dentro de la Resolución 414 de 2014, mediante la cual se incorpora como Régimen de Contabilidad Pública.

Los Estados Financieros del 2022, se encuentran firmados por Jorge Ivan Grisales Salazar Astrid Helena Gutiérrez Londoño, y, María José González, designada por Deloitte, quienes desempeñan los cargos de Gerente General, Contador General y Revisor Fiscal, respectivamente.

La empresa tiene su principal objeto social en la prestación del servicio público domiciliario de Energía Eléctrica, no obstante, dentro de su portafolio también presta servicios que no son vigilados como, Alumbrado Público, Alquiler de infraestructura eléctrica, facturación y recaudo a terceros, energía Solar, corresponsal bancario, reubicación de infraestructura, movilidad eléctrica, programa de financiamiento SOMOS, entre otros; en Evaluación integral se le informó al prestador que estas otras actividades no vigiladas se debe dejar separada en la información financiera certificada en SUI para el año 2022:

- **Estado de Situación Financiera**

Figura 2 *Composición del Estado de situación financiera - parte regulada y no regulada*



Fuente: SUI – Elaboración DTGE

EDEQ 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 352 857 millones COP en el sector de servicios.

Tabla 3 Estado de Situación Financiera

CONCEPTO FINANCIERO	2022 COP millones	2021 COP millones	Análisis horizontal (%)	Análisis vertical (%)
Efectivo y equivalentes al efectivo	25.006	30.459	-17,9	6,1
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes	92.431	59.019	56,6	22,7
Cuentas comerciales por cobrar por venta de bienes corrientes	8.248	1.692	387,5	2,0
Otras cuentas por cobrar corrientes	3.668	2.467	48,7	0,9
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	104347,092	63177,6	65,1646	25,5913
Inventarios corrientes	1.069	925	15,6	0,3
Activos por impuestos corrientes	12.810	3.788	238,2	0,3
Otros activos financieros corrientes	5.099	102	4.894,3	1,3
Otros activos no financieros corrientes	809	594	36,3	0,2
Total activos corrientes distintos de los activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	0	99.045	-100,0	0,0
Total de activos corrientes	149.140	99.045	50,6	36,6
Propiedades, planta y equipo	227.031	209.043	8,6	55,7
Propiedad de inversión	245	217	13,0	0,1
Activos intangibles distintos de la plusvalía	5.158	5.348	-3,6	1,3
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	6.830	4.329	57,8	1,7
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos no corrientes	772	1.147	-32,7	0,2
Otras cuentas comerciales por cobrar no corrientes	7.091	6.345	11,8	1,7
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	7.863	7.492	5,0	1,9
Otros activos financieros no corrientes	3.390	3.377	0,4	0,8
Otros activos no financieros no corrientes	8.087	8.643	-6,4	2,0
Total de activos no corrientes	258.604	238.450	8,5	63,4
Total de activos	407.744	337.495	20,8	100,0
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	5.724	5.196	10,2	1,4
Otras provisiones corrientes	1.156	42	2.655,5	0,3

CONCEPTO FINANCIERO	2022 COP millones	2021 COP millones	Análisis horizontal (%)	Análisis vertical (%)
Total provisiones corrientes	6.880	5.238	31,4	1,7
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios corrientes	29.254	17.516	67,0	7,2
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes corrientes	12.229	14.347	-14,8	3,0
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	41.484	31.862	30,2	10,2
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	22.511	11.967	88,1	5,5
Obligaciones financieras corrientes	31.751	11.158	184,6	7,8
Otros pasivos financieros corrientes	1.016	430	136,0	0,2
Otros pasivos no financieros corrientes	4.385	4.048	8,3	1,1
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	0	64.704	-100,0	0,0
Total pasivos corrientes	108.026	64.704	67,0	26,5
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	8.654	10.209	-15,2	2,1
Otras provisiones no corrientes	131	172	-23,8	0,0
Total provisiones no corrientes	8.785	10.382	-15,4	2,2
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	0	0	0	0
Pasivo por impuestos diferidos	11.397	13.728	-17,0	2,8
Pasivos por impuestos corrientes, no corriente	3.370	3.370	0,0	0,8
Obligaciones financieras no corrientes	80.706	58.466	38,0	19,8
Otros pasivos financieros no corrientes	4.349	6.264	-30,6	1,1
Otros pasivos no financieros no corrientes	825	895	-7,8	0,2
Total de pasivos no corrientes	109.432	93.104	17,5	26,8
Total pasivos	217.458	157.808	37,8	53,3
Capital emitido	55.985	55.985	0,0	13,7
Prima de emisión	800	800	0,0	0,2
Ganancias acumuladas	96.197	86.246	11,5	23,6
Efectos por adopción NIF	77.971	71.344	9,3	19,1
Reserva legal	28.062	28.062	0,0	6,9
Otras reservas	2.171	3.377	-35,7	0,5
Otras partidas patrimoniales (ORI)	7.071	5.217	35,5	1,7
Patrimonio total	190.286	179.687	5,9	46,7
Total patrimonio y pasivos	407.744	337.495	20,8	100,0

Fuente: SUI – Elaboración DTGE

Una vez verificadas las cifras en el Estado de Situación Financiera (Figura 2), encontramos que los activos de la empresa en la vigencia 2022 se posicionan en 407 744 millones COP 21 puntos más que la reflejada en la vigencia 2021, en cuanto a los pasivos estos aumentaron en 38 puntos porcentuales pasando de 157 808 millones COP en 2021 a 217458 millones COP en 2022, el patrimonio presento un aumento de 6% ubicándose en diciembre 31 de 2022 en 190 286 millones COP como se puede observar en la Tabla 3.

El Rubro más representativo dentro del activo es la propiedad planta y equipo con 56%, consecuente con los activos de su actividades principales la distribución y comercialización de energía, siendo la Distribución la más representativas y para poder generar ingresos importantes es necesario tener una infraestructura de redes eléctricas, subestaciones y otras asociadas a esta actividad, el siguiente rubro en importancia del activo es la cartera del servicio con 23%, y le sigue el efectivo con un 6%.

Con relación al financiamiento de la empresa este se compone de la siguiente forma: 53% con terceros y 47% de sus accionistas; en cuanto al apalancamiento con terceros sus principales pasivos son, 28% sector financiero, y otras cuentas por pagar, con 10% acreencias relacionadas con impuestos, en tercer lugar, 9% las cuentas por pagar de bienes servicios.

El patrimonio de la empresa asciende a 190 286 millones COP 10 599 millones COP más que la vigencia 2021, el capital suscrito y pago es el 29% del patrimonio total, las reservas ascienden al 17%, y las ganancias acumuladas representan un 51% del total del pasivo (Ver Tabla 3).

Tabla 4 Deudores

Deudores	2022 (millones COP) corrientes	2022 (millones COP) No corrientes	2021 (millones COP) corrientes	2021 (millones COP) No corrientes
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes ¹	92.431	772	59.019	1.147
Cuentas comerciales por cobrar por venta de bienes ²	8.248	0	1.692	0

Deudores	2022 (millones COP) corrientes	2022 (millones COP) No corrientes	2021 (millones COP) corrientes	2021 (millones COP) No corrientes
Otras cuentas por cobrar corrientes	3.668	7.091	2.467	6.345
Total de Deudores	104.347	7.863	63.178	7.492

Fuente: SUI – Elaboración DTGE

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 (Ver Tabla 4).

“(…) Los subsidios por servicio de energía aumentaron con respecto a 2021, al igual que el estimado por la aplicación de la opción tarifaria. La cartera de energía a diciembre 2022, presentó un incremento en la cartera corriente y vencida; es importante anotar que el ataque cibernético que tuvo la empresa en diciembre del 2022, tuvo influencia en este aumento de cartera. Los saldos financiados disminuyeron por el recaudo de las cuotas facturadas. (…)”

Para EDEQ, el saldo de la opción tarifaria a 2022 es de 44 695 millones COP, en 2024 esperan tener un acumulado de 87 000 millones COP, su recuperación presupuestan se logre al finalizar el 2023 y termine en el año 2026, es importante mencionar que de acuerdo a lo informado por EDEQ, estos conceptos los asume el comercializador, generando mayores necesidades de flujo de caja, dado a que como estos rubros no han sido facturados al usuario final se registra como ingreso y cuenta por cobrar, al considerarlo un hecho económico lo reconocieron contablemente así mismo se pagaron los impuestos nacionales y municipales, los demás costos comerciales que se tienen en cuenta para la distribución de dividendos, entre otros rubros, esto entonces genera que el prestador deba tener liquides en su caja por lo que requirió de créditos para sobrellevar este proceso.

Las Cuentas comerciales por cobrar por venta de bienes corriente y no corriente de acuerdo a nota 9 de los Estados financieros, están representados por depósitos entregados en garantía, arrendamientos operativos (principalmente por el alquiler de infraestructura), créditos a ex trabajadores, derechos cobrados por terceros, comisiones, entre otros. La principal

variación corresponde al pago de Garantías TIES y cuenta en custodia, que es un mecanismo de cubrimiento para respaldar las transacciones del mercado nacional; la cual tuvo una recapitalización con el fin de permanecer en mínimo el pago de un mes de la operación comercial.

la Tabla 5 muestra las condiciones a diciembre de 2022 de los diferentes estratos, siendo el rubro de otros deudores que corresponde a los subsidios por el ministerio los que acumulan un mayor valor de 20 235 millones COP seguido por los estratos comercial 21 455 millones COP, Residencial estrato 2 por 14 235 millones COP, y estrato 3 por 11 890 millones COP, los cuales acumulan el 67% de la cartera total.

El deterioro corresponde a 7 095 millones equivalente al 7% del total cartera, según la Nota 9 de los estados financieros donde enuncian lo siguiente:

“(...) El incremento corresponde principalmente a registro de deterioro por opción tarifaria. Las cuentas por cobrar de deudores de servicios públicos generan intereses y el término para su recaudo es, generalmente, 35 y 40 días después de vencida la factura.

Las cuentas por cobrar de largo plazo están medidas a costo amortizado bajo el método de tasa de interés efectiva y las cuentas por cobrar de corto plazo se presentan en su monto nominal. (...)”

Adicional el prestador en su informe ejecutivo a diciembre de 2022, relaciona la participación de esta cartera por municipios donde presta los servicios de energía eléctrica de la siguiente manera.

“(...) La mayor participación de la cartera total se ubica en el municipio de Armenia con el 69%, seguido de Calarcá y Quimbaya con el 7%.

Con relación a la cartera vencida el municipio con mayor participación es Armenia con el 57%, \$3,887, Calarcá 13%, \$821 y La Tebaida 7%, \$437.

Respecto a la cartera mayor a 60 días el municipio con mayor participación es Armenia con el 57%, \$962, Calarcá 15%, \$821 y Quimbaya 12%, \$198(...)”

Tabla 5. Cartera del Servicio por Estrato Socioeconómico

Concepto	Corriente	No Corriente	Total Cartera
Comercialización	0	0	0
Residencial Estrato 1	11.098.474.000	0	11.098.474.000
Residencial Estrato 2	14.234.754.000	0	14.234.754.000
Residencial Estrato 3	11.879.893.000	0	11.879.893.000
Residencial Estrato 4	4.115.044.000	0	4.115.044.000
Residencial Estrato 5	4.482.068.000	0	4.482.068.000
Residencial Estrato 6	1.013.383.000	0	1.013.383.000
Comercial	21.454.548.000	805.884.000	22.260.432.000
Industrial	9.457.056.000	0	9.457.056.000
Oficial	654.933.000	0	654.933.000
Alumbrado público	901.205.000	0	901.205.000
Otros	20.235.019.000	0	20.235.019.000
Total Comercialización	99.526.377.000	805.884.000	100.332.261.000
Total Cuentas por cobrar Servicio de Energía Eléctrica	99.526.377.000	805.884.000	100.332.261.000
Total Deterioro Cuentas por Cobrar Servicio de energía eléctrica	7.095.365.000	33.651.000	7.129.016.000
Cuentas por cobrar netas Servicio Energía	92.431.012.000	772.233.000	93.203.245.000

Fuente: SUI – Elaboración DTGE

- **Propiedad Planta y Equipo**

Estos activos de acuerdo a las actividades del prestador son los que sustentan la mayor porción de recursos con los que se generan los beneficios en la actividad económica de energía eléctrica las redes y cables y las denominadas plantas (subestaciones de energía) suman 140 510 millones COP, equivalente al 62% de la propiedad planta y equipo, le siguen las plantas ductos y túneles con 45 007 millones COP y representan el 20% de la propiedad planta y equipo (Ver tabla 6).

La variación más significativa de un periodo al otro se refleja en las construcciones en curso la cual paso de 5 901 millones COP en 2021 a 10 086 millones COP en 2022, relacionadas con este rubro se encuentran, según la nota 4 de los estados financieros lo siguiente.

“(…)- Mercancía proyectos redes: Se presentó un incremento en el plan de inversiones del OR, en el que se destaca la instalación de reconectores y redes en nivel de tensión 3. Por otro lado, se tuvo un aumento del 40% Ponderado en el precio de todos los grupos de materiales; dada la problemática que tuvo la cadena de suministro de materias primas a nivel global como consecuencia de la pandemia y las diferentes situaciones geopolíticas en Europa y Asia.

Expansión de subestaciones: Actualmente se viene trabajando en la construcción de la nueva bahía de Línea tipo GIS en la subestación Armenia y la nueva subestación Centenario...

Reposición de Subestaciones: Corresponde principalmente a la reposición y modernización del sistema de automatización, control y protección de las subestaciones Pinos y Quimbaya. (...)”

De acuerdo a lo anterior la variación es la materialización de las exigencias regulatorias para la calidad y continuidad del servicio establecidas por la Comisión de Regulación en su Resolución 015 de 2018, por lo tanto, genero para el año 2022 un aumento de la propiedad planta y equipo del 9%.

Tabla 6 Propiedad Planta y Equipo

Construcciones en curso	2022 (millones COP)	2021 (millones COP)	Variación de la PPYE %
Redes Líneas y Cables	140.510	129.690	8,3
Plantas ductos y Túneles	45.007	47.874	-6,0
Construcciones en curso	13.796	5.901	133,8
Terrenos y edificios	10.086	10.016	0,7
Maquinaria y equipo	4.005	2.655	50,8

Construcciones en curso	2022 (millones COP)	2021 (millones COP)	Variación de la PPYE %
Equipos de Comunicación y Computación	10.194	8.891	14,7
Muebles y Enseres	491	675	-27,3
Otra propiedad, Planta y equipo	2.942	3.342	-12,0
Total de Propiedad, Planta y Equipo	227.031	209.044	8,6

Fuente: SUI – Elaboración DTGE

- **Otros Activos**

En este literal reuniremos rubros diferentes a la cartera del servicio y la propiedad planta y equipo, los cuales hacen referencia a, efectivo y equivalentes de efectivo 25 006 millones COP, los cuales disminuyeron en 2022 por la constitución de certificados de depósito a término (CDT), que incrementaron los otros activos financieros, adicional a la menor recepción de pagos por concepto de subsidios y contribuciones.

Los activos por impuestos a las ganancias corrientes se encuentran en 12 810 millones COP, estos corresponden a correspondiente al IVA pagado en la adquisición de activos fijos reales productivos durante la vigencia 2022, quedando un beneficio por tomar en el momento en que las construcciones en curso sean efectivamente activadas; adicional se registra anticipo de renta por pago realizado a la DIAN,

Otros activos financieros corrientes y no corrientes por cobrar 8 489 millones COP, estos últimos de acuerdo a referencia de la nota 10 de los estados financieros dictaminados corresponden a:

“(…) La constitución del patrimonio autónomo para el pago de obras por impuestos, mecanismo por el cual se realiza el pago de impuestos (declaración de renta del año gravable 017) con participación en obras para las Zonas Más Afectada por el Conflicto Armado - ZOMAC, en el mejoramiento de vías terciarias en Cocorná.

- **Pasivo Financiero**

Posicionándose en 31 751 millones COP a corto plazo y 80 706 millones COP a largo plazo, se evidencia un aumento significativo de 42 833 millones COP con relación a la vigencia 2021 (Ver Tabla 7), según la Nota 17 créditos y préstamos, este mayor valor obedece a:

“(…) a la amortización por pago de capital e intereses a las entidades bancarias, igualmente al registro de intereses y costo amortizado de los diferentes créditos.

Adicional, se realizó desembolso de crédito transitorio con el banco AV Villas y créditos largo plazo con BBVA y Banco Popular. Los nuevos créditos y préstamos de la empresa fueron adquiridos con el fin de apalancar el plan de inversiones. (…)”

Tabla 7 Endeudamiento Financiero

Entidad Financiera (corto y largo plazo) millones COP	2022	2021
BANCO AV VILLAS	46 753	6 635
BANCO BBVA	26 286	33 088
BANCO BOGOTA	19 008	18 363
BANCO POPULAR	11 535	-
BANCO DE OCCIDENTE	8 217	1 481
FINDETER	658	10 058
TOTAL	112 457	69 624

Fuente: SUI – Elaboración DTGE

- **Otras Cuentas por Pagar**

EL total de las cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes corresponden Principalmente a acreedores por adquisición de servicios corrientes que en el año 2022 que reflejo saldo de 29 254 millones COP estos acreedores presentan un crecimiento con respecto al 2021, por la causación de TIES, y la cuenta custodia esto con el fin de que siempre esta tenga un mínimo de un mes de operación comercial.

La cuenta comercial por pagar por adquisición de bienes corrientes, reflejo para el 2022 un saldo de 12 229 millones COP, Esta presenta una disminución con respecto al 2021 de 2 118

millones COP, esto por pagos de transacciones por contratos de servicio, de mantenimientos, asesorías técnicas, honorarios, entre otros.

EDEQ informa que los pagos a proveedores se realizan 30 días calendario una vez radicada la factura o documento equivalente, esto para pagos superiores a 10 Salarios mínimos mensuales.

- **Otros Pasivos**

Respecto a Beneficios a empleados el valor a 31 de diciembre de 2022 suma 14 378 millones COP, distribuido así: a) Beneficios post empleo pensiones 7 286 millones COP b) Beneficios a Empleados largo plazo 1 368 millones COP por prima de antigüedad, c) Beneficios a corto plazo 4 263 millones COP de los cuales cesantías 1 490 millones COP, prima de vacaciones 1 267 millones COP, vacaciones 1 169 millones COP, interés sobre cesantías 230 millones COP y nomina por pagar 107 millones COP , la variación se presentó por variación corresponde a la aplicación del incremento salarial, de acuerdo con lo establecido en la convención colectiva de trabajo 2022-2025 en donde se toma el mayor entre el IPC + 1,5 o incremento de salario mínimo (2022 IPC :5.62%; SMMLV: 10.07%). y d) Beneficios post empleo 5 724 millones COP.

Provisiones, activos y pasivos contingentes un total de 177 millones COP, entre el pasivo corriente y el no corriente por desmantelamiento o restauración ambiental, donde la empresa informa que

“(...) se encuentra obligada a incurrir en costos de desmantelamiento o restauración relacionados con el retiro de transformadores que contienen PCBs (Bifenilos policlorados), por lo cual se ha comprometido al desmantelamiento de estos activos desde el 2006 hasta el 2025 plazo máximo de acuerdo con el convenio de Estocolmo celebrado el 7 de febrero de 1997 por el programa de Naciones Unidas para el medio ambiente y firmado por Colombia en el 2001(...)”

por otras provisiones un valor de 1 110 millones COP, de acuerdo a nota 22 de los estados financieros dictaminados informan que

“(…) Con corte a diciembre 2022 no quedaron registradas provisiones por litigios, debido a la terminación de dos demandas que se estuvieron provisionando durante el año. La disminución/recuperación en las provisiones por \$58 obedecen a la terminación sin pago de litigio 2023035 y por sentencia favorable para la empresa y al acuerdo conciliatorio que se logró con la demandante del litigio 21007861, mediante el cual se pagó un valor inferior al provisionado. (…)”

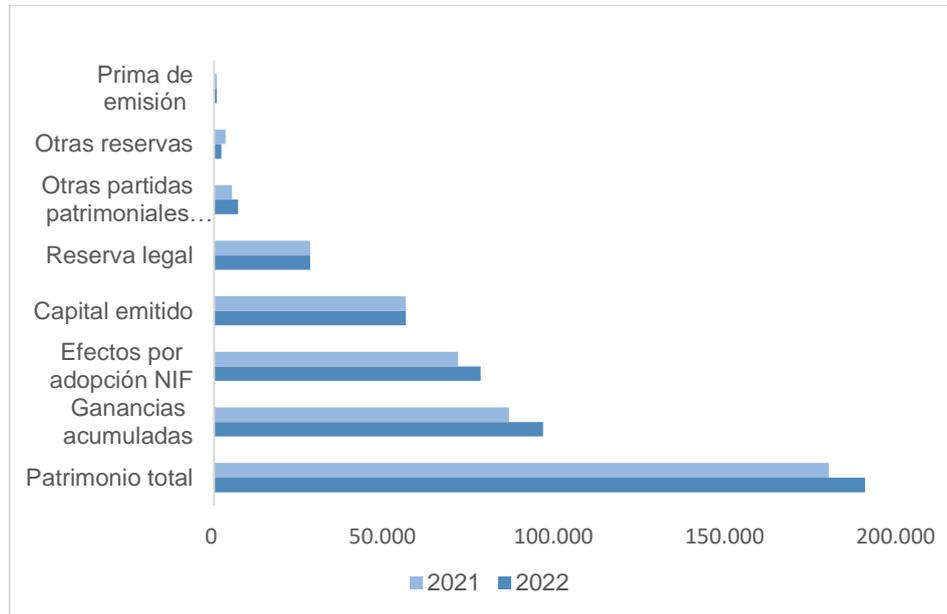
- **Patrimonio**

Lo relacionado con el patrimonio individual de la empresa, se posiciona en 190 286 millones COP. Está conformado por los siguientes conceptos: a) ganancias acumuladas el cual mantiene la mayor porción del apalancamiento con socios 51%, este rubro agrupa las ganancias y pérdidas de ejercicios anteriores, efectos de transición al nuevo marco regulatorio NIF 41%, b) Capital emitido de los socios 29%, c) y las Reservas de la empresa con un 20% del total del patrimonio (ver figura 3).

De acuerdo a información recibida en visita con respecto a los dividendos informaron que, Se tiene como política distribución del 100% de la utilidad no gravadas En 2022 se distribuyeron dividendos correspondientes a la utilidad del 2021 por el 101% el mayor valor corresponde a la liberación de la reserva del art. 130 del ET.

En 2023 se decretó la entrega de dividendos de la utilidad no gravada del 2022 por 71%, No se entregó el 100% dado las necesidades de caja por efecto de la Opción tarifaria.

Figura 3 *Conceptos de Patrimonio*



Fuente: SUI – Elaboración DTGE

- **Estado de Resultados Integrales**

Para la vigencia 2022 la situación de resultados integrales (Ver Tabla 8) muestra aumento en ingresos por el orden del 21% posicionándose en 352 857 millones COP, no obstante, el costo de ventas también revela un incremento, de 15% más que el año 2021, este mayor valor en costo de ventas redunda en una utilidad bruta del ejercicio que para la vigencia 2022 se posiciono en 121 466 millones COP, 34% más a la presentada en 2021, otras partidas como son los gastos administrativos se evidencia un incremento pues de 26 622 millones COP en 2021 a 31 518 millones COP en 2022, con relación a erogaciones que tienen un gran impacto encontramos los costos financieros que pasaron 4 659 millones COP en 2021 a 11 252 millones COP en 2022, otros Gastos los cuales presentaron un leve disminución pasando de 1 149 millones COP en 2021 a 894 millones COP en 2022.

Tabla 8 *Estado de Resultados Integrales*

CONCEPTO FINANCIERO	2022 (millones COP)	2021 (millones COP)	Análisis Horizontal %	Análisis Vertical %
Ingresos de actividades ordinarias	352.857	291.704	21,0	100,0
Costo de ventas	231.391	201.348	14,9	65,6
Ganancia bruta	121.466	90.356	34,4	34,4
Otros ingresos	2.462	4.832	-49,0	0,7
Gastos de administración	31.518	26.622	18,4	8,9
Otros gastos	894	1.149	-22,1	0,3
Ganancia (pérdida) por actividades de operación	91.516	67.418	35,7	25,9
Ingresos financieros	3.853	1.337	188,2	1,1
Costos financieros	11.252	4.659	141,5	3,2
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	6.671	1.421	369,6	1,9
Otros ingresos (gastos) procedentes de subsidiarias, entidades controladas de forma conjunta y asociadas	401	-151	-365,3	0,1
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	77.847	62.524	24,5	22,1
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	0	23.658	-100,0	0,0
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	48.817	38.866	25,6	13,8
Ganancia (pérdida)	48.817	38.866	25,6	13,8

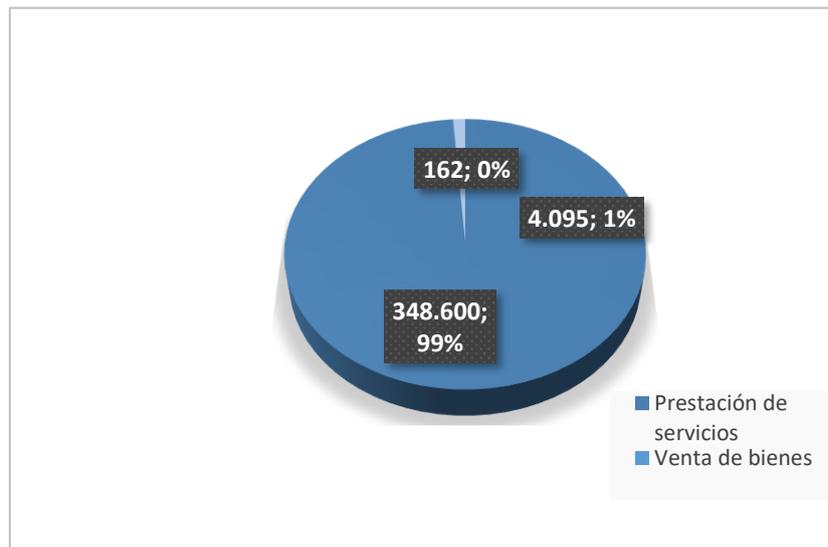
Fuente: SUI – Elaboración DTGE

- **Ingresos de Actividades ordinarias**

El total de los ingresos ordinarios sumaron 352 857 millones COP superando en 61 153 millones COP la vigencia 2021, se encuentran distribuidos como lo muestra la Figura 4 ; la prestación de los servicios de energía eléctrica de acuerdo a nota 25 de los Estados financieros señala que este ingreso es de 99%¹ El prestador cuenta con ingresos adicionales por la prestación de servicios no vigilados tales como; Servicio de facturación y recaudo, recargas móviles eléctricas ingresos recibidos por interés efectivo y de mora, ingresos recibidos por alquiler de infraestructura eléctrica, fibra óptica, y venta de medidores, entre otros los cuales representan el 1% del ingreso total.

“ (...) Los ingresos por prestación del servicio de energía corresponden a los servicios de comercialización 85%, especialmente por el consumo del mercado regulado y Distribución 15% principalmente por uso del Sistema de Distribución Local (SDL). (...)”

Figura 4 Ingresos por Actividades 2022



Fuente: SUI – Elaboración DTGE

El prestador discrimino cada uno de sus ingresos por los servicios que presta, de acuerdo a su objeto social, es así que la nota 25 de los Estados Financieros los detalla así:

(...)

1 Los ingresos por prestación del servicio de energía corresponden a los servicios de Comercialización 85%, especialmente por el consumo del mercado regulado y Distribución 15% principalmente por uso del Sistema de Distribución Local (SDL).

2 Ingresos percibidos producto de los convenios de facturación y recaudo como el caso de Efigas, SBS Seguros, La Crónica S.A.S., Los Olivos, NEPSA S.A. E.S.P., Multipropósito, URBASER S.A. E.S.P., entre otros. Igualmente se encuentra la comisión por el servicio de corresponsalía bancaria, por medio del cual se prestan todos los servicios de las entidades financieras de las cuales operamos como corresponsal bancario.

3 El ingreso recibido por concepto de intereses efectivo e intereses de mora de clientes por financiación de ventas de servicios públicos y financiación de infraestructura. Así mismo, al estimado del componente de financiación de la opción tarifaria, el cual empezó a registrarse en 2022.

4 Los servicios de financiación por otros ingresos, consumo recarga movilidad eléctrica, asistencia técnica, honorarios, comisiones, entre otros.

5 El reconocimiento de las compensaciones de calidad en la prestación del servicio de energía, el cual se registra como un menor valor del ingreso.

6 El ingreso de los servicios de alquiler de infraestructura eléctrica, fibra óptica, adicionalmente incluye la partida de arrendamiento de propiedades de inversión y de bienes muebles e inmuebles.

7 Venta de medidores, la cual se realiza para servicios nuevos o para cambio de los ya existentes.

- **Costo de Ventas**

Las erogaciones de costos de ventas (Tabla 9) para la prestación del servicio de energía ascienden a 231 391 millones COP en la vigencia 2022, los más representativos corresponden a costos bienes y servicios para la venta, con ese porcentual de 71% millones COP, servicios personales 10% , depreciaciones 6% y otros 12% la empresa indica que este incremento se relaciona con:

“(…) La variación corresponde a mayores ejecuciones en restricciones, Sistema de Transmisión Nacional (STN) y Sistema de Transmisión Regional (STR), compras en bolsa, Liquidación y Administración de Cuentas (LAC), reactiva, compensación y otros. Igualmente se presentó recuperación de la demanda de energía, lo que obliga a una mayor adquisición.

2 El crecimiento obedece principalmente al incremento salarial del 10.07% (2021: 3.5%) y bonificación por firma de la convención colectiva de trabajo.

3 Teniendo en cuenta la capacidad de infraestructura que debe poseer la empresa para la prestación de un servicio óptimo; la propiedad, planta y equipo representa el mayor porcentaje del total de activos con los que cuenta la empresa; de allí que la depreciación de éstos represente un porcentaje significativo dentro del rubro costos por prestación de servicios. Adicional se presenta crecimiento de la propiedad, planta y equipo y modificación de vidas útiles por los planes de reposición, con el objetivo de mejorar la condición operativa del SDL.

4 Los otros costos incluyen principalmente órdenes y contratos de otros servicios, mantenimiento y reparaciones, servicios de soporte, mantenimientos de licenciamiento, asesorías técnicas y honorarios; los cuales crecen por la continuidad de los servicios de mantenimiento de líneas, redes y ductos y contrato integral; así como el incremento del IPC en 5.62% y salario mínimo 10.07%, entre otros costos generales. (...)"

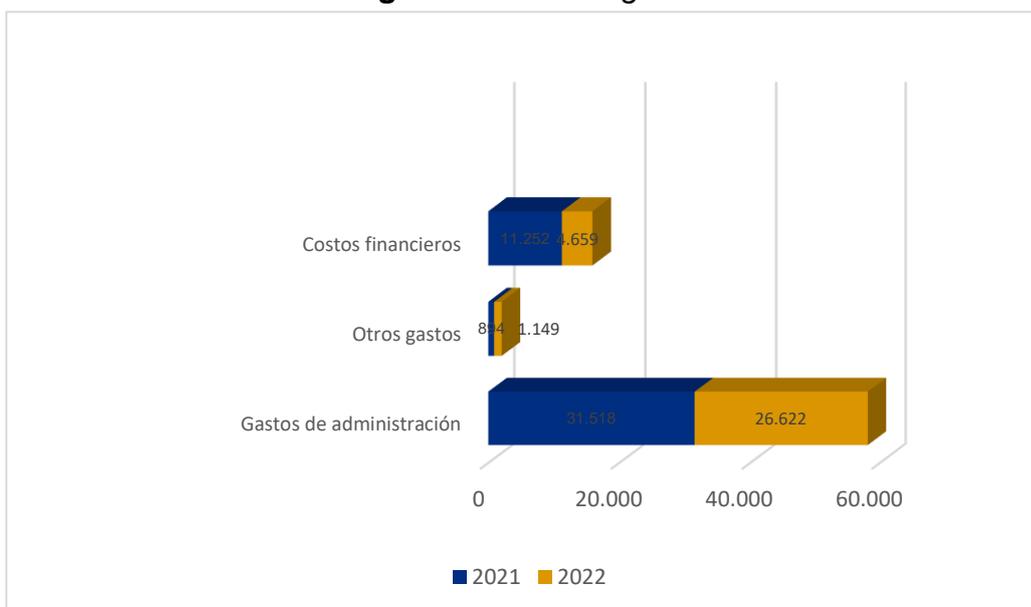
Tabla 9 *Conceptos Principales del costo de ventas*

COSTOS POR PRESTACION DE SERVICIOS	2022	2021
Costo de bienes y servicios públicos para la venta	164 931	145 978
Servicios personales	23 657	19 973
Depreciaciones	13 940	12 288
Otros	28 864	23 109
TOTAL COSTOS POR PRESTACION DE SERVICIOS	231 391	201 348

Fuente: SUI – Elaboración DTGE

- **Otras Erogaciones**

Figura 5 Otras Erogaciones



Fuente: SUI – Elaboración DTGE

Los gastos de administración suman 31 517 millones COP (**Figura 5**), de estos los más representativos son gastos de personal 10 640 millones COP, impuestos contribuciones y tasas 5 774 millones COP, otros gastos generales 5 993 millones COP, y las comisiones, honorarios, y servicios se ubicaron en 2834 millones COP, la nota 29 indica:

(...)

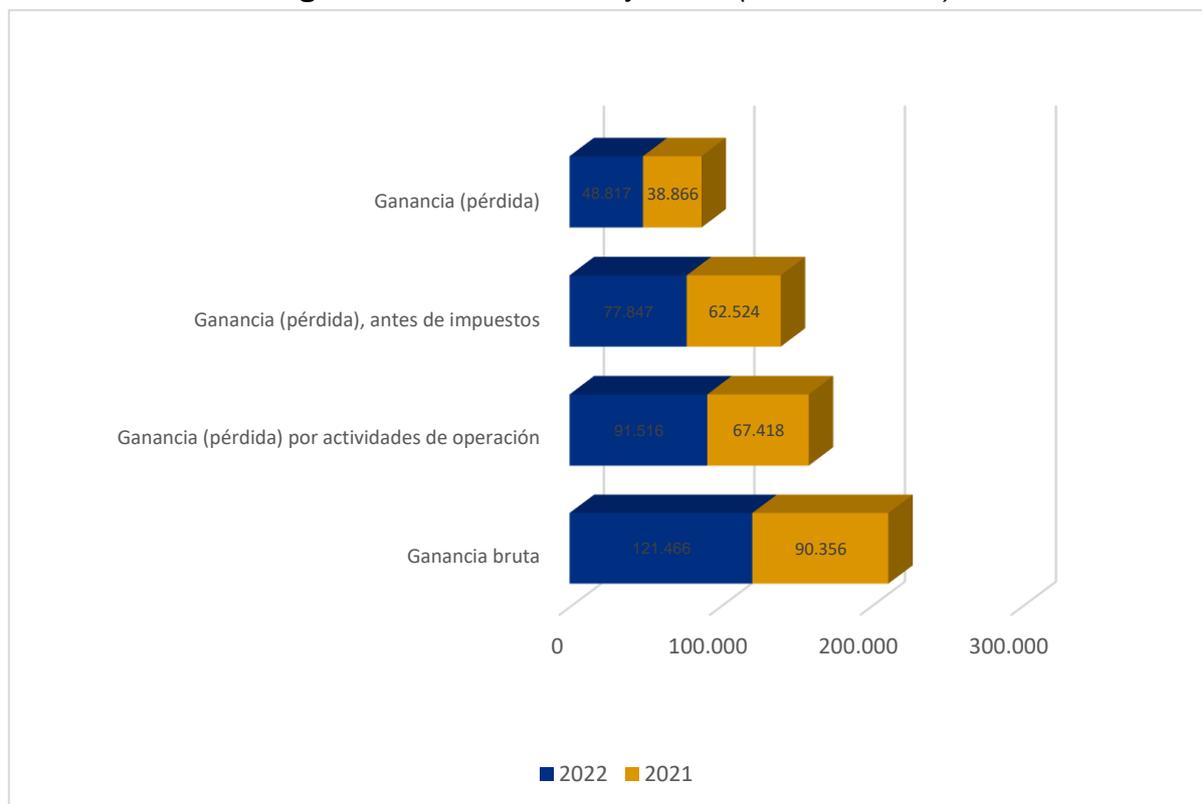
Los Otros gastos de personal, incluyen pensiones beneficios post empleo, beneficios de largo plazo y beneficios en tasa de interés a los empleados. Impuestos contribuciones y tasas su variación corresponde a impuesto de industria y comercio por mayores ingresos obtenidos en el periodo.

Otros gastos generales, comprende la amortización de activos: por derechos de uso, depreciación de propiedades, planta y equipo, alumbrado navideño, entre otros. (...)”

- **Utilidades generadas**

Para el periodo terminado de 2022, EDEQ presentó una ganancia neta por valor de 48 817 millones COP, (Figura 6) reflejando un aumento en comparación con el periodo anterior de 9 951 millones COP, esto representa porcentualmente un incremento de 25.6% haciendo una verificación de los distintos resultados del periodo encontramos que la ganancia bruta es de 121 466 millones COP, ganancia operacional 91 516 millones COP y ganancia antes de impuestos de 77 847 millones COP, en comparación con la vigencia anterior los resultados se incrementaron, cabe recalcar que este incremento está compuesto además de la operación normal del negocio con sus diferentes actividades vigiladas y no vigiladas, al valor de la opción tarifaria, y que se reduce el cálculo de los impuestos generados.

Figura 6 Utilidades del Ejercicio (millones COP)



Fuente: SUI – Elaboración DTGE

Como punto importante en el proceso de evaluación Integral, se revisó la calificación dada por Fitch Ratings, en la Escala Nacional de largo plazo la cual fue AAA(col) para el año 2022. Fitch recalca que esta calificación es determinada por el fortalecimiento de generación operativa de la empresa, con un negocio fuerte, que la estructura tarifaria y la ejecución oportuna de las inversiones, les han generado mejora en sus indicadores operativos, adicional informa que:

“(...) Posición de Liquidez Sólida: EDEQ tiene una posición de liquidez fuerte, soportada en la estabilidad de sus ingresos y FCO, y en la caja disponible. Al cierre de 2022, la empresa contaba con caja y equivalentes en efectivo por COP30.105 millones y FCO por COP35.000 millones, frente a vencimientos de deuda de corto plazo por COP31.700 millones. La agencia considera que la exposición a riesgos de refinanciamiento de EDEQ es baja debido a su perfil de negocio fuerte, la robustez de su flujo de caja y niveles moderados de apalancamiento, junto con disponibilidad de cupos de crédito preaprobados por cerca de COP74.000 millones. (...)”

- **Flujo de Efectivo**

La empresa cierra con un total de recursos de 30 104 millones COP, los ingresos operacionales, los recursos de subsidios, y los créditos, contrarrestado con unas salidas de los costos de operación en el círculo normal del negocio, el pago del servicio de la deuda y demás erogaciones, produjeron tener una balanza equilibrada, que al final del ejercicio la prestadora tuviera fondos suficientes en su disponible.

Tabla 10 Flujo de Efectivo (millones COP)

	2022	2023	a mayo 2024
	ACUM REAL	PROYECTADO	PROYECTADO
INGRESOS	391.008,48	532.735,78	177.485,21
Operacionales	262.959,04	344.316,81	148.952,33
Otros ingresos	13.495,22	10.062,16	4.754,69
Subsidios	16.094,36	22.498,79	-
Recaudo de terceros	47.162,92	53.118,02	23.778,19

Desembolso de créditos	51.296,93	102.740,00	-
Créditos transitorios	15.000,00	-	-
Créditos LP	36.296,93	102.740,00	-
EGRESOS	392.430,93	546.236,53	211.030,75
Costos de comercialización	159.274,72	206.102,75	94.925,10
Costos de producción	25.595,93	32.132,47	7.968,74
Pago dividendos	39.871,44	34.694,05	-
Inversiones nuevos negocios	2.128,00	8.126,00	-
Otras Aplicaciones de Inversión	13.295,42	12.724,19	2.049,69
Funcionamiento	16.406,23	16.306,50	5.001,67
Impuestos contribuciones y tasas	27.557,64	49.431,15	26.400,60
Proyectos de inv infraestructura	24.557,09	43.890,89	9.092,71
Gastos de personal	37.899,65	43.792,64	17.595,61
Recaudo de terceros	27.667,03	51.539,84	23.221,34
Servicio deuda	18.177,77	47.496,03	24.775,29
Amortización LP	10.757,81	29.981,10	11.034,10
Intereses LP	6.571,56	17.077,49	13.741,20
Intereses CP	848,40	437,44	-
Total recursos	30.104,38	39.191,24	5.645,70

Fuente: EDEQ – Elaboración DTGE

Las proyecciones para el año 2023 (Ver Tabla 10) de acuerdo a información del prestador, los ingresos los modelan teniendo en cuenta la disminución en el recaudo dado el impacto de la opción tarifaria, tienen previsto que la recuperación de la cartera de la opción tarifaria se inicie en el año 2025.

El endeudamiento presupuestado para el año 2023 es de 102 740 millones COP, en primer semestre de 2023 se desembolsaron 36 500 millones COP y para octubre de 2023 se espera un desembolso de \$66,240. Este endeudamiento se obtiene para plan de inversiones y capital de trabajo.

- Resultados por Actividad en el servicio de energía eléctrica

La Dirección Técnica de Energía 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 actividades prestadas, encontrando (**Tabla 11**) que la actividad de distribución es la que aporta resultados negativos a la ganancia neta de la empresa en contrario a la actividad de comercialización que evidencio utilidad.

Tabla 11 *Distribución de Utilidades por Unidad de Negocio*

Concepto	Distribución	Comercialización
Ingresos	47.756,05	305.100,76
Costos operativos	54.797,85	176.593,25
Gastos administrativos	18.219,23	19.968,98
Utilidad operacional del negocio	-25.261,03	108.538,53
Utilidad operacional del servicio	83.277,49	
Utilidad no operacional	-5.429,50	
Utilidad antes de impuestos	77.445,99	
Utilidad neta	48.816,00	

Fuente: SUI – Elaboración DTGE

- **Evaluación de la Gestión**

Teniendo en cuenta que: i) el contexto normativo contable que 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 en 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 anteriormente expuesto, 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 (Ver Tabla 12), a la luz de la resolución vigente y, adicionalmente, pone a consideración de los interesados los mismos indicadores calculados para el año teniendo como base las actuales mediciones en la vigencia 2022 (Ver Tabla 13).

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

Tabla 12 Indicadores de Gestión - Referentes CREG

Indicadores de Gestión	Resultado 2022	Referente CREG	Concepto
Razón Corriente (Veces)	1,38	1,84	No Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar (días)	103,50	45,96	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar (días)	64,54	24,93	No Cumple
Cubrimiento de Gastos Financieros (veces)	10,90	64,60	No Cumple
Margen Operacional (%)	34,52%	25,00%	Cumple

Fuente: SUI – Elaboración DTGE

Tabla 13 Indicadores de Gestión Referentes NIF

Indicadores de Gestión	Resultado 2022	Referente NIF	Concepto
Razón Corriente (Veces)	1,38	1,84	No Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar (días)	103,50	46,94	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar (días)	64,54	35,86	No Cumple
Cubrimiento de Gastos Financieros (veces)	10,90	27,47	No Cumple
Margen Operacional (%)	34,52%	21,36%	Cumple

Fuente: SUI – Elaboración DTGE

Con relación a los resultados para el prestador EDEQ, se evidencia que la empresa no cumple con 4 de los referentes establecidos por la comisión de regulación en la Resolución 034 de 2004, como tampoco cumple con 4 referentes establecidos por este despacho con valores tomados bajo norma internacional. Sin embargo, los resultados obtenidos no evidencian problemas financieros que pudieran 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.

Con la información certificada para el año 2022, y los cálculos realizados por esta Dirección, El prestador presentó un EBITDA DE 122 672 millones COP.

- **Auditoria Externa de Gestión de Resultados**

- **Concepto Viabilidad Financiera**

Una vez considerados los estados financieros a diciembre 31 de 2022 y 2021 y las proyecciones de la Empresa De Energía del Quindío S.A. E.S.P. para el período 2023 - 2027 concluimos:

La entidad viene presentando resultados positivos en los últimos años, los cuales se espera (con base en las proyecciones financieras) que se mantengan en el corto y mediano plazo.

De acuerdo al análisis realizado se estima que el nivel de apalancamiento (medido como deuda bruta sobre EBITDA) se mantenga por debajo de 3x (veces) y el margen EBITDA esté alrededor de un promedio del 26% para el periodo 2023-2027. EDEQ mantiene niveles de liquidez adecuados para dar continuidad a su operación. Esto se refleja en un indicador de razón corriente de 1,38 para 2022 y 1,53 para 2021. Se estima mantenerse por encima de 2,2 para el período 2023 - 2027 según las proyecciones financieras.

Una vez revisados los aspectos mencionados y verificada la información entregada por EDEQ, es posible concluir sobre el aspecto financiero que la entidad para la vigencia evaluada muestra un comportamiento positivo, apuntando siempre a la mejora continua.

La opinión positiva se argumenta en los resultados positivos obtenidos y el análisis de los indicadores de gestión y de nivel de riesgos. Frente a las cifras económicas, EDEQ obtuvo resultados adecuados derivados de la operación, pues cumplió en su mayoría con las metas presupuestarias establecidas, además del crecimiento evidenciado en la vigencia tanto para los usuarios como para los ingresos, adicional sobre el futuro de corto, mediano y largo plazo, se evidencia un escenario estable, que permite a la entidad continuar con la hipótesis de negocio en marcha y el desempeño de sus proyecciones financieras y de inversión en infraestructura, mejora en la cobertura y calidad del servicio.

- **Informe de hallazgos contraloría 2021 y 2022.**

En la vigencia 2021, tuvieron dos hallazgos de tipo administrativo:

- Método de participación Patrimonio Autónomo Financiación Social
- Sanción por corrección presentación información exógena 2019

En la vigencia 2022 en fecha de evaluación integral atendían visita de la contraloría, sin hallazgos a la fecha.

4.5. El Dictamen a los Estado financieros por parte de la Contraloría Distrital de Medellín con fecha 2023/05/09 Radicado de la contraloría E202300001744, es limpio o sin salvedades, como se extrae a continuación.

“(…) Los Estados financieros de la Empresa de Energía del Quindío S.A.E.S.P. EDEQ, presentan razonablemente en todos los aspectos materiales, el resultado de sus operaciones y los cambios en su situación financiera de diciembre 2022(…)”

4.4.2. Aspectos comerciales

La Tabla 14 muestra la información reportada en el SUI para la vigencia 2022 de la EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDÍO SA ESP – EDEQ SA ESP. La empresa cuenta con un promedio mensual de 210.143 suscriptores en el mercado de comercialización «QUINDIO», con una variación positiva respecto a la anualidad 2021 del 2,50%, teniendo los siguientes datos por estrato y sector:

Tabla 14. Cantidad de usuarios promedio 2022 por estrato.

Estrato/Sector	Descripción	2021	2022	Variación %
1	Estrato 1	41.312	43.018	4,13
2	Estrato 2	63.804	64.828	1,60
3	Estrato 3	47.896	49.021	2,35
4	Estrato 4	15.857	16.367	3,21
5	Estrato 5	14.422	14.697	1,91
6	Estrato 6	1.579	1.674	6,02
I	Industrial	1.683	1.669	-0,84
C	Comercial	16.347	16.732	2,36

Estrato/Sector	Descripción	2021	2022	Variación %
O	Oficial	1.055	1.064	0,79
P	Provisional	1.054	1.064	1,00
AP	Alumbrado Público	10	11	8,55
	Promedio mensual	205.019	210.143	2,50

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP

La variación se evidencia principalmente para el uso no residencial «Industrial» con una variación negativa del -0,84%, conservándose la tendencia de variación positiva para los demás estratos y usos.

En cuanto a los usuarios residenciales los estratos con mayor incremento está el estrato 1 con el 4,13%, teniendo un crecimiento de 1.706 suscriptores que en promedio se incrementaron con relación a 2021, seguido del estrato 6 con el 6,02% de variación con un incremento de 95 suscriptores.

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

Tabla 15. Usuarios regulados y no regulados diciembre-2022 para EDEQ.

Tipo de Usuario	Cantidad
Usuarios Regulados	211.905
Usuarios no Regulados	0

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP

Tal como se puede observar en la Tabla 15, el 100% de los usuarios son regulados y no atiende usuarios no regulados al cierre de la vigencia 2022.

Tabla 16. Cantidad de usuarios promedio por municipio 2022 por estrato / sector

Municipio	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Industrial	Comercial	Oficial	Provisional	Alumbrado Público
DISTRITO CAPITAL											

Municipio	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Industrial	Comercial	Oficial	Provisional	Alumbrado Público
BOGOTÁ	0	0	0	0	0	0	0	9	0	0	0
CALDAS											
MANIZALES	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
CAUCA											
POPAYÁN	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
PUTUMAYO											
MOCOA	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
QUINDIO											
ARMENIA	294.683	301.429	410.178	155.581	170.749	18.499	9.076	132.697	4.531	5.940	14.497
BARAYA	36	168	312	132	12	0	96	242	0	24	0
BARCELONA	48	384	48	60	24	0	0	12	0	0	0
BARRAGÁN	36	36	48	24	0	0	0	72	24	0	0
BOQUÍA	233	168	156	60	24	12	0	55	12	0	0
BUENAVISTA	1.730	5.715	1.074	120	0	0	280	771	360	60	253
CALARCÁ	36.455	135.551	64.167	23.357	1.464	96	2.176	18.569	1.229	1.018	0
CIRCASIA	32.527	50.020	20.521	5.295	1.050	352	1.244	6.789	648	1.371	0
CONDominio AGUA BONITA	24	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CONDominio BOSQUES DE TOSCANA	0	0	180	108	0	0	0	0	0	0	0
CONDominio LA ALDEA	12	48	60	60	60	0	0	12	0	0	0
CONDominio LA MICAELA	24	0	0	0	0	0	12	0	0	0	0
CONDominio LAS COLINAS	0	36	24	324	0	0	0	0	0	0	0
CONDominio LOS ABEDULES Y YARUMOS I	0	48	102	327	111	0	0	0	0	0	0
CONDominio LOS ALMENDROS	60	24	0	0	0	0	0	24	0	0	0
CONDominio LOS ROBLES	12	12	132	72	0	0	0	0	0	0	0
CONDominio QUINTAS DEL BOSQUE	0	0	48	156	24	0	0	0	0	0	0
CONDominio VALLE DEL SOL	24	48	0	0	12	0	12	0	24	0	0
CÓRDOBA	12.520	7.298	1.069	84	0	18	288	1.195	384	58	301
EL CAIMO	608	708	780	444	96	36	72	280	36	132	0
EL CASTILLO	216	192	180	24	0	0	48	48	12	0	0
EL CUZCO	0	0	12	0	0	0	0	0	0	0	0
EL GIGANTE	252	84	153	84	12	0	36	39	12	0	0
EL LAUREL	288	588	36	0	0	0	0	24	0	0	0
EL NARANJAL	300	406	0	4	0	0	0	20	12	0	0
EL PLANAZO	48	72	12	12	0	0	36	0	0	0	0
EL TRIUNFO	444	0	24	0	0	0	0	12	0	0	0

Municipio	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Industrial	Comercial	Oficial	Provisional	Alumbrado Público
FILANDIA	12.200	21.087	13.802	1.062	268	12	798	4.366	612	654	745
FUNDACION AMANECER	0	0	24	0	0	0	0	0	0	0	0
GÉNOVA	9.455	14.220	5.823	216	60	0	397	1.610	660	39	421
LA 18 GUAYABAL	228	72	0	0	0	0	12	0	0	0	0
LA BELLA	24	1.173	192	12	0	0	36	219	36	0	0
LA CABAÑA	24	0	12	0	0	0	0	0	0	0	0
LA ESPAÑOLA	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LA EXPLANACIÓN	396	208	36	0	0	0	0	8	12	0	0
LA INDIA	12	36	12	0	0	0	12	12	0	0	0
LA MARÍA	180	708	36	0	0	0	192	60	24	0	0
LA MARIELA	184	72	0	0	0	0	0	0	12	0	0
LA MONTAÑA	142	204	69	12	0	0	24	3	12	12	0
LA POLA	360	72	60	0	0	12	0	12	0	0	0
LA PRADERA	12	12	0	0	0	0	12	12	0	0	0
LA SILVIA	34	830	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LA SIRIA	132	48	12	12	0	0	0	0	12	0	0
LA TEBAIDA	23.075	75.691	11.419	4.165	849	540	929	7.725	546	1.067	1.705
LA VIRGINIA	1.527	1.311	33	12	0	0	24	36	48	0	0
MONTENEGRO	47.472	57.150	25.751	1.772	830	51	1.172	9.384	1.255	813	2.136
MURILLO	12	48	108	168	36	0	72	108	24	24	0
ONCE CASAS	372	276	241	36	47	0	84	48	24	0	0
PIJAO	8.143	8.445	1.860	484	72	24	444	1.222	576	53	289
PUEBLO RICO	276	537	36	0	0	0	48	3	12	0	0
PUEBLO TAPADO	348	2.176	338	72	12	0	84	503	60	0	0
PUERTO ALEJANDRÍA	528	408	72	12	0	0	12	36	36	0	0
QUEBRADANEGRA	300	300	24	0	0	0	0	24	24	0	0
QUIMBAYA	23.936	70.902	23.079	820	169	34	1.754	9.989	833	784	1.596
RÍO VERDE	36	156	12	12	0	0	12	84	0	0	0
SALENTO	4.601	17.479	5.080	963	256	360	366	4.117	516	697	853
SAN JUAN DE CAROLINA	0	12	36	12	0	0	0	12	0	0	0
URBANIZACIÓN EL CAÑEY	336	36	0	0	0	0	0	0	12	0	0
VILLA LIGIA	0	0	0	12	0	0	0	0	0	0	0
VILLARAZO - SAN LUIS	96	84	0	0	0	0	0	0	12	0	0
RISARALDA											

Municipio	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Industrial	Comercial	Oficial	Provisional	Alumbrado Público
PEREIRA	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0
VALLE DEL CAUCA											
ALCALÁ	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
CAICEDONIA	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0
TULUÁ	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
#N/A	1.180	1.128	768	216	132	40	168	312	120	24	0
TOTAL	43.018	64.828	49.021	16.367	14.697	1.674	1.669	16.732	1.064	1.064	1.900

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP.

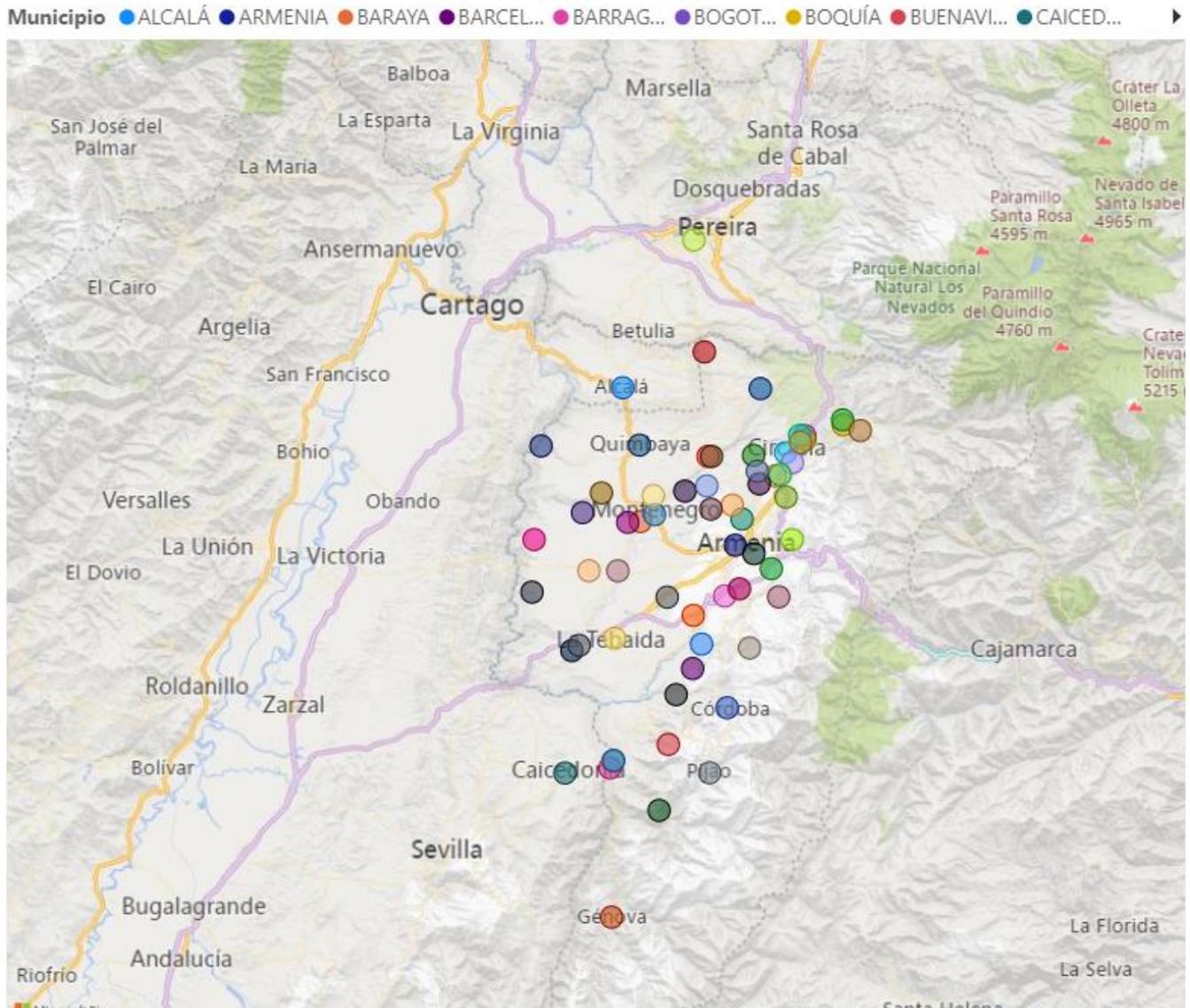
EDEQ SA ESP, con presencia en el Quindío principalmente atiende los 12 municipios, corregimientos e inspecciones de policía que comprenden el departamento como se observa en la Tabla 16.

Sin embargo, de conformidad con la información reportada en el formato TC1, y los datos certificados por el prestador de la ubicación de sus usuarios, conforme a la divipola, se encuentra atendiendo en: Bogotá D. C., Manizales – Caldas, Popayán – Cauca, Mocoa – Putumayo, Pereira – Risaralda y Alcalá, Caicedonia y Tuluá – Valle del Cauca, situación que es precisa sea aclarada por el prestador, toda vez, que presuntamente se trate de errores de reporte de esta información al SUI.

Así mismo, se observó códigos NIU no identificados, pues al cruzar con divipola el registro no concuerda con codificación alguna que permita determinar la ubicación de estos códigos. Situación que deberá ser revisada por el prestador.

En la Figura 7 , se muestra la ubicación y distribución del mercado atendido por el prestador a nivel nacional a corte de 2022:

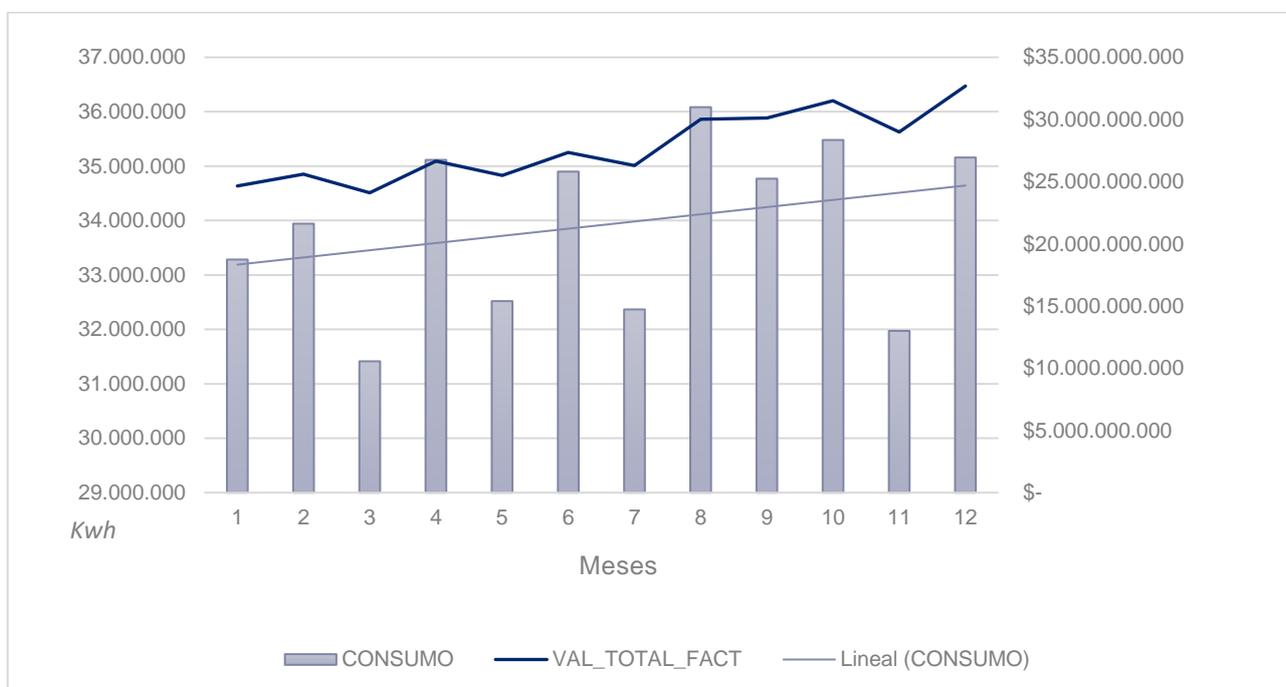
Figura 7. Ubicación de municipios atendidos por EDEQ SA ESP, 2022



Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP

Por otro lado, la facturación total de EDEQ SA ESP, para el año 2022 fue de \$333.482.203.472, siendo el mes de diciembre con mayor facturación con el 9,8% correspondiente a \$ 32.691.887.941, seguido de octubre con el 9,5% correspondiente a \$32.691.887.941; sin embargo, el comportamiento de la variable «Valor Total Facturado» es constante y creciente a lo largo de la vigencia 2022.

Figura 8. Paralelo de facturación y consumo de EDEQ SA ESP, para la vigencia 2022.



Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP.

Tal como se observa en la Figura 8, se muestra una variación en el consumo reportado y respecto a la variable de facturación, se presenta una tendencia al aumento, principalmente a partir del mes de agosto.

Es pertinente indicar que la variable de Valor Total Facturado no presenta cambios significativos, con tendencia creciente, es diferente al contrarrestar la variable de Consumo; porque el consumo para el mes de enero se encuentra dentro del promedio de la vigencia analizada, y su tendencia es creciente, como se grafica en la convención «Lineal (CONSUMO)», presenta varias fluctuaciones durante la anualidad, llamando la atención el consumo más significativo que se presentó durante el mes de agosto 36.083.468 kWh, cuando la facturación para ese mes no fue significativa respecto a la información de los demás meses de esta anualidad.

De igual forma, para el mes de marzo, se presentó menor consumo respecto a la información del resto de los meses de la misma anualidad, de 31.414.222 kWh.

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

- **Subsidios FSSRI y FOES**

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

- **Contribuciones y Subsidios - Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso – FSSRI.**

Como se mencionó a lo largo del documento, el prestador EDEQ SA ESP, es un comercializador que, en el esquema de subsidios y contribuciones, atiende a usuarios regulados en los estratos residenciales 1, 2, 3, 4, 5 y 6 y en los sectores: comercial, industrial, provisional, oficial y alumbrado público.

De la anterior clasificación, se encuentran suscriptores con beneficio de subsidios, así como usuarios sujetos de contribución. El prestador reportó al SUI la información pertinente a subsidios (FSSRI) 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, S5. Formato Validaciones Trimestrales Subsidios, S6. Usuarios

Beneficiarios del Descuento y/o Exención Tributaria 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.

Figura 9. Subsidios SUI – Subsidios enviado por el prestador EDEQ SA ESP, para la vigencia 2022.



Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP

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 obedecen a valores inferiores reportados en el SUI respecto a la información aportada como insumo para la realización de la presente evaluación integral, para el caso de subsidios otorgados la diferencia suma (-\$ 26.343.235), sin embargo, llama la atención la

diferencia que se presenta en contribuciones facturadas porque el valor reportado es superior al aportado por el prestador en el momento de la evaluación integral, el cual suma (\$2.330.977.380) para la vigencia 2022.

Es de advertir que, solo para el mes de enero las contribuciones facturadas presentaron diferencias negativas, es decir valores reportados en el SUI inferiores a los aportados por el prestador para la evaluación integral.

Durante el desarrollo de la evaluación integral, en la reunión realizada el pasado 18 de julio de 2023, se dejó establecido el compromiso de revisar y/o proceder con la reversión del formato TC2 del cual se realizó la consulta de la información presentada.

Se tuvo acceso a la comunicación remitida del 01 de agosto de 2023, mediante la cual, únicamente establecen acciones de reversión y/o solicitud de modificación de información en el SUI, refiriéndose a los formatos: S1, S2 y S6, sin pronunciarse sobre las diferencias antes ilustradas que presenta el formato TC2.

A continuación en la Tabla 17, se presenta la información del SUI de la variable «Subsidios Otorgados» y la aportada por el prestador con las diferencias encontradas, siendo inferiores los valores reportados a los aportados por el prestador.

Tabla 17. Información de subsidios otorgados reportada en el SUI para la vigencia 2022.

MES	FORMATO CONSULTADO	SUBSIDIOS OTORGADOS REPORTADOS EN EL SUI	SUBSIDIOS OTORGADOS APORTADOS POR EL PRESTADOR	DIFERENCIAS PRESENTADAS
1	TC2 RES 12515	\$ 3.478.229.438	\$ 3.478.723.309	-\$ 493.871
2	TC2 RES 12515	\$ 3.305.124.736	\$ 3.306.765.814	-\$ 1.641.078
3	TC2 RES 12515	\$ 3.399.659.243	\$ 3.401.796.714	-\$ 2.137.471
4	TC2 RES 12515	\$ 3.469.158.183	\$ 3.471.089.082	-\$ 1.930.899
5	TC2 RES 12515	\$ 3.520.503.128	\$ 3.521.881.402	-\$ 1.378.274
6	TC2 RES 12515	\$ 3.617.794.390	\$ 3.618.687.433	-\$ 893.043

MES	FORMATO CONSULTADO	SUBSIDIOS OTORGADOS REPORTADOS EN EL SUI	SUBSIDIOS OTORGADOS APORTADOS POR EL PRESTADOR	DIFERENCIAS PRESENTADAS
7	TC2 RES 12515	\$ 3.716.960.927	\$ 3.719.097.998	-\$ 2.137.071
8	TC2 RES 12515	\$ 3.917.366.456	\$ 3.919.092.866	-\$ 1.726.410
9	TC2 RES 12515	\$ 4.171.217.955	\$ 4.173.543.815	-\$ 2.325.860
10	TC2 RES 12515	\$ 4.041.421.615	\$ 4.044.982.517	-\$ 3.560.902
11	TC2 RES 12515	\$ 3.882.612.712	\$ 3.886.675.885	-\$ 4.063.173
12	TC2 RES 12515	\$ 3.914.364.139	\$ 3.918.419.322	-\$ 4.055.183
	TOTAL ANUALIDAD	\$ 44.434.412.922	\$ 44.460.756.157	-\$ 26.343.235

Fuente: Elaboración propia datos SUI

Es de considerar que, la información de la Figura 9, fue presentada y remitida vía correo electrónico al prestador en las hojas de cálculo y reportes extraídos del SUI, 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. Lo anterior, con la finalidad de facilitar el proceso de revisión y ajuste de la información.

En cuanto a contribuciones facturadas, se presenta la información del SUI de la variable «Contribuciones Facturadas» y la información aportada por el prestador junto con las diferencias evidenciadas (Ver Tabla 18):

Tabla 18. Información de contribuciones facturadas reportada en el SUI para la vigencia 2022.

MES	FORMATO CONSULTADO	CONTRIBUCIONES FACTURADAS REPORTADAS EN EL SUI	CONTRIBUCIONES FACTURADAS APORTADAS POR EL PRESTADOR	DIFERENCIAS PRESENTADAS
1	TC2 RES 12515	\$ 1.205.228.109	\$ 1.137.752.451	\$ 67.475.658
2	TC2 RES 12515	\$ 1.366.031.341	\$ 1.238.682.260	\$ 127.349.081
3	TC2 RES 12515	\$ 1.182.859.587	\$ 1.082.681.030	\$ 100.178.557

MES	FORMATO CONSULTADO	CONTRIBUCIONES FACTURADAS REPORTADAS EN EL SUI	CONTRIBUCIONES FACTURADAS APORTADAS POR EL PRESTADOR	DIFERENCIAS PRESENTADAS
4	TC2 RES 12515	\$ 1.439.667.984	\$ 1.268.919.406	\$ 170.748.578
5	TC2 RES 12515	\$ 1.288.271.504	\$ 1.089.840.681	\$ 198.430.823
6	TC2 RES 12515	\$ 1.478.582.792	\$ 1.286.162.314	\$ 192.420.478
7	TC2 RES 12515	\$ 1.296.461.354	\$ 1.141.950.551	\$ 154.510.803
8	TC2 RES 12515	\$ 1.656.829.347	\$ 1.316.776.756	\$ 340.052.591
9	TC2 RES 12515	\$ 1.468.099.100	\$ 1.134.317.933	\$ 333.781.167
10	TC2 RES 12515	\$ 1.669.401.428	\$ 1.354.767.485	\$ 314.633.943
11	TC2 RES 12515	\$ 1.183.701.253	\$ 1.180.283.903	\$ 3.417.350
12	TC2 RES 12515	\$ 1.662.667.181	\$ 1.334.688.830	\$ 327.978.351
	TOTAL ANUALIDAD	\$ 16.897.800.980	\$ 14.566.823.600	\$ 2.330.977.380

Fuente: Elaboración propia datos SUI.

Al confrontar la información allegada por el prestador previo al desarrollo de la evaluación integral y la remitida el pasado 1 de agosto de 2023, se encuentra que corresponde a los mismos datos; sin embargo, no se encuentran las sustentaciones respectivas sobre las diferencias presentadas.

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.

Por lo anterior persisten las diferencias presentadas respecto a la información aportada y la reportada en el SUI.

A continuación, se muestra la información extraída del SUI y la información presentada por el prestador en el desarrollo de la presente evaluación integral, en cuatrimestres de la anualidad

2022. En color rojo, se muestran las cifras que presentan diferencias, bien sea, con la información aportada por el prestador o diferencias entre formatos que tienen la misma variable:

Tabla 19. Información reportada en el SUI de los diferentes componentes de Subsidios y Contribuciones analizados en las Conciliaciones para la vigencia 2022.

	TC2	S1	TC2	S1	S1	S10	S1	S10	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 (\$)
T 1	10.183.013.417	10.187.285.837	3.754.119.037	3.786.676.975	1.140.000	807.699	6.465.167	6.698.528	5.959.564.980	693.374.014
T 2	10.607.455.701	10.611.657.917	4.206.522.280	4.225.985.339	2.346.974	2.346.974	4.981.441	20.464.702	6.510.605.769	795.403.227
T 3	11.805.545.338	11.811.734.679	4.421.389.801	4.486.208.155	1.604.691	1.604.691	5.229.797	5.229.977	2.671.994.028	2.671.994.028
T 4	11.838.398.466	11.850.077.724	4.515.769.862	4.754.984.208	1.290.344	1.290.344	4.233.807	4.233.807	4.059.776.917	4.255.844.391

Fuente: Elaboración propia datos SUI

Tabla 20. Información remitida al MME y aportada por el prestador sobre las conciliaciones de subsidios y contribuciones del FSSRI la vigencia 2022

	SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCIONES RECAUDADAS DESPUÉS DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUÉS DE 6 MESES (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)
T1	10.187.285.837	3.792.002.142	0	0	5.959.564.980	0
T2	10.611.657.917	4.232.851.783	0	0	6.510.605.769	0
T3	11.811.734.679	4.489.833.261	0	0	2.671.994.028	0
T4	11.850.077.724	4.763.006.559	0	0	4.255.844.391	0

Fuente: Elaboración propia datos remitidos por el prestador sobre las copias de las conciliaciones remitidas MME.

La Tabla 20 muestra la información reportada en el SUI para las variables de subsidios otorgados, contribuciones facturadas, contribuciones recaudadas después de conciliado su no recaudo, contribuciones no recaudadas después de 6 meses y giros recibidos.

Vale aclarar que, la información de giros efectuados no se incorpora en la Tabla 19, teniendo en cuenta que para esta variable la información de los formatos S1 y S2, es igual y se encuentra acorde con la información suministrada por el prestador en el marco del desarrollo de la presente evaluación integral.

Como se observa en las respectivas tablas para todos los trimestres de la vigencia 2022, se presentan diferencias del formato TC2 en las variables subsidios otorgados y contribuciones facturadas para los cuatro trimestres y para el formato S1 se presentan diferencias en los cuatro trimestres para las variables: contribuciones facturadas, Contribuciones no recaudadas después de 6 meses y contribuciones recaudadas después de conciliado su no recaudo.

A su turno, el formato S10 presenta diferencias para los cuatro trimestres en la variable: Contribuciones no recaudadas después de 6 meses.

El formato S2 presenta diferencias en el primer y segundo cuatrimestre en la variable: giros recibidos.

Teniendo en cuenta estas diferencias, se reiterará el hallazgo con el objeto de entender la situación y de ser el caso, realizar reversión.

Por otra parte, en el ejercicio de la evaluación integral, se analizó el número de suscriptores beneficiarios de subsidio 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

De conformidad con lo reportado en el SUI para las vigencias 2021 y 2022 se presentan 205.019 y 210.143 suscriptores respectivamente, sin embargo, una vez analizada la información aportada por el prestador en el desarrollo de la presente evaluación integral, incluyendo el archivo en formato Excel aportado el 1 de agosto de 2023, se encuentra que si bien el número de suscriptores para los estratos residenciales y usos industrial y comercial,

corresponden a los valores reportados en el SUI para los meses de julio a diciembre 2022, se presentan diferencias que van entre el 5% y el 8% frente a la información aportada y el SUI, para el primer semestre de 2022, siendo en su mayoría mayor el número de suscriptores reportado en el SUI que el aportado durante el desarrollo de la presente evaluación integral.

A pesar de la sustentación remitida por el prestador el pasado 01 de agosto, es pertinente aclarar que el prestador solo aportó archivo en formato Excel que contenía la información de julio a diciembre de 2022; sin embargo, las inconsistencias continúan para el primer semestre de 2022, Así mismo, el archivo y comunicado de la fecha en mención, no contenía notas técnicas explicativas sobre las diferencias en el primer semestre.

Por lo anterior, se requiere sustentar y/o 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 e industrial, para el cual también se presentaron diferencias.

De otra parte, al analizar la información relacionada con los usuarios beneficiarios del descuento y/o exención tributaria para la vigencia 2022, se encuentra que cuenta con un promedio anual de suscriptores exentos reportados en el SUI de 191, de los cuales se identifican 39 códigos de la actividad económica principal de conformidad con el Registro Único Tributario.

Dada la información remitida por el prestador en el desarrollo de la evaluación integral, esta se procedió a cruzar con la información reportada en la vigencia 2022 trimestres 1, 2, 3 y 4, presentando diferencias en la información reportada en SUI y la aportada en el proceso de revisión.

Lo que se busca con este ejercicio, es cruzar la información del sistema de facturación con la reportada en el SUI, pese a que los archivos aportados por el prestador al parecer corresponden al Formato S6, estos presentaron diferencias que alineadas con la

comunicación remitida por el prestador el pasado 01 de agosto del año en curso, el reporte del formato S6 será sujeto de solicitud de reversión.

Teniendo en cuenta lo anterior, se presentan las siguientes diferencias:

- 1) El número de registros NIU reportados obedecen a 191 Contabilizados, no repetidos y los aportados corresponden a 312 Contabilizados, no repetidos
- 2) Al contrastar los NIU aportados para la realización de la evaluación Integral y los reportados en SUI, no se encontraron 122 NIU

No se recibieron archivos que aclaren o modifiquen los hallazgos antes presentados.

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

Con relación a este aspecto, se aborda el proceso operativo del sistema de facturación para los usuarios AGPE, seguido del procedimiento para participar en el control automático de tensión y así evitar el cobro de energía reactiva, ya sea inductiva o capacitiva.

- **Facturación a usuarios AGPE**

Para la liquidación de usuarios AGPE, EDEQ desarrolló una solución en su sistema principal SAC.NET. Los excedentes son reconocidos contablemente en una cuenta única denominada *Compras Energía AGPE/GD* y es utilizada por la empresa para relacionar todas las compras a los Pequeños Generadores. Adicionalmente, mensualmente emite un documento soporte para personas naturales que no están obligadas a facturar, y en la misma relacionan los costos de aquellas transacciones.

Para realizar la liquidación de excedentes del usuario AGPE, se cargan al aplicativo las matrices de consumo extraídas del equipo de medida, cruzando la energía importada menos la energía exportada, dando así, como resultado, el consumo facturable del usuario AGPE.

Una vez realizado este proceso, sobre el mismo valor del consumo facturable se realiza la aplicación de los subsidios y contribuciones.

Por último, con relación a los ajustes que debió realizar la empresa con el objeto de incorporar el consumo facturable del usuario AGPE como consecuencia de la expedición de la Resolución CREG 135 de 2021, la empresa modificará para el segundo semestre del 2023 el CCU y las facturas para incorporar los temas relacionados a usuarios AGPE. La herramienta desarrollada pertenece al Grupo EPM por lo cual dichos desarrollos son más competencia del grupo que de la empresa individualmente.

- **Energía Reactiva**

Respecto de la energía reactiva, se consultó a la empresa por aquellos usuarios a los que se les estaba aplicando cobro por concepto de energía reactiva de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. En particular, se analizaron los casos en los cuales se tenía un factor multiplicador M mayor a 1. De forma general, la empresa realiza una correcta aplicación del factor multiplicador a excepción de la condición de incremento de dicho factor luego del reinicio. Al respecto, la regulación establece 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*». Significa esto que, luego de tres meses en que no haya existido condición de exceso de transporte de energía reactiva, el valor del factor multiplicador vuelve a reiniciarse a uno; según lo dispuesto en la regulación, posterior a ese reinicio deben transcurrir nuevamente 12 meses en los que se presente la condición de exceso antes de que el factor M vuelva a incrementar a 2. En palabras de la CREG: «*independientemente de que sea posterior a un reinicio del esquema o no, la variable M aumentará de 1 a 2 cuando transcurran 12 meses*»¹.

¹ Radicado CREG E2023004354. En respuesta a Solicitud de concepto sobre aplicación del factor multiplicador M realizado por la DTGE.

El procedimiento que realiza la empresa da cuenta de que, luego del reinicio a 1 del factor multiplicador, al presentarse nuevamente la condición de exceso de transporte de energía reactiva, el factor M incrementa a 2 sin que antes transcurran 12 meses. Razón por la que la empresa deberá hacer las respectivas correcciones y ajustes a su sistema de facturación a razón de subsanar la incorrecta aplicación del factor M en la situación descrita.

- **Medición**

Respecto del Código de Medida se consulta 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 otra. De la información que remite la empresa y de los archivos que reposan en las hojas de vida de las fronteras comerciales, se evidencian las siguientes situaciones:

- Previo a la visita de evaluación, se le solicita a la empresa un listado de sus fronteras comerciales con reporte al ASIC. De ellas se consulta por las características de los elementos del sistema de medición para verificar el cumplimiento del Código de Medida. En ese listado se destacan 6 fronteras «tipo entre agentes» y de esas 6 fronteras, llaman la atención las fronteras Frt00388 y Frt00055 de las cuales se remite la siguiente información:

Tabla 21. Fronteras comerciales entre agentes.

Código SIC	Tipo Frontera	Clase Contador	Clase TC	Clase TP	Fecha de registro frontera
Frt00388	Tipo Entre Agentes	0.2 S	0.2	0.2	1/11/2020
Frt00055	Tipo Entre Agentes	0.2 S	0.2	0.2	1/11/2020

Fuente: EDEQ. Elaboración propia DTGE

Estas dos fronteras corresponden a un «tipo de punto de medición 1», en ese sentido, y tal como lo establece la regulación, la clase de exactitud para los transformadores de corriente (TC) para este tipo de punto de medición debería ser como mínimo de «0,2s». Se consulta a la empresa respecto de esa situación particular. Se presume inicialmente que la situación corresponde a un mal reporte de la información remitida a la DTGE. Para verificación se hace requerimiento de las hojas de vida de esas dos fronteras comerciales. La información que se reporta en la Tabla 21 se verifica la misma información; sin embargo, no se reportan claramente las fechas de entrada en operación de los transformadores de tensión y de corriente. Se requiere que la empresa mantenga las hojas de vida con la información completa. Si bien se infiere que los TC y TP de las fronteras en cuestión entraron en operación en 1995, previo a la entrada en vigencia de la Resolución CREG 038 de 2014, es necesario que esa información pueda evidenciarse en las hojas de vida de las fronteras. Se cuenta con el certificado de verificación inicial, el cual tiene fecha de 23/5/2015, se menciona el cumplimiento del Código de Medida en el documento.

- b) Respecto de las mismas fronteras, los certificados de calibración de los medidores principal y de respaldo que fueron remitidos en las hojas de vida de las fronteras en cuestión no evidencian el cumplimiento al código de medida respecto de lo establecido en su artículo 28, en donde se establece que, para tipos de punto de medición 1, la frecuencia de mantenimientos, y que implican la calibración de los medidores principal y de respaldo, debe ser de dos años. La frontera Frt00388 cuenta con certificados de calibración con fecha de 20/06/2018 y la frontera Frt00055, los medidores que entraron en operación en 2020 cuentan con certificado de calibración de ese año, teniendo pendiente haber realizado (o reportado) la calibración correspondiente del año 2022.

Sin embargo, posterior a la visita, con los soportes remitidos por la empresa y las actividades realizadas en sus fronteras comerciales, se da el cumplimiento al Código de Medida en esas situaciones particulares

Adicionalmente, se hace verificación de las comunicaciones de sus fronteras con el Centro de Gestión de Medida y de este con XM, de lo cual se evidencia el cumplimiento de Código de Medida respecto de los apartes relacionados a la información y la seguridad de esta. Se evidencia cumplimiento al Acuerdo CNO 1043 de 2018.

Otro aspecto evaluado está relacionado con el artículo 19 del Código de Medida, este establece:

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.

En ese sentido se solicitó a la empresa una base de datos de los usuarios que se encontraran conectados a través de activos de conexión y en la cual se informara la ubicación del punto de medición y del punto de conexión. Se evidencia de la información reportada que existe un número significativo de usuarios que no cumplen con lo estipulado en el citado artículo. La empresa informa estar realizando las gestiones para normalizar a estos usuarios. Desde la DTGE se hará seguimiento al proceso de normalización de estos usuarios.

- **Reclamaciones por concepto de medición**

En atención al requerimiento de la DTGE respecto de las gestiones realizadas por EDEQ para mejorar la atención a sus usuarios, y de esa manera reducir las PQR allegadas por aspectos de medida, la empresa informa que, en los procesos de toma de lectura y facturación, se han implementado las siguientes mejoras:

- *El sistema le indica al lector que la lectura está por encima o por debajo del promedio, generando una nota de “consumo criticado” en la pantalla de la terminal, así tiene la opción de tomarla de nuevo.*

- *El lector puede tomar evidencia de las novedades encontradas en terreno, tanto en el medidor como en las instalaciones o en el predio, lo que ayuda al analista que tomar decisiones en la crítica de lectura. (Anexo documento con evidencia fotográfica)*
- *El aplicativo para la toma de lectura permite ingresar las causas de no lectura y observaciones adicionales, las cuales ayudan al analista a realizar la crítica del consumo, evitando facturar consumos erróneos.*

A través del comportamiento de los siguientes indicadores, se puede evidenciar el cumplimiento de las metas:

- *Calidad de la lectura todo el mercado EDEQ: Medir la calidad en la toma de lectura por parte del contratista mediante el número de errores de lecturas reportadas, errores en las observaciones de lectura y cuentas no leídas:*

Año 2021: cumplimiento 99,98%
Año 2022: cumplimiento 99,98%
- *Calidad de la factura todo el mercado: Medir el nivel de la calidad de las facturas emitidas y entregadas a los usuarios, basados en los casos imputables por inconsistencias en las facturas.*

Año 2021: cumplimiento 100%
Año 2022: cumplimiento 100%

La empresa remite archivo donde se realiza el cálculo de los indicadores donde se destaca la buena gestión y el seguimiento a las reclamaciones relacionadas a temas de facturación relacionadas a la medición.

- **Reglamento de comercialización**

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

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 evidencian algunos casos en los cuales la empresa da respuesta posterior al plazo permitido por la regulación. En los casos particulares la empresa realiza las aclaraciones que corresponden. Si bien la empresa manifiesta hacer las correspondientes gestiones con los otros comercializadores, se le invita a hacer las gestiones que correspondan para mejorar los indicadores en cuanto a la emisión de las respuestas. Se evidencia también que la emisión de los paz y salvos se ha dado de forma oportuna en consideración a los tiempos de respuesta a la solicitud de estos.

Adicionalmente, se consulta a la empresa por las fronteras embebidas que tiene dentro de sus redes. EDEQ, como OR, manifiesta tener dos fronteras embebidas. Dentro de la información que remite la empresa, se evidencia que el registro de dichas fronteras se da antes de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 156 de 2011.

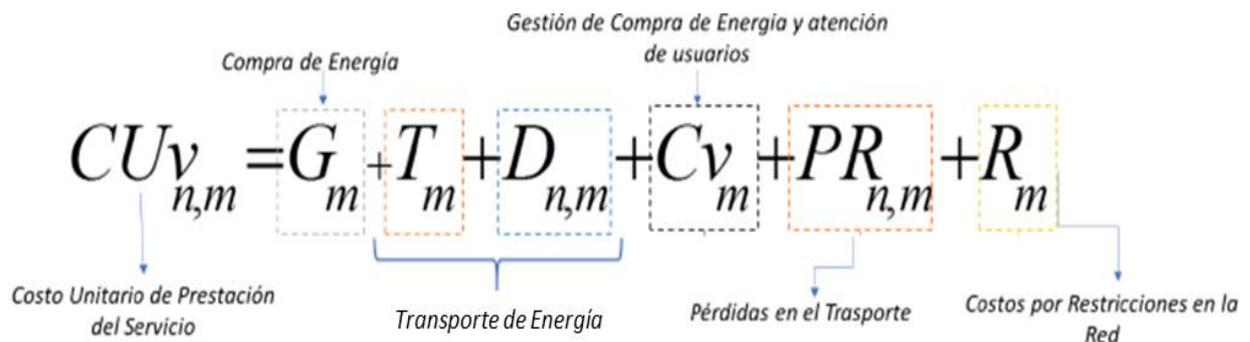
- **Aspectos tarifarios**

De acuerdo con la información comercial reportada en el Sistema Único de Información (SUI), la empresa EDEQ solo atiende usuarios regulados, ya que dejó de atender demanda no regulada una vez entraron al Grupo EPM, ya que Empresas Públicas de Medellín sería quien atendería ese segmento del mercado. Por lo anterior, en esta sección solo se hará referencia al mercado regulado en lo que corresponde al Costo Unitario de Prestación del Servicio y las tarifas aplicables a los usuarios regulados conectados a nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red, teniendo en cuenta que es la que aplica a la mayoría de los usuarios de la empresa.

- **Usuarios regulados**

Corresponde al costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado. El Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) de energía eléctrica, de acuerdo con la regulación establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, está

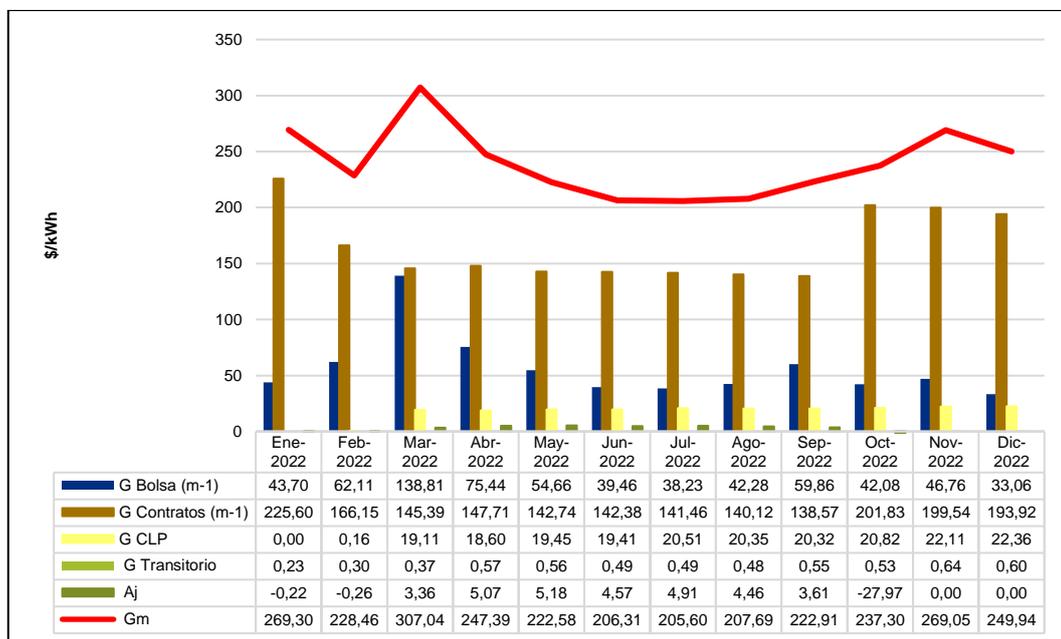
conformado por la suma de los componentes de generación (G), transmisión (T), distribución (D), comercialización (C), pérdidas (PR) y restricciones del sistema (R), cada uno de los cuales obedece a unas condiciones reguladas para la determinación de su valor.



- **Componente de Generación**

Este componente 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 Figura 10.

Figura 10. Componente de Generación (G) 2022 – EDEQ.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Con base en la Figura 10, puede evidenciarse un incremento del componente en el primer trimestre de 2022, alcanzando su valor más alto en el mes de marzo con un valor de 307,04 \$/kWh; así mismo, este primer trimestre tuvo el mayor promedio del componente con un valor equivalente a 268,27 kWh. Las barras de color azul oscuro corresponden al valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda regulada atendida con energía comprada en bolsa, que para el mes de marzo se puede observar el incremento significativo que se vio reflejado en el CU, 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, también se evidencia el aporte de las compras en la subasta del ministerio en color amarillo (G CLP).

En lo referente a calidad de información, la empresa realizó republicación de tarifas en el mes de febrero de 2022, si bien realizó la publicación, no actualizó la página web ni reversó el formato T9 del SUI, por lo que no estaba relacionada la energía comprada en la subasta del ministerio. Por lo anterior, en la gráfica se relaciona el primer valor publicado por la empresa con sus respectivos cálculos.

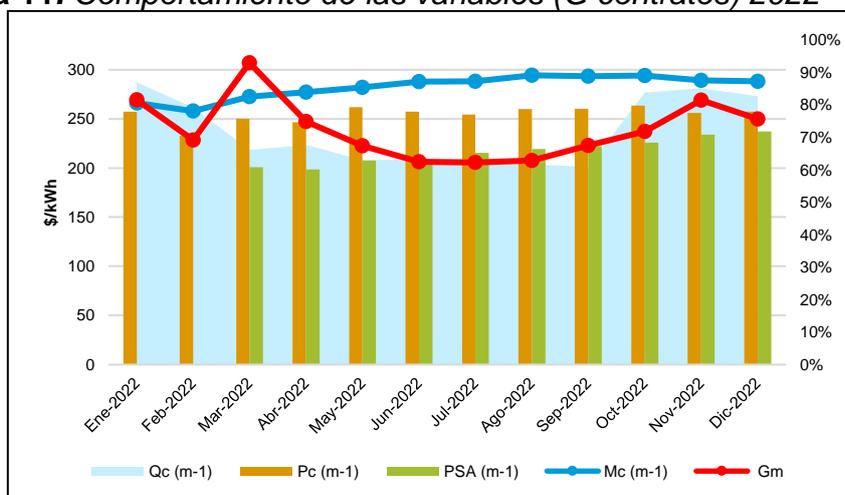
El aumento del componente de Generación en el mes de marzo correspondió a 34,39% con respecto del mes anterior, dicho aumento estuvo determinado por un incremento significativo en la participación proveniente del precio de bolsa en la fórmula de cálculo del componente, alcanzando la mayor participación en bolsa para el año 2022. Lo anterior, indica que la combinación del precio de bolsa junto con el nivel de exposición en ese momento hizo que se trasladara en marzo de 2022 un valor de 138,81 \$/kWh al componente de Generación.

También es importante mencionar que en marzo fue el mes en que se alcanzó el valor más alto del componente y, que en este mes también se presentó el mayor incremento con relación al mes inmediatamente anterior. El componente alcanzó un valor de 307,04 \$/kWh, un 33% de exposición en bolsa y el precio de bolsa más alto del año.

➤ **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 11. Comportamiento de las variables (G contratos) 2022 – EDEQ.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

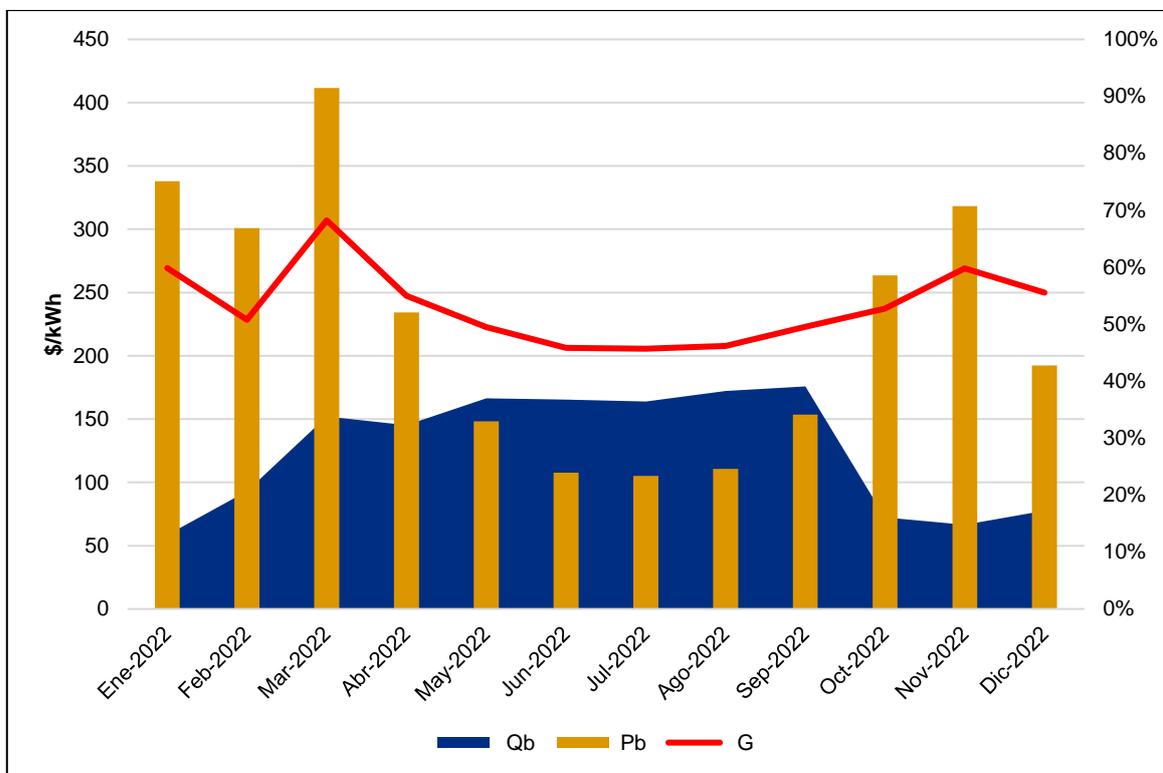
De la Figura 11 se puede observar que, en el año 2022, EDEQ adquirió energía a un precio promedio en contratos (Pc), cercano, pero menor al precio promedio del mercado (Mc). Cabe destacar que los valores de Pc no están representados en la gráfica, ya que son el resultado de la estrategia de negociación de la empresa y no son públicos. Estas negociaciones surgen de un proceso regulado de convocatoria pública, donde los oferentes proponen un precio y el comercializador evalúa su pertinencia para la adquisición de energía a dicho precio. En resumen, el precio promedio de la energía comprada en contratos durante el año 2022 fue de 254,80 \$/kWh, manteniéndose por debajo del promedio de Mc para el mismo período, lo que contribuyó a que el valor promedio del efecto final en el G fuera de 239,46 kWh.

En la misma gráfica, se puede observar lo sucedido en los meses de enero y noviembre 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 estos dos meses de 86%, dejando así un 14% expuesto al mercado; mientras que para el mes de marzo el Qc se redujo hasta el 66% por lo cual la empresa quedó más expuesta y su valor del componente aumentó.

➤ **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 12. *Comportamiento de las variables (G Bolsa) 2022 – EDEQ.*



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

En la Figura 12, se puede observar que la combinación del porcentaje de exposición en el mercado y su correspondiente precio tiene un impacto directo en el componente de Generación aplicado por EDEQ. Este componente experimenta un aumento en los meses de marzo, octubre y noviembre de 2022, cuando un precio en el mercado (Pb) de 411,46 \$/kWh y una exposición en el mercado del 33,80% resultaron en un valor de Generación (G) de 307,035 \$/kWh en marzo de 2022, que fue el mes con mayor valor en este componente en el año.

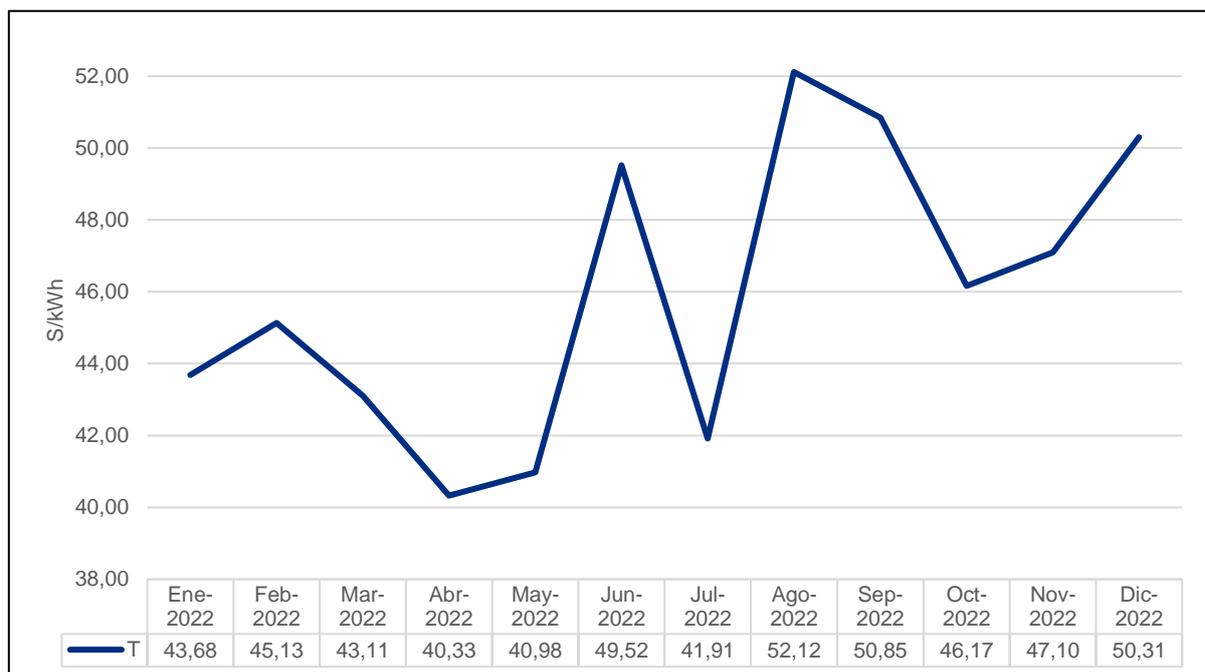
Es importante destacar que, a pesar del aumento en los precios del mercado, este incremento no se refleja directamente el valor del componente de generación debido a que la exposición en bolsa osciló entre el 13% y el 40%, afectando más que el valor, la exposición en bolsa; estos valores son soportados por la demanda comercial que se cubre en su mayoría mediante la adquisición de energía a través de contratos.

- **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 SA ESP 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 13 se muestran los valores del componente de Transmisión cobrado por EDEQ 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 13. *Comportamiento del componente de Transmisión 2022 – EDEQ.*



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Como se puede observar, el componente presentó su mayor valor en el mes de agosto equivalente a 52,11 \$/kWh, el menor valor en el mes de abril igual a 40,32 \$/kWh y un valor promedio de 45,933 \$/kWh.

- **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, remuneran 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).

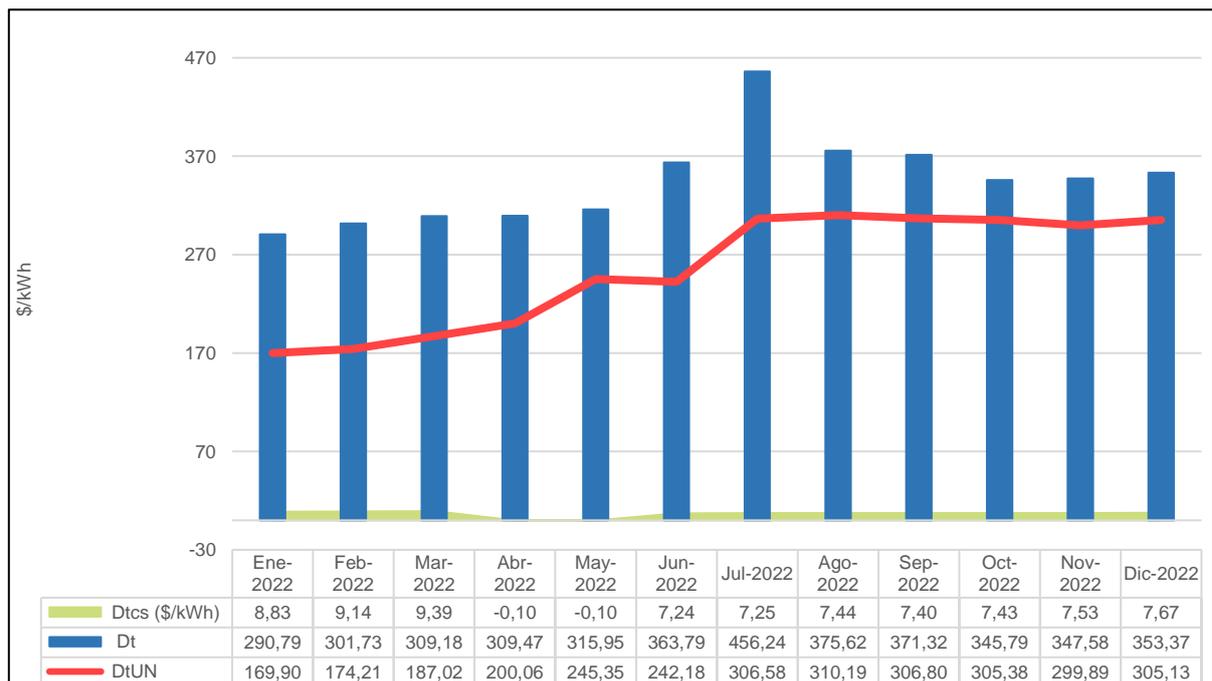
Mediante el Decreto 388 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía, se ordenó a la CREG establecer, dentro de la metodología de remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, Áreas de Distribución (ADD). Estas áreas se definen como conjuntos de redes de transmisión regional y/o distribución local destinados a brindar servicio en zonas urbanas y rurales, y son operadas por uno o más Operadores de Red. La conformación de estas áreas se realiza teniendo en cuenta la proximidad geográfica de los mercados atendidos 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) y 180574 de 2012 (ADD Centro); sin embargo, se resalta la Resolución 40227 de 05 de julio de 2022 del Ministerio de Minas y Energía, mediante la cual se actualizaron las áreas de distribución ADD, y se incorporó a la empresa CELSIA COLOMBIA SA ESP Mercado Tolima al Área de Distribución Oriente ADD ORIENTE, ya que antes no pertenecía a ningún área de distribución y trasladaba su cargo de distribución directamente al usuario final.

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.

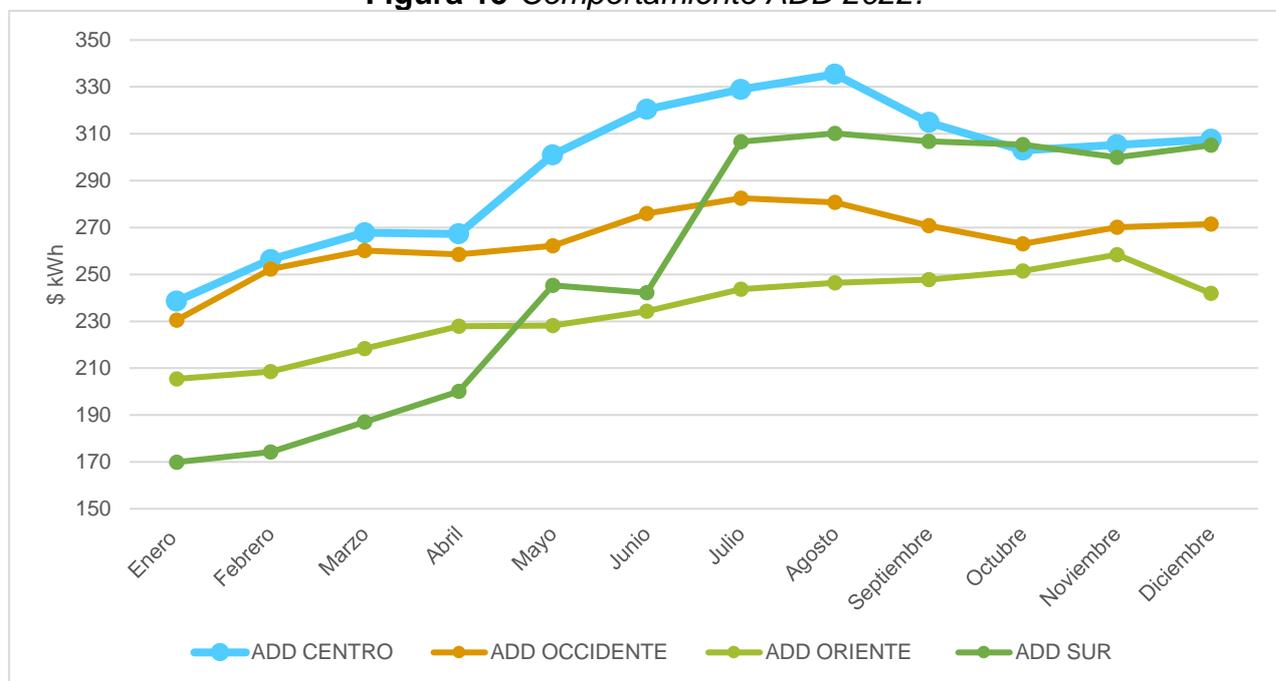
Así, EDEQ fue asignado al ADD Centro de acuerdo con la Resolución 180574 de 2012 junto con las empresas: Electrificadora de Santander S. A. E.S.P, Empresas Públicas de Medellín S. A. E.S.P, Centrales Eléctricas del Norte de Santander S. A. E.S.P, Empresa de Energía de Pereira S. A. E.S.P, Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. E.S.P. y Ruitoque S. A. E.S.P. A continuación, se presenta la evolución del componente de distribución.

Figura 14. Comportamiento componente de Distribución - 2022 – EDEQ



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 15 Comportamiento ADD 2022.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 14 se puede apreciar la evolución de la variable DtUN del ADD Centro a lo largo de 2022. Durante este periodo, el valor promedio de DtUN fue de 295,54 \$/kWh, alcanzando un máximo de 335,40 \$/kWh en agosto y un mínimo de 238,60 \$/kWh en enero. Es importante destacar que el valor de DtUN a partir del mes de mayo fue superior al cargo por uso del Operador de Red (OR), lo que implica que la diferencia se transfiere a otras empresas dentro del Área de Distribución (ADD) que presentan valores superiores a DtUN. Por otro lado, en la Figura 15 se puede observar el comportamiento de las Áreas de Distribución, ilustrando que el ADD Centro presenta el promedio más alto en este componente.

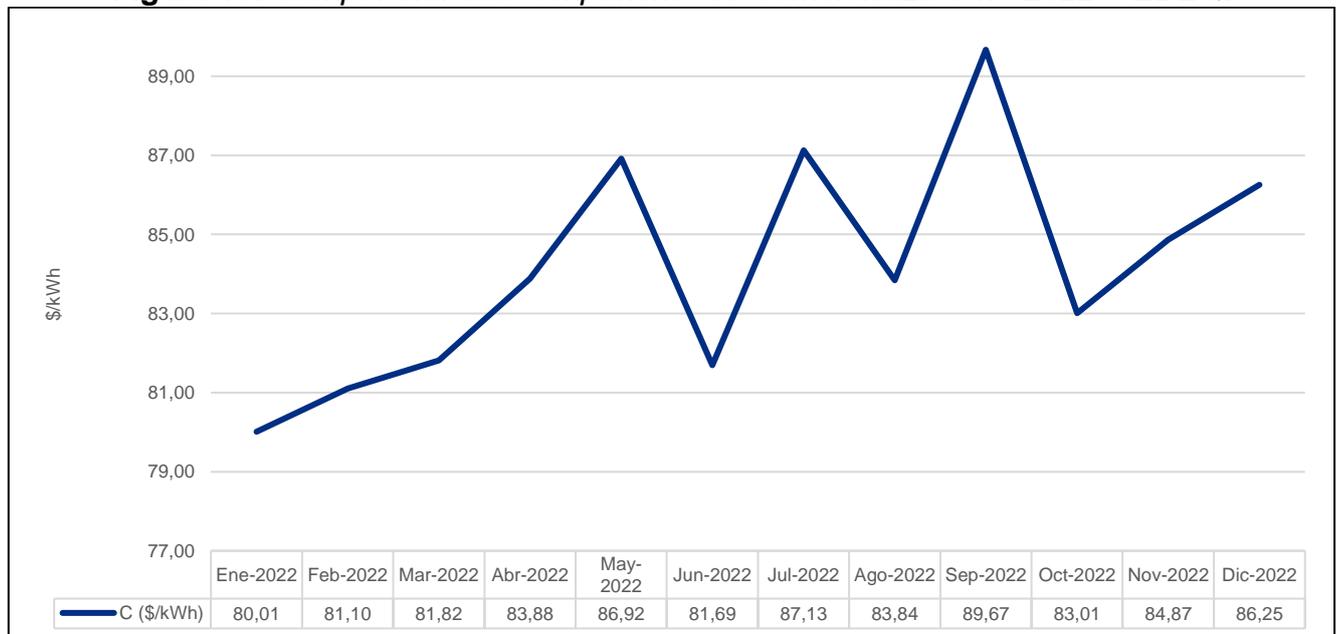
En el comportamiento de los cargos propios del OR, puede observarse que tuvieron un comportamiento similar en el 2022 debido a que no tuvo modificaciones en esta vigencia. Así mismo, también se muestra el valor en \$/kWh del incentivo por calidad media (Dtcs), el cual presentó valores positivos todo el año, menos los meses de abril y mayo.

- **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 EDEQ, las resoluciones de aprobación del cargo base de comercialización y el riesgo de cartera corresponden a la Resolución CREG 117 de 2015.

Figura 16. Comportamiento componente de Comercialización - 2022 – EDEQ.



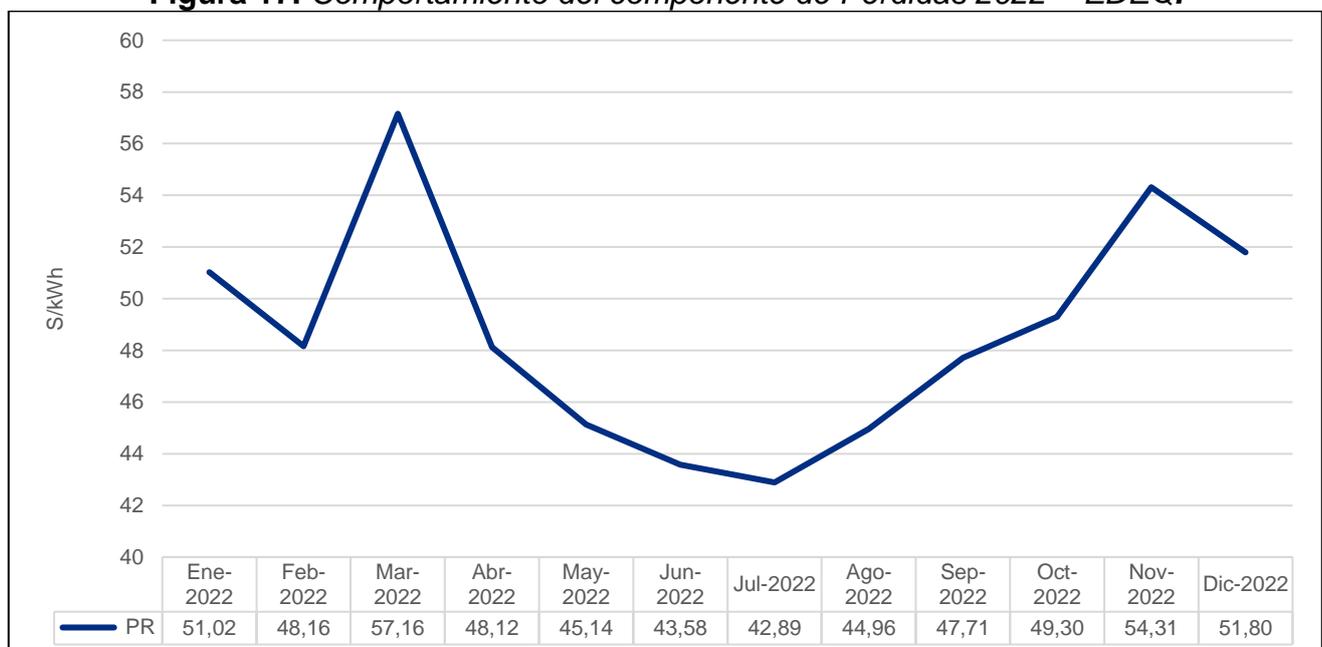
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Según se muestra en la Figura 16, a lo largo del año 2022, el componente experimentó variaciones en su valor, variaciones que oscilaron entre 80,01 \$/kWh y 89,67 \$/kWh. En el mes de enero, se registró el valor más bajo que fue de 80,01 \$/kWh, mientras que en septiembre se alcanzó el valor máximo de 89,67 \$/kWh. Los incrementos presentados obedecen principalmente a un incremento asociado en el costo variable de comercialización (C*) producto de los cambios presentados en las ventas de usuarios regulados.

- **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 17. Comportamiento del componente de Pérdidas 2022 – EDEQ.



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 17** 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 se ve 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 y aprobados por la CREG y 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 EDEQ 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 18:

Figura 18. CPROG – Componente de Pérdidas 2022 – EDEQ.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

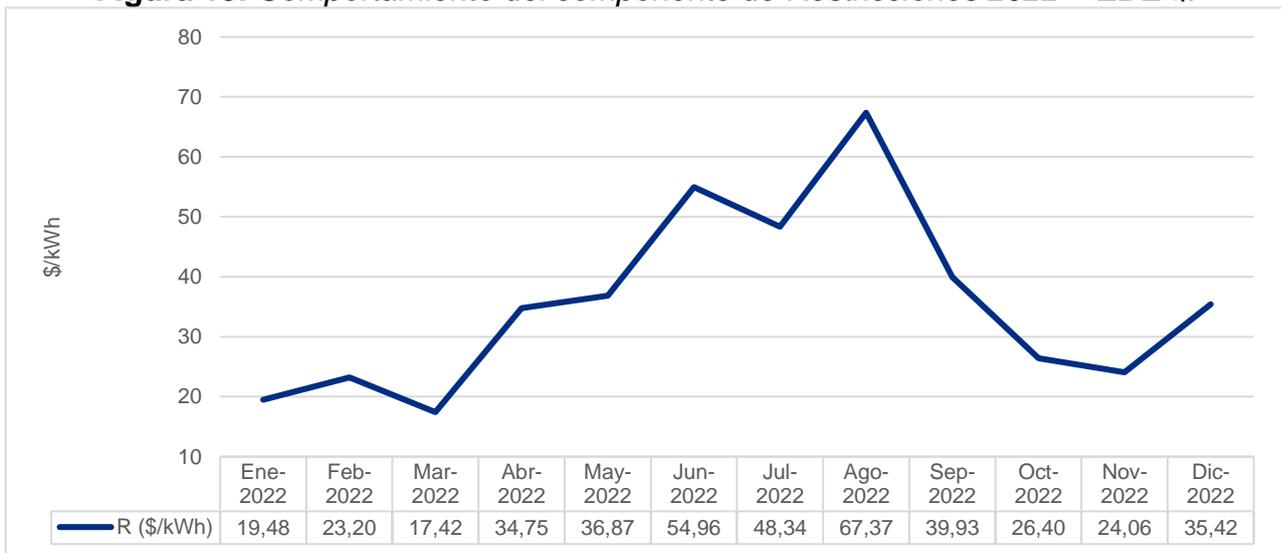
En la Figura 18 se puede apreciar el comportamiento de la variable CPROG y su impacto en el componente de pérdidas. Se evidencia un comportamiento uniforme en la variable CPROG a lo largo del año, con un valor promedio de 5.08\$/kWh. En la gráfica se muestra la variable CPROG junto con las demás variables que conforman el componente de pérdidas, calculado como PR - CPROG (PR menos CPROG).

- **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 19. Comportamiento del componente de Restricciones 2022 – EDEQ.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

El comportamiento del componente de Restricciones, se puede observar en la Figura 19; el componente presentó su menor valor promedio en el primer trimestre del 2022 equivalente a 20,03 \$/kWh, luego presentó un incremento en el segundo trimestre alcanzando un valor promedio de 42,19 \$/kWh; pero este componente alcanzó su mayor valor promedio en el tercer trimestre con un valor igual a 51,88 \$/kWh y para el último trimestre el componente volvió a bajar alcanzando un valor promedio de 25,23 \$/kWh. El valor máximo que presentó el componente fue de 67,37 \$/kWh en el mes de agosto, mientras que el menor valor fue de 17,42 en el mes de marzo. La variación total entre el valor máximo y el valor mínimo fue de 43,94 \$/kWh.

Por regla general, el componente de Restricciones obedece principalmente al comportamiento de los precios en bolsa del mercado; cuando se presenta disminución del precio de bolsa, ocasionado a que las plantas térmicas que generaban en mérito inician a generar por seguridad, implica un mayor valor de las reconciliaciones positivas que se trasfiere a la demanda vía 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.

- **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 EDEQ fue en promedio el relacionado en la Tabla 22:

Tabla 22. Peso porcentual de los componentes del CU 2022 – EDEQ.

Cu v n,m	Gm	Tm	D n,m	C Vm	PR n,m	Rm
2022	33,6%	6,2%	38,0%	10,8%	6,8%	4,6%

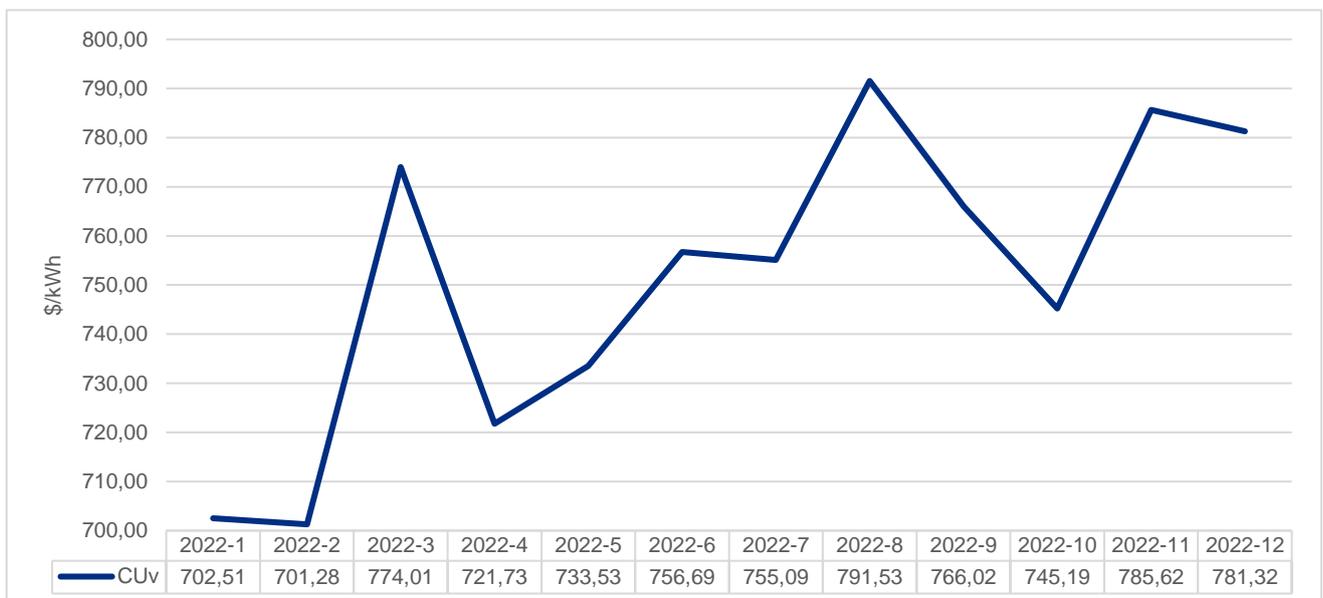
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

De acuerdo con la discriminación por componentes, la Generación y la Distribución representaron en promedio el 71,6% 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 EDEQ.

En la Figura 20 se puede observar que, durante el año 2022, el menor valor registrado en el CU de EDEQ fue de 701,28 \$/kWh, correspondiente al mes de febrero. Por otro lado, el valor más alto se registró en el mes de noviembre, alcanzando los 785,62 \$/kWh.

Figura 20. Comportamiento del valor de CU 2022 – EDEQ.



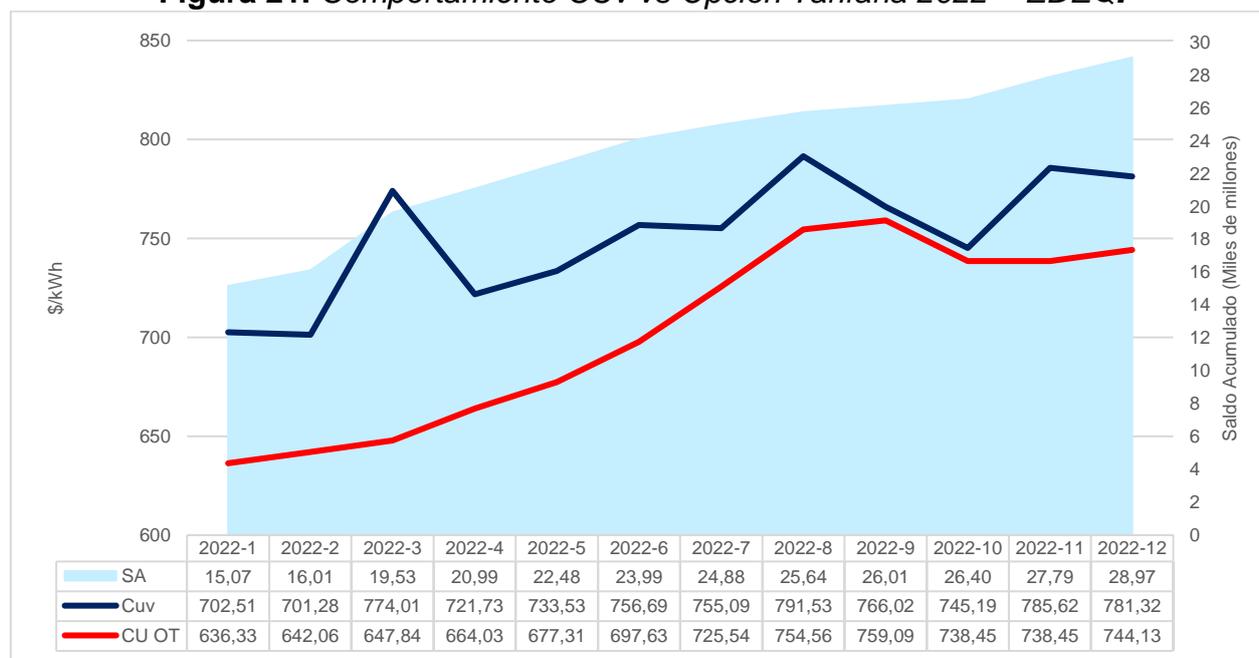
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

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 marzo del 2020, EDEQ entró en opción tarifaria. En el siguiente gráfico se puede observar el CU determinado por medio de la Opción Tarifaria (CU OT) y el CU calculado mediante la metodología tarifaria general (CUv), así como la evolución de los Saldos Acumulados.

Figura 21. Comportamiento CUv vs Opción Tarifaria 2022 – EDEQ.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

En la Figura 21 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 azul 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), EDEQ cerró el año con saldos acumulados cercanos a los \$29 mil millones de pesos². Sin embargo, se observa que hasta diciembre de 2022 la empresa aún no había comenzado a recuperar dichos saldos, esto se debe a que en dicho mes el CU de la opción tarifaria aún se encuentra un 4,76% por debajo del CU calculado utilizando la metodología general.

Es importante destacar que los datos presentados en este ítem se refieren específicamente al Nivel de Tensión 1 con propiedad de activos del Operador de Red (OR). Estos datos fueron calculados por la Dirección Técnica de Gestión de la Energía (DTGE) como parte de las actividades de vigilancia y seguimiento.

- **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.

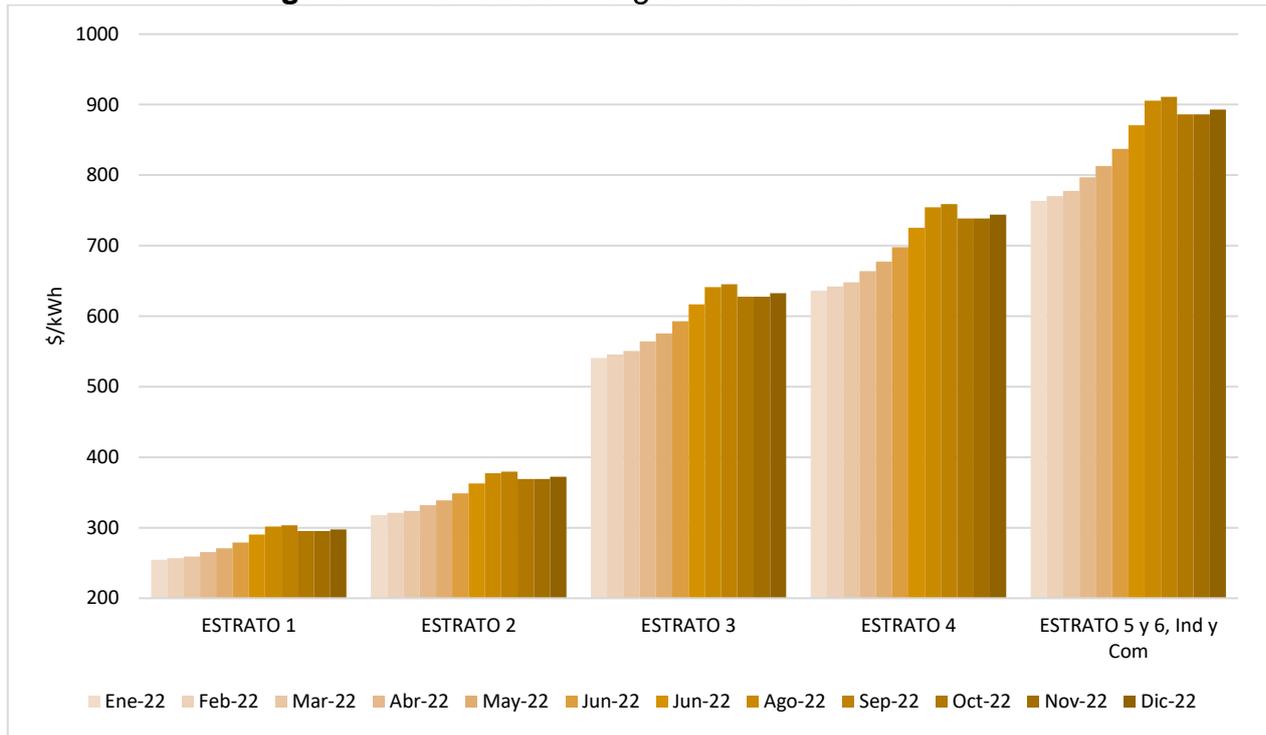
En el caso específico de EDEQ, que aplica la opción tarifaria como se mencionó anteriormente, el CU de la metodología general es reemplazado por el CU de la opción tarifaria, el cual se utiliza como tarifa para los usuarios del estrato 4. A partir de esta tarifa se determinan los porcentajes para los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

En la Figura 22 se presentan las tarifas por estrato publicadas por la empresa EDEQ durante el año 2022. Es importante destacar que estas tarifas corresponden al nivel de tensión 1 con

² El total de los saldos acumulados para los distintos NT superaron los \$44 mil millones de pesos al finalizar el 2022

propiedad de activos del operador de red, ya que la mayoría de los usuarios se encuentran conectados bajo esta característica.

Figura 22. Tarifas de Energía Eléctrica 2022 – EDEQ.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la misma Figura 22 y la Tabla 23 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 volviendo a presentar incrementos a partir del mes de diciembre 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.

Lo anterior, como consecuencia de la aplicación de la opción tarifaria; la cual permite reducir el impacto negativo de las tarifas y la percepción de las variaciones por parte de los usuarios.

Tabla 23. Tarifas de energía eléctrica 2022 – EDEQ

MES	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5 y 6, Ind y Com
Ene-22	254,53	318,17	540,88	636,33	763,60
Feb-22	256,82	321,03	545,75	642,06	770,47
Mar-22	259,13	323,92	550,66	647,84	777,40
Abr-22	265,61	332,02	564,43	664,03	796,84
May-22	270,92	338,66	575,72	677,31	812,77
Jun-22	279,05	348,82	592,99	697,63	837,16
Jul-22	290,21	362,77	616,71	725,54	870,64
Ago-22	301,82	377,28	641,37	754,56	905,47
Sep-22	303,63	379,54	645,22	759,08	910,90
Oct-22	295,38	369,23	627,68	738,45	886,14
Nov-22	295,38	369,23	627,68	738,45	886,14
Dic-22	297,65	372,07	632,51	744,13	892,96

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

- **Visita realizada a la empresa en temas tarifarios.**

El pasado 17, 18 y 19 de julio de 2023, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a través de la Dirección Técnica de Gestión de Energía realizó visita a EDEQ 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.

Dentro de los temas sobre los cuales se venían haciendo observaciones a la empresa, se identificaban principalmente:

- 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 específicamente para el componente de Generación. Las diferencias fueron validadas verificando los cálculos a mayor detalle.
- Así mismo se había identificado un error en el reporte de la variable Cfj del componente C, la cual debía reportarse el valor inicial aprobado por la CREG, pero la empresa estaba reportando el valor indexado. Lo anterior ya fue revertido por la empresa y ajustado en el SUI.
- Dudas presentadas con el reporte de garantías financieras del STR para el cálculo del componente de Comercialización. La empresa realizó un reporte extemporáneo por medio del SUI, pero declaró a la SSPD por medio de oficio las garantías y así pudo trasladar el costo de las mismas.

Al inicio de las mesas de trabajo, la empresa realizó descripciones de los distintos procesos, el número de profesionales involucrados, sus roles, tiempos y soporte del software para cada proceso. Dentro de los procesos descritos se encontró la facturación a usuarios AGPE, energía reactiva, Autogeneración a Pequeña Escala, facturación, cambios en Contrato de Condiciones Uniforme (CCU) y cambios generados por la transición a la resolución 174 de 2021.

En términos generales la empresa tiene bien constituidos los distintos procesos, en el tema de AGPE la liquidación de los excedentes se realiza directamente en el sistema de forma automática, determinando así el consumo facturable; las matrices producto de dichas liquidaciones son remitidas a los usuarios directamente a sus correos cuando estas son solicitadas. En cuanto al CCU, la empresa cuenta con un anexo que se encuentra en análisis jurídico para posteriormente realizar su publicación con temas relacionados a AGPE en el marco de la Resolución CREG 135 de 2021; gran parte de los cambios son desarrollados para el grupo EPM por lo cual requieren y emplean un mayor tiempo y trabajo.

Los principales temas que generaron cuestionamientos por parte de esta Dirección se desarrollaron de la siguiente manera:

- **Diferencias al momento de replicar los cálculos y remitir los cálculos detallados**

Se logró identificar con la empresa las diferencias que existían en los cálculos del CU por la aplicación y el reporte de algunas variables al SUI, al verificar esta información se encontró también que la empresa republicó las tarifas del mes de febrero que al ser replicadas ya coincidían, pero debido a la republicación se desajustaron los valores y los cálculos. Al analizar lo sucedido con la empresa, la diferencia se origina por que la empresa no relacionó las compras de energía realizadas en la subasta de Ministerio, por lo cual deberá reversar el formato T9.

- **Reporte de Garantías Financieras**

Con relación al reconocimiento de Garantías Financieras trasladables vía componente de comercialización, inicialmente es preciso mencionar que de acuerdo con la resolución CREG 191 de 2014, Artículo 2. COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN $CV_{m,i,j}$ y $CF_{m,j}$, donde:

« $CG_{i,m-1}$: Costo de garantías en el Mercado Mayorista expresados en pesos (\$), para el comercializador minorista i , correspondiente al mes $m-1$, conforme con la regulación vigente. Esta variable se calculará de acuerdo con lo establecido en el artículo 19 de la Resolución CREG 180 DE 2014.»

Y que de acuerdo con la resolución CREG 180 de 2014, Artículo 19 COSTO DE GARANTÍAS FINANCIERAS EN EL MEM, $CG_i, m-1$, el cual indica:

*«El costo a reconocer por las garantías financieras constituidas ante el Mercado Mayorista en cumplimiento de la Resolución CREG 019 de 2006, o aquella que la modifique, complemente o sustituya, será el declarado por el comercializador i a la SSPD, para el mes $m - 1$. **La declaración de estos costos a la SSPD deberá realizarse a más tardar el último día hábil del mes $m - 1$** , y deberá*

estar acompañada por una copia de las garantías constituidas por el comercializador para realizar la cobertura de las transacciones en el mes m - 1. Adicionalmente, dicha información deberá ser publicada en la página web de cada comercializador, en la misma fecha de reporte a la superintendencia»
(Subrayado fuera del texto original)

Como se puede observar, si la empresa quería trasladar y recuperar el costo de las garantías financieras mediante el componente de Comercialización en el mes m, esta debía declarar dichas garantías en el mes m-1, debido a que, si no se realiza la declaración de las garantías o se realiza de manera extemporánea, estas no pueden ser tenidas en cuenta a la hora de realizar el cálculo de componente. Al revisar los distintos reportes realizados por la empresa de formato T2, formato mediante el cual se realiza la declaración de las garantías, se evidenció que existía un reporte extemporáneo. Afortunadamente, la empresa realizaba el mismo reporte mediante comunicaciones a la SSPD vía correo electrónico, lo cual garantizó dicha declaración y permitió realizar la transferencia de los mismos a la tarifa. Sin embargo, se hizo énfasis en los tiempos de reporte del Formato T2.

- **Mercado de Energía Mayorista (MEM)**

EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO - EDEQ comercializador, participa como comprador mercado de contratos para atender usuarios regulados y no regulados. En lo que tiene que ver con el MEM, EDEQ adquiere contratos a generadores, así como participa en el mercado spot.

En cuanto a la atención de la demanda, EDEQ conto con una demanda promedio en 2022 de 37,78 GWh/mes de la cual el 100% corresponde al mercado regulado como se muestra en la Figura 23.

Figura 23. Demanda atendida por el agente comercializador EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.

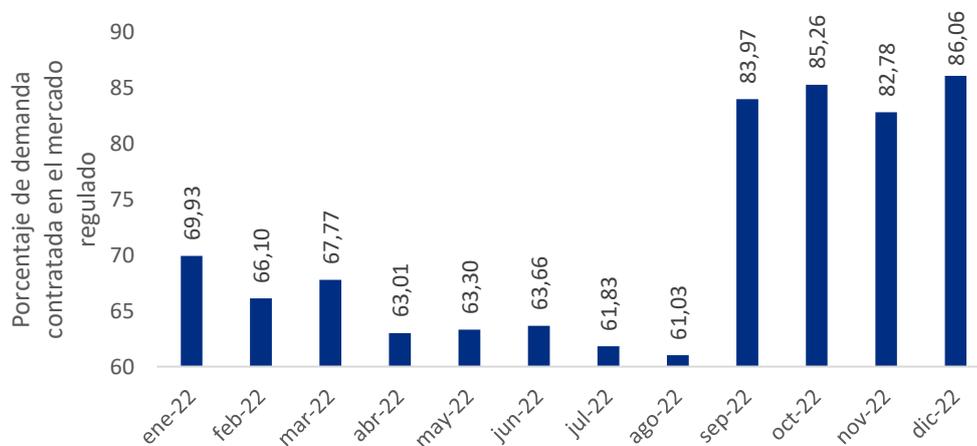


Fuente: Cálculos propios con base en Sinergox.

- **Contratación del comercializador**

El comercializador durante lo corrido del año 2022 conto con un nivel de contracción para el mercado regulado promedio del 71,22%, que corresponde a un nivel de exposición en energía en bolsa de 28,78%, durante el año analizado el cubrimiento de la demanda por medio de contratos fue de mínimo el 61,03% para el mes de agosto y un valor máximo de 86,06% en el mes de diciembre del mismo año como se observa en la Figura 24.

Figura 24. Porcentaje de demanda contratada en el mercado regulado EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.



Fuente: Cálculos propios con base en Sinergox.

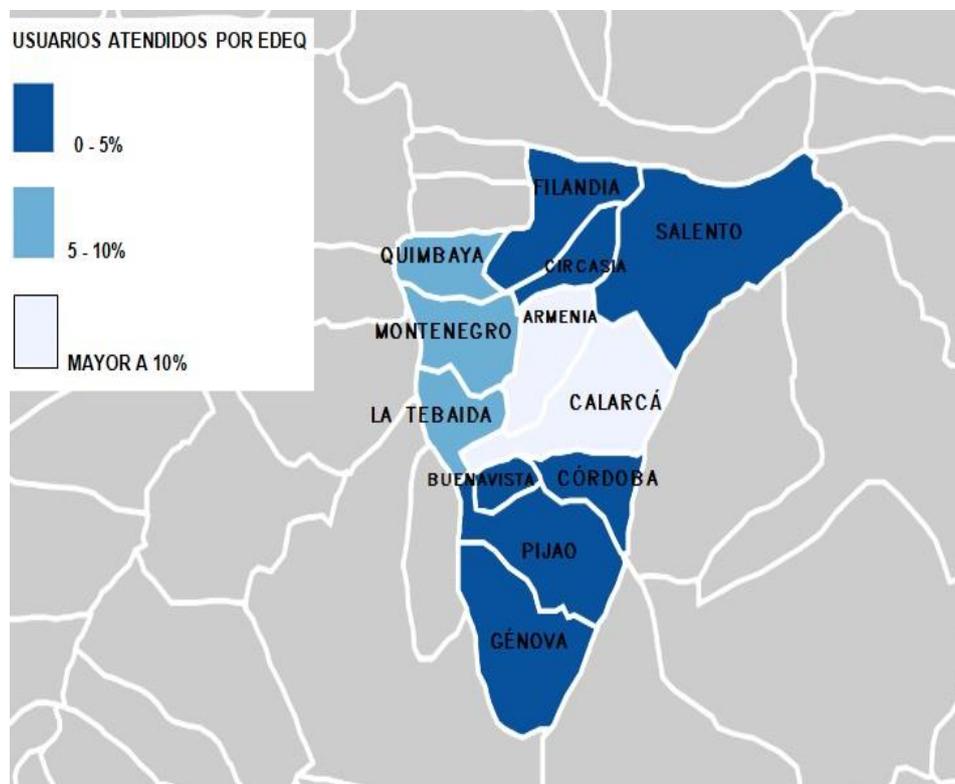
4.4.3. Aspectos Técnicos

A lo largo de esta sección se realiza la revisión de los aspectos técnicos operativos de la EDEQ S.A. ESP., iniciando por una breve descripción de la empresa, continuando con una revisión de algunos de sus procesos más relevantes y finalizando con los puntos a mejorar.

- **Descripción general**

La EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDÍO S.A. E.S.P. se encuentra registrada en el RUPS como el Operador de Red del departamento del Quindío, en el cual presta sus servicios de comercialización y distribución de energía eléctrica en el Sistema de Distribución Local - SDL. Durante el año 2022 atendió 213,376 clientes en su Sistema de Distribución, distribuidos como se muestra en la **Figura 25**

Figura 25 *Distribución de usuarios atendidos por EDEQ SA ESP*



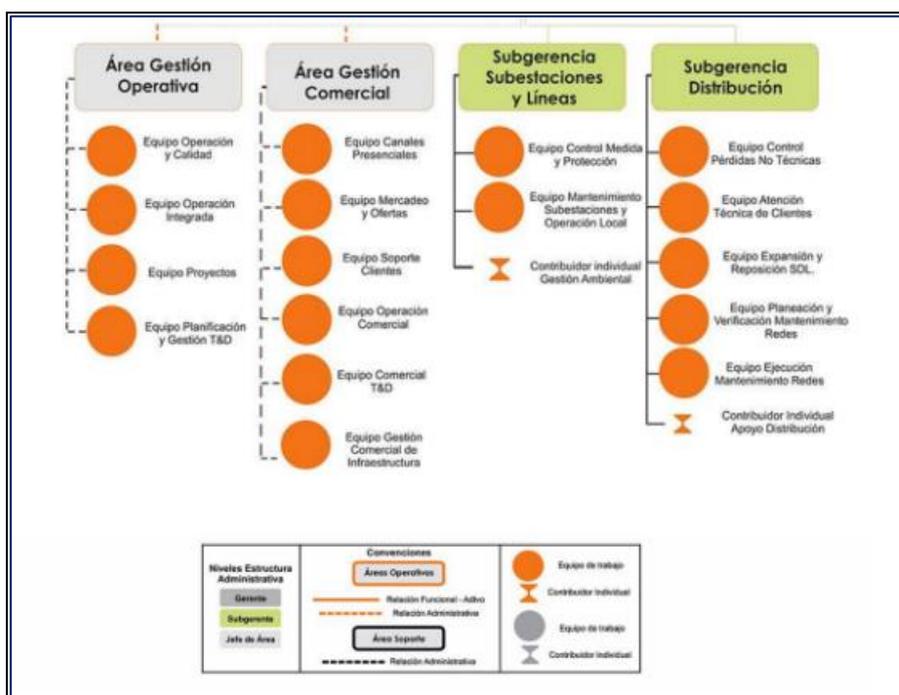
Fuente: Elaboración propia a partir de información de EDEQ.

A partir de la información presentada en la Figura 25, el 5% de la cantidad de usuarios atendidos por EDEQ SA ESP se concentra en el municipio de Circasia con 4,90% equivalente a 10 446 usuarios, en tanto que en el rango del 5% al 10% la cantidad de usuarios se concentra en el municipio de Montenegro con un 6,11% equivalente a 13 039 usuarios. Finalmente, se tiene que en el municipio de Calarcá los usuarios atendidos por EDEQ SA ESP equivalen a un 10,36%, mientras que en Armenia se presenta un 59,80% de usuarios atendidos, correspondientes a 127 596 usuarios.

- **Estructura organizacional de la Empresa**

La estructura administrativa al interior de EDEQ SA ESP se encuentra en cabeza del Gerente General, quien a su vez mantiene una relación funcional administrativa con las dependencias operativas de la empresa, es decir con la Subgerencia de Subestaciones y Líneas y la Subgerencia de Distribución, de igual manera con el área de Gestión Operativa. Ver Figura 26:

Figura 26. Estructura organizacional respecto a las actividades de distribución y transmisión.

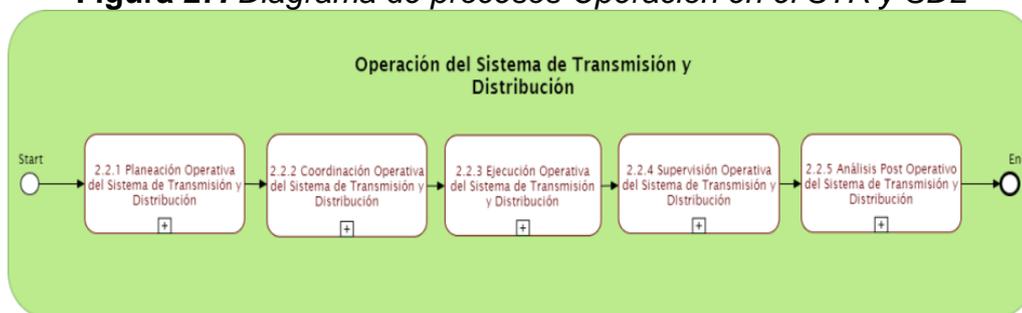


Fuente: EDEQ SA ESP

- **Diagrama de procesos**

Respecto a la operación de la infraestructura eléctrica destinada a la prestación del servicio de energía eléctrica, EDEQ SA ESP realiza la planeación, coordinación, ejecución, supervisión y análisis post operativo en el sistema de Transmisión y Distribución de energía. Los objetivos estratégicos del proceso se encuentran enmarcados dentro de la optimización de procesos y la atención integral al usuario, tal como se muestra en la Figura 27.

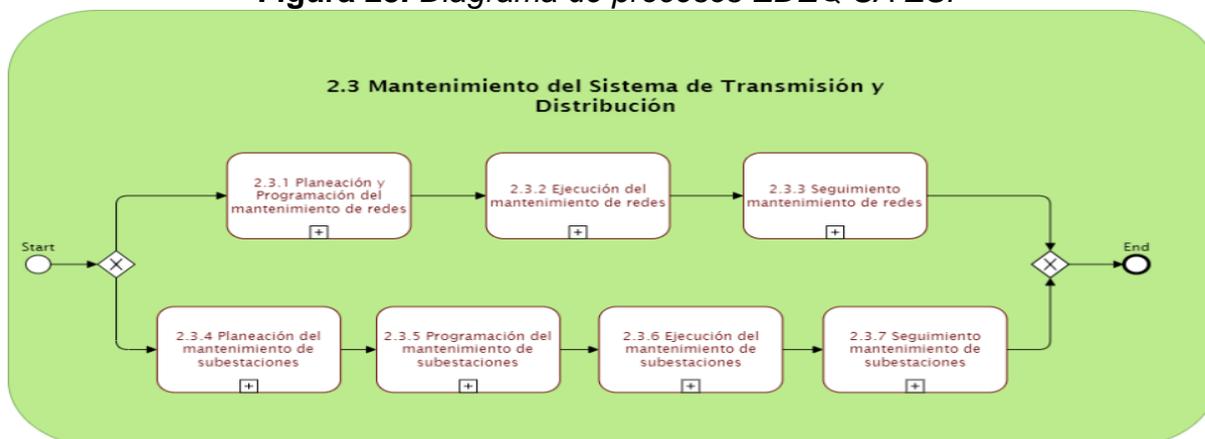
Figura 27. Diagrama de procesos Operación en el STR y SDL



Fuente: EDEQ SA ESP

De otra parte, la descripción del proceso que realiza la empresa para el mantenimiento de su infraestructura eléctrica consiste en la planeación, programación, ejecución, evaluación y seguimiento de las actividades, aplicando los procedimientos y normas de seguridad que contribuyan a la calidad y continuidad del servicio de energía, tal como se muestra en la Figura 28

Figura 28. Diagrama de procesos EDEQ SA ESP



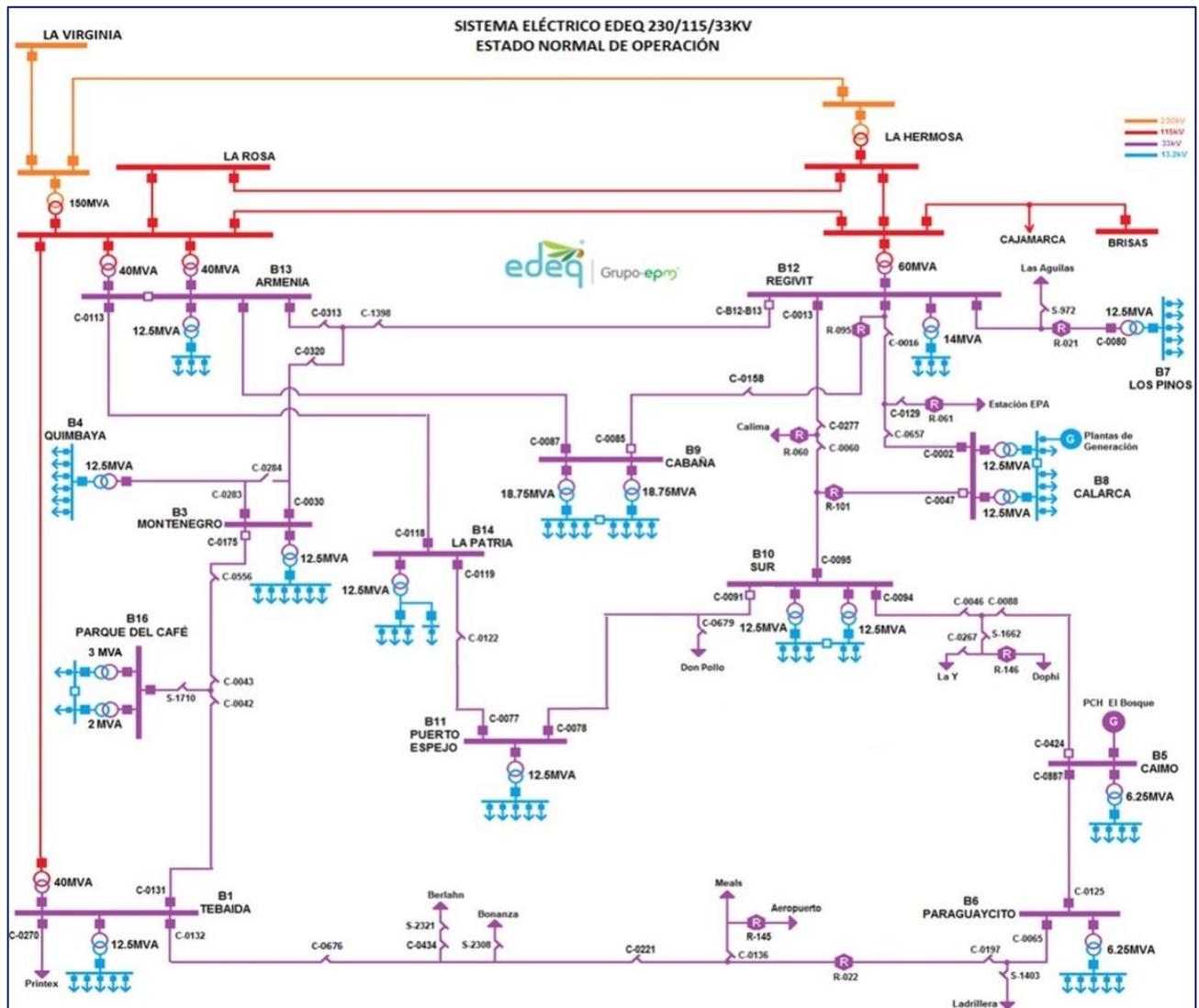
Fuente: EDEQ SA ESP

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

Para la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica, EDEQ cuenta con 14 subestaciones, de las cuales 11 subestaciones corresponden al SDL, en las cuales opera con tensiones de 33 kV y 13.2 kV y las restantes 3 subestaciones tienen infraestructura con activos del STR: Tebaida 115/33 kV, Armenia 115/33 kV y Regivit 115/33 kV. De estas, vale la pena resaltar que es el Operador de Red CHEC S.A. E.S.P, quien tiene la representación y operación de las subestaciones a 115 kV Armenia y Regivit, en tanto que estas mismas actividades a 33 kV y 13.2 kV están a cargo de EDEQ. En este sentido, la planeación y las inversiones en la infraestructura antes mencionada se han desarrollado en forma conjunta entre las dos empresas.

Respecto a las redes de nivel de tensión 4, EDEQ cuenta con 1 circuito eléctrico a nivel 115 kV entre las subestaciones La Tebaida y Armenia, el cual cuenta con una longitud aproximada de 17,18 km

Figura 29. Diagrama Unifilar EDEQ SA ESP



Fuente: EDEQ SA ESP.

En la Figura 29 se ilustra el SDL operado por EDEQ SA ESP, el cual está conformado por activos de subestaciones y redes de distribución en los niveles de tensión NT4, NT3 y NT2.

- **Subestaciones asociadas al SDL**

Como se mencionó en la descripción de la infraestructura, EDEQ SA ESP cuenta con 11 subestaciones en el SDL, en las cuales opera con tensiones de 33 kV y 13,2 kV, como se aprecia en la Tabla 24.

Tabla 24. *Subestaciones en el SDL – EDEQ SA ESP*

Subestaciones SDL	Capacidad nominal (MVA)	Numero de circuitos asociados	Relación de Transformación (kV)	Año de puesta en operación
Subestación Montenegro	12,5	6	33/13,2	1977
Subestación Quimbaya	12,5	6	33/13,2	1983
Subestación El Caimo	6,25	4	33/13,2	1982
Subestación Paraguaycito	6,25	4	33/13,2	1982
Subestación Los Pinos	12,5	4	33/13,2	1982
Subestación Calarcá	25	7	33/13,2	1994
Subestación La Cabaña	37,5	8	33/13,2	1996
Subestación Sur	25	5	33/13,2	1998
Subestación Puerto Espejo	12,5	4	33/13,2	1994
Subestación La Patria	12,5	4	33/13,2	1998
Subestación Parque del Café	3	1	33/13,2	2014

Fuente: Información suministrada por la ESP.

- **Transformadores de distribución**

EDEQ SA ESP tiene la administración, operación y mantenimiento de 8 445 transformadores de distribución distribuidos en su mercado de comercialización, en la Tabla 25 se presenta el detalle por capacidad y propiedad de los transformadores que opera.

Tabla 25. *Transformadores de distribución por circuito EDEQ SA ESP*

Circuito	No. Transformadores	Usuarios	Longitud	Subestación
101-22-	186	9680	33,06425	La Tebaida
101-23-	273	1424	51,10762	La Tebaida
101-24-	39	115	7,27697	La Tebaida
101-25-	219	927	76,98644	La Tebaida
101-26-	241	490	85,9214	La Tebaida

Circuito	No. Transformadores	Usuarios	Longitud	Subestación
101-32	7	40	18,85599	La Tebaida
101-35	1	1	1,34239	La Tebaida
109-20-	84	5820	9,2509	Cabaña
109-23-	74	5248	8,4925	Cabaña
109-24-	86	3454	6,70144	Cabaña
109-25-	65	4095	6,86996	Cabaña
109-26-	123	3994	9,02589	Cabaña
109-27-	46	1833	3,59566	Cabaña
109-28-	103	5013	10,95607	Cabaña
109-29-	106	4881	11,983	Cabaña
110-22-	95	6084	11,92945	Sur
110-23-	80	4697	10,60984	Sur
110-24-	106	3173	10,73042	Sur
110-25-	61	3007	5,58509	Sur
110-26-	78	4342	8,29146	Sur
110-31	4	115	10,29613	Sur
110-32	2	2	10,21544	Sur
111-22-	99	7576	13,04414	Puerto Espejo
111-23-	83	6769	9,76774	Puerto Espejo
111-24-	294	1595	88,3773	Puerto Espejo
111-25-	90	6294	10,96404	Puerto Espejo
111-32	2	2	6,24194	Puerto Espejo
112-22-	161	5539	15,67194	Regivit
112-23-	163	4543	19,1242	Regivit
112-24-	150	5570	23,21198	Regivit
112-33	1	1	11,95722	Regivit
112-35	1	1	8,04012	Regivit
113-23-	151	5789	11,21431	Armenia
113-24-	44	2556	7,71933	Armenia
113-26-	52	2999	6,48274	Armenia
114-22-	102	8315	9,93413	La Patria
114-23-	76	5790	7,35714	La Patria
114-24-	124	6944	16,03518	La Patria
114-25-	107	462	38,04649	La Patria
205-22-	146	869	38,72742	El Caimo
205-23-	209	1267	70,48573	El Caimo
205-24-	163	641	70,47996	El Caimo
205-25-	148	299	66,74849	El Caimo
206-22-	223	3240	102,47614	Paraguaycito

Circuito	No. Transformadores	Usuarios	Longitud	Subestación
206-23-	336	1366	217,9007	Paraguaycito
206-24-	314	3169	145,52665	Paraguaycito
206-25-	141	2805	46,95772	Paraguaycito
208-22-	77	369	26,29677	Calarcá
208-23-	86	7162	11,39048	Calarcá
208-24-	168	5177	42,25063	Calarcá
208-25-	141	6929	17,26505	Calarcá
208-26-	62	249	32,73852	Calarcá
208-27-	37	70	35,98085	Calarcá
208-28-	60	1993	10,45906	Calarcá
208-35	1	0	13,19448	Calarcá
303-23-	143	432	54,6108	Montenegro
303-24-	100	7367	12,93118	Montenegro
303-25-	118	1543	42,49359	Montenegro
303-26-	272	1372	108,98109	Montenegro
303-27-	160	695	53,44838	Montenegro
303-28-	34	2582	5,29878	Montenegro
304-22-	99	505	39,69091	Quimbaya
304-23-	137	686	54,72388	Quimbaya
304-24-	111	9280	13,5166	Quimbaya
304-25-	96	525	33,53051	Quimbaya
304-26-	98	281	42,10071	Quimbaya
304-27-	100	591	39,03196	Quimbaya
307-22-	119	2088	49,25709	Los Pinos
307-23-	231	8365	52,69986	Los Pinos
307-24-	302	3882	98,13597	Los Pinos
307-25-	101	540	54,87226	Los Pinos
316-22	132	339	40,25284	Parque Del Café
316-23	1	2	3,0764	Parque Del Café

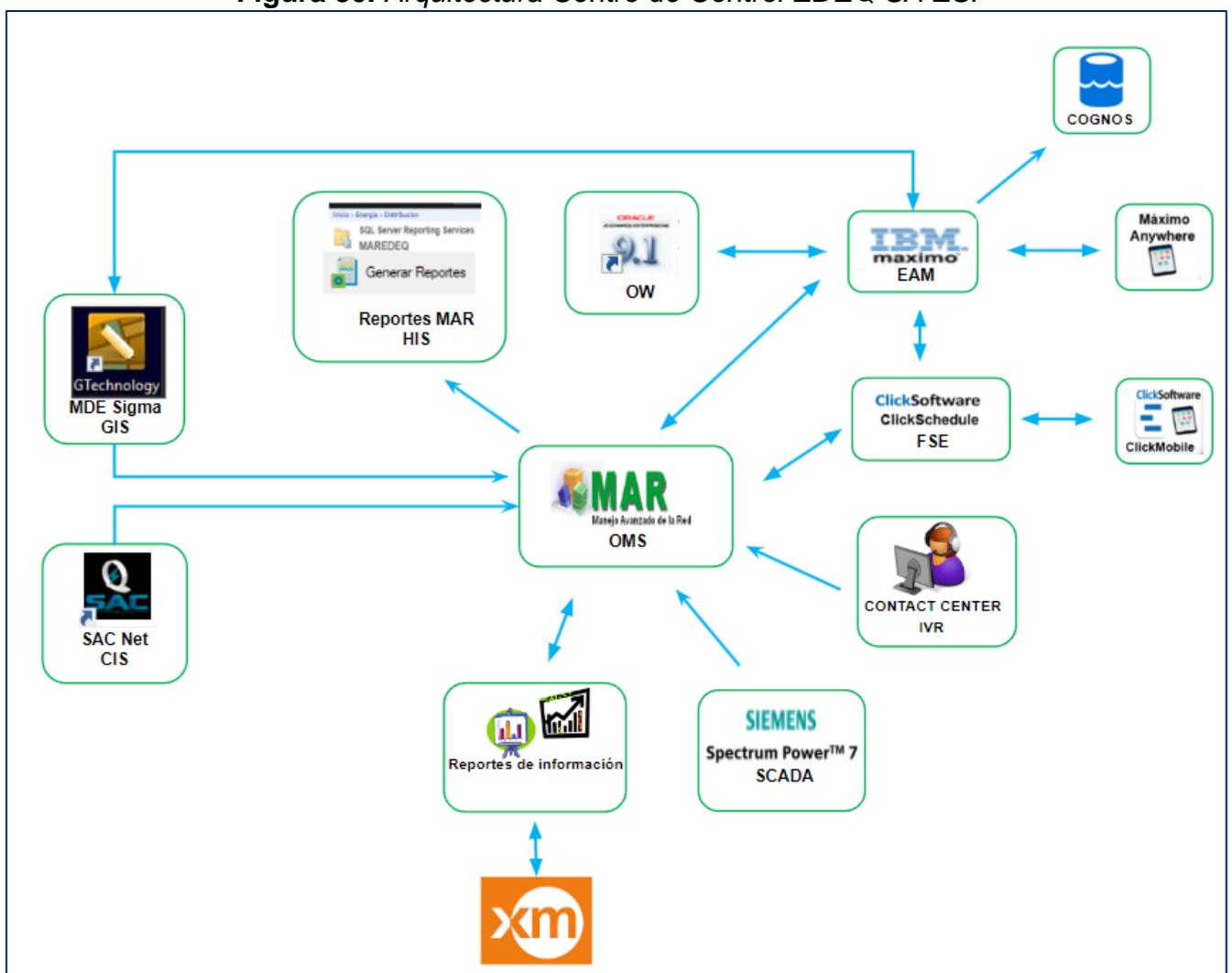
Fuente: EDEQ SA ESP

- **Centro de control**

El centro de control desde donde EDEQ SA ESP opera sus activos, se encuentra ubicado en la sede central de la empresa en la ciudad de Armenia y desde allí se realiza la supervisión, operación y telecontrol del 100% de las subestaciones del SDL.

Es un centro de control catalogado como tipo 2, según la clasificación para centros de control y calidad dada en la Resolución CREG 015 de 2018. Dentro de sus funcionalidades, el centro de control de EDEQ, contiene el sistema SCADA, el DMS con el que realiza las aplicaciones de operación y una interfaz de usuario. En la Figura 30 se presenta la arquitectura del centro de control de EDEQ.

Figura 30. Arquitectura Centro de Control EDEQ SA ESP



Fuente: EDEQ SA ESP

Para realizar una óptima distribución y ubicación de cuadrillas de mantenimiento, EDEQ adquirió el software Keraunos para la detección temprana de tormentas eléctricas. Esta

herramienta tecnológica es útil para determinar la relación entre la actividad eléctrica atmosférica y la afectación en el suministro de energía, además de los daños a equipos en los sistemas eléctricos.

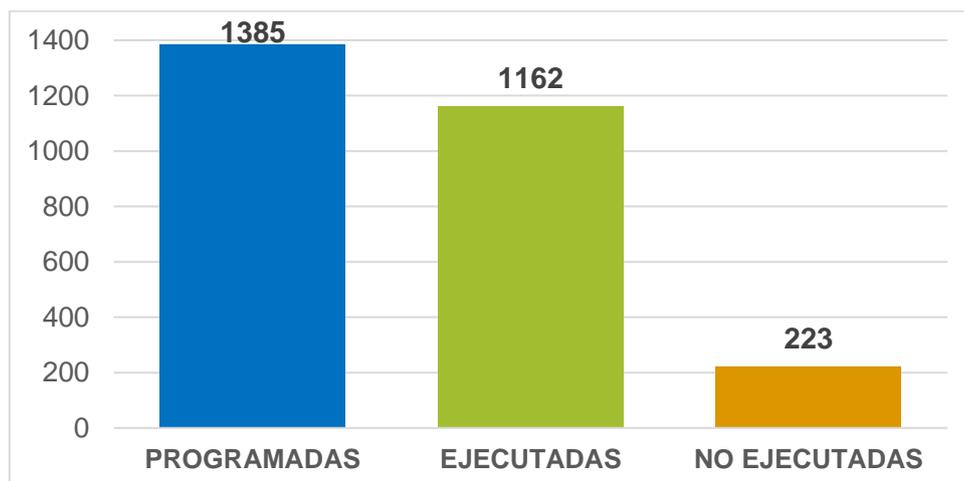
Entre las principales características de la herramienta, se encuentran:

- Identificación del riesgo por rayos en tiempo real sobre los sistemas eléctricos.
- Generación de alertas debidas al riesgo por rayos.
- Asociación de eventos de falla y actividad de descargas eléctricas atmosféricas.
- Generación de reportes detallados de una situación actual o histórica de la actividad de tormentas.

- **Actividades de mantenimiento 2022**

Según lo informado por la empresa, reportaron un 83,9% de ejecución de las actividades de mantenimiento programado durante el 2022, de 1 385 actividades programadas en el plan de mantenimiento se ejecutaron 1 162, con un cumplimiento DEL 83%. Ver Figura 31.

Figura 31. Órdenes de trabajo programadas vs ejecutadas EDEQ SA ESP

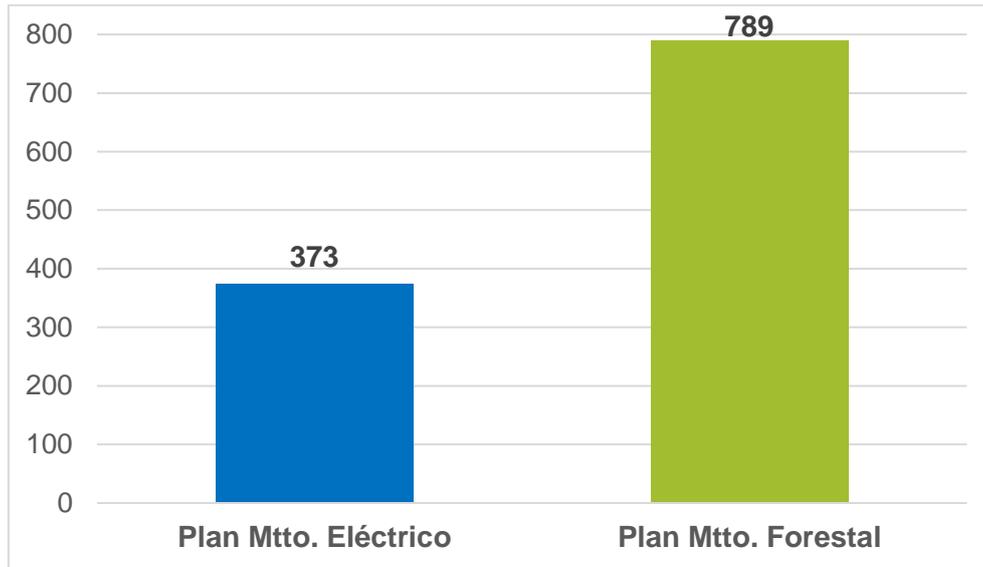


Fuente: Información suministrada por la ESP

En la ejecución de las 1 162 órdenes de trabajo, programadas y ejecutadas de acuerdo con el programa de mantenimiento para el 2022, el 32% de las actividades se ejecutaron dentro del

plan de mantenimiento eléctrico y el 68% dentro del plan de mantenimiento forestal. Ver Figura 32.

Figura 32. *Ordenes de trabajo ejecutadas por programa de mantenimiento EDEQ SA ESP*



Fuente: Información suministrada por la ESP

- **Calidad del servicio en el Sistema de Distribución Local (SDL)**

Antes de presentar resultados en términos de calidad del servicio para EDEQ SA ESP, es importante precisar algunos conceptos sobre la actualidad regulatoria al respecto, La metodología regulatoria de evaluación de la calidad del servicio de energía eléctrica se establece en la Resolución CREG 015 de 2018, cuya aplicación inició en enero de 2019, la evaluación de la calidad se fundamenta principalmente en el seguimiento a los indicadores de calidad media (SAIDI y SAIFI³) e indicadores de calidad individual (DIU y FIU⁴), que

³ SAIDI: Indicador de duración promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR, durante el año, medido en horas al año.
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.

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.

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.

Con base en estos indicadores, la regulación establece el esquema de incentivos y compensaciones, los cuales, en 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, o beneficios monetarios para los usuarios en sus facturas en el caso de la calidad individual, La Superintendencia, en el marco de sus funciones, realiza el monitoreo de estos indicadores y vigila que se encuentren dentro de los límites definidos por la regulación vigente.

Dado lo anterior, la CREG, mediante la Resolución CREG 102 de 2019 «*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 del Quindío S.A. E.S.P.*» estableció los indicadores de referencia y las metas de calidad del servicio media e individual con las cuales se evalúa la calidad del servicio para el mercado de comercialización de EDEQ SA ESP. En las Tabla 26, Tabla 27 y Tabla 28, se presentan los valores calculados por la CREG para EDEQ SA ESP, respecto a las metas de calidad media del servicio.

Tabla 26. *Indicadores de referencia de calidad media – EDEQ SA ESP*

Variable	Unidad	Valor
SAIDI_Rj	Horas	8,918
SAIFI_Rj	Veces	11,277

Fuente: CREG 102 de 2019 – Elaboración DTGE

Tabla 27. *Metas anuales de calidad media para el indicador de duración, horas*

Año	Año del periodo tarifario	SAIDI_Mj,t	Límite inferior banda indiferencia	Límite superior banda indiferencia
2019	t=1	8,205	8,164	8,246
2020	t=2	7,548	7,510	7,586
2021	t=3	6,944	6,910	6,979
2022	t=4	6,389	6,357	6,421

Año	Año del periodo tarifario	SAIDI_Mj,t	Límite inferior banda indiferencia	Límite superior banda indiferencia
2023	t=5	5,878	5,848	5,907

Fuente: CREG 102 de 2019 – Elaboración DTGE

Tabla 28. Metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia, veces

Año	Año del periodo tarifario	SAIFI_Mj,t	Límite inferior banda indiferencia	Límite superior banda indiferencia
2019	t=1	10,375	10,323	10,427
2020	t=2	9,545	9,497	9,593
2021	t=3	9,000	8,955	9,045
2022	t=4	9,000	8,955	9,045
2023	t=5	9,000	8,955	9,045

Fuente: Resolución CREG 102 de 2019 – Elaboración DTGE

Así mismo, la comisión, mediante la Resolución CREG 102 de 2019, estableció los indicadores de calidad individual de duración y frecuencia de eventos por grupo de calidad⁵ (DIUG - FIUG) para los usuarios del mercado de comercialización de Cedenar, en la Tabla 29 y Tabla 30, se presentan los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual de duración de eventos y en las Tabla 31 y Tabla 32, se 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 EDEQ SA ESP. no deberán superar dichos indicadores en una ventana móvil de un año o podrán ser sujetos de compensación por calidad individual.

Tabla 29. DIUG niveles de tensión 2 y 3, horas – EDEQ SA ESP

Riesgo	Ruralidad 1 (horas)	Ruralidad 2 (horas)	Ruralidad 3 (horas)
Riesgo 1	-	5,89	17,83
Riesgo 2	9,46	8,37	16,80
Riesgo 3	-	-	-

Fuente: CREG 102 de 2019 – Elaboración DTGE

⁵ 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 30. DIUG nivel de tensión 1, horas – EDEQ SA ESP

Riesgo	Ruralidad 1 (horas)	Ruralidad 2 (horas)	Ruralidad 3 (horas)
Riesgo 1	-	11,67	64,81
Riesgo 2	13,20	15,21	52,08
Riesgo 3	-	-	-

Fuente: CREG 102 de 2019 – Elaboración DTGE

Tabla 31. FIUG niveles de tensión 2 y 3, veces – EDEQ SA ESP

Riesgo	Ruralidad 1 (veces)	Ruralidad 2 (veces)	Ruralidad 3 (veces)
Riesgo 1	-	13	22
Riesgo 2	14	18	23
Riesgo 3	-	-	-

Fuente: CREG 102 de 2019 – Elaboración DTGE

Tabla 32. FIUG nivel de tensión 1, veces – EDEQ SA ESP

Riesgo	Ruralidad 1 (veces)	Ruralidad 2 (veces)	Ruralidad 3 (veces)
Riesgo 1	-	15	35
Riesgo 2	13	19	29
Riesgo 3	-	-	-

Fuente: CREG 102 de 2019 – Elaboración DTGE

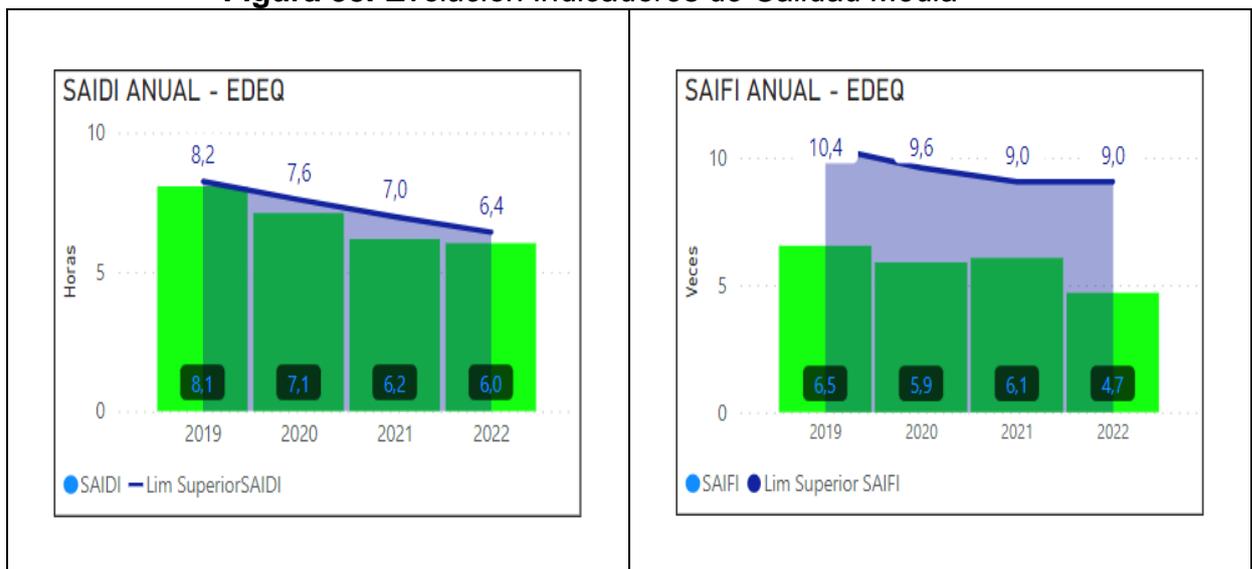
- **Calidad Media del servicio de energía eléctrica**

Respecto a lo mencionado, la evolución de la calidad media del servicio de energía eléctrica para el mercado de comercialización de EDEQ SA ESP, desde el año 2019 al 2022, se comportó de la siguiente manera:

- Para el año 2019 EDEQ SA ESP **cumplió** con las metas establecidas por la regulación para los indicadores SAIDI y SAIFI.
- Para el año 2020 EDEQ SA ESP **cumplió** con las metas establecidas por la regulación para los indicadores SAIDI y SAIFI.
- Para el año 2021 EDEQ SA ESP **cumplió** con las metas establecidas por la regulación para los indicadores SAIDI y SAIFI.
- Para el año 2022 EDEQ SA ESP **cumplió** con las metas establecidas por la regulación para los indicadores SAIDI y SAIFI.

En la Figura 33 se presenta de manera gráfica la evolución de los indicadores de calidad media del mercado de comercialización de EDEQ SA ESP, donde se evidencia una mejora continua en la calidad del servicio.

Figura 33. Evolución Indicadores de Calidad Media⁶



Fuente: SUI – Elaboración DTGE

- **Calidad Individual del servicio de energía eléctrica**

En el marco de la evaluación integral se solicitó al prestador la información de compensación individual a usuarios para el año 2022 por sobrepasar los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual establecidos en la Resolución particular CREG 102 de 2019, referenciados en la Tabla 33, donde, según lo informado por EDEQ SA ESP para el año 2022, se compensaron 334 217 227 COP.

⁶ Rojo (sobrepasó el límite superior) – Incumple; Azul (en la banda de indiferencia) – Cumple; Verde (por debajo del límite inferior) – Cumple

Al respecto, en revisión de la información cargada al SUI en el «FORMATO TC2, Facturación a Usuarios» en el campo 34 VC (\$) ⁷, se evidenció que la información reportada al SUI por parte de EDEQ SA ESP de acuerdo con el valor compensado durante el año 2022 fue de 341 464 779 COP, lo cual muestra una leve diferencia respecto a la información suministrada por la empresa en el marco de la evaluación integral, que equivale a 7 247 552 COP y 92 usuarios compensados.

Tabla 33. Compensación Calidad individual por DIU y FIU 2022, SUI vs EDEQ SA ESP

AÑO	MES	USUARIOS COMPENSADOS SUI	COMPENSADO TOTAL SUI (COP)	USUARIOS COMPENSADOS EDEQ	COMPENSADO TOTAL EDEQ (COP)
2022	1	4.876	41.471.182	4.869	40.195.241
2022	2	2.456	24.051.889	2.446	23.271.266
2022	3	3.169	33.951.818	3.165	33.492.932
2022	4	4.270	35.697.324	4.260	34.010.862
2022	5	3.800	32.969.122	3.793	32.405.966
2022	6	2.688	25.935.904	2.679	25.543.546
2022	7	2.219	26.413.875	2.215	26.221.104
2022	8	2.302	21.078.483	2.293	20.518.133
2022	9	2.598	26.408.167	2.587	25.715.838
2022	10	2.052	25.024.199	2.046	24.926.046
2022	11	2.513	29.687.097	2.508	29.467.139
2022	12	2.344	18.775.719	2.334	18.449.154
			341.464.779		334.217.227

Fuente: SUI y EDEQ SA ESP – Elaboración DTGE

- **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.

Respecto a la cantidad de incumplimientos⁸ al DIU-FIU mayor a 360 horas o veces durante los años 2019 al 2022, donde se tiene en cuenta los usuarios que fueron afectados por sobrepasar esta condición, se resalta que para EDEQ SA ESP no se presentaron usuarios que hayan sobrepasado las 360 horas o veces, razón por la cual no existe incumplimiento regulatorio en este sentido.

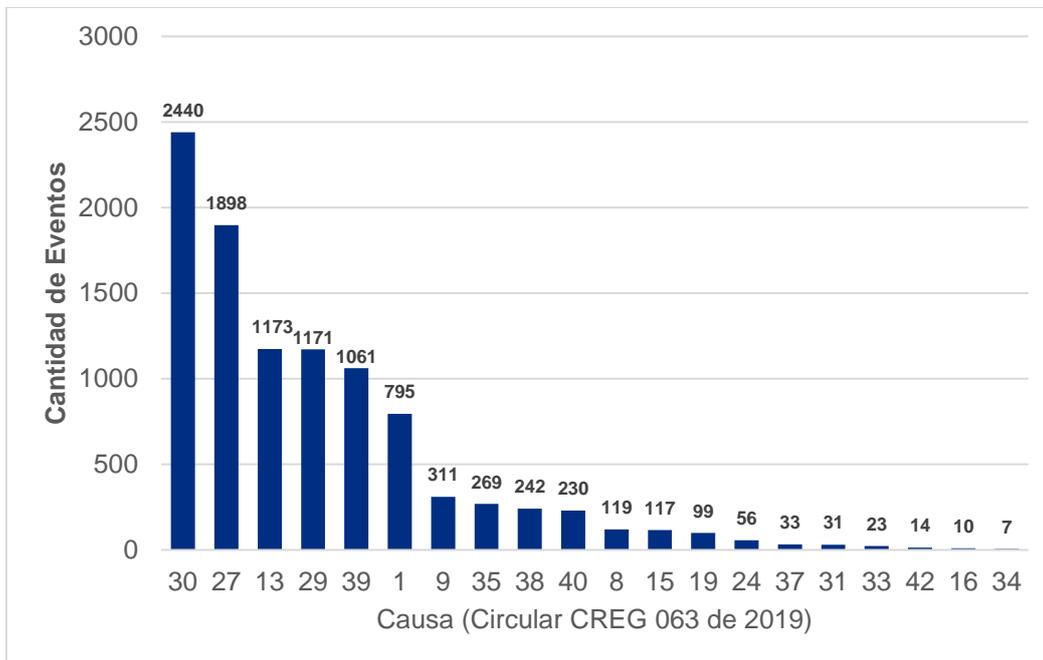
- **Interrupciones en el SDL**

EDEQ SA ESP debe reportar en la plataforma INDICA, administrada por el LAC - XM, todas las interrupciones que se presentaron en su sistema de distribución local (SDL) con el detalle de las causas que las ocasionaron para determinar si son excluibles o no, de acuerdo con lo descrito en el numeral 5.2.2, de la Resolución CREG 015 de 2018, Información, que fue consultada por la SSPD con el fin de presentar el siguiente análisis:

EDEQ SA ESP para el año 2022 reportó al INDICA 10 986 interrupciones al servicio de energía, de las cuales 10 099 se presentaron por causas no excluidas (ver figura 34) y 3 887 por causas excluidas (ver Figura 35).

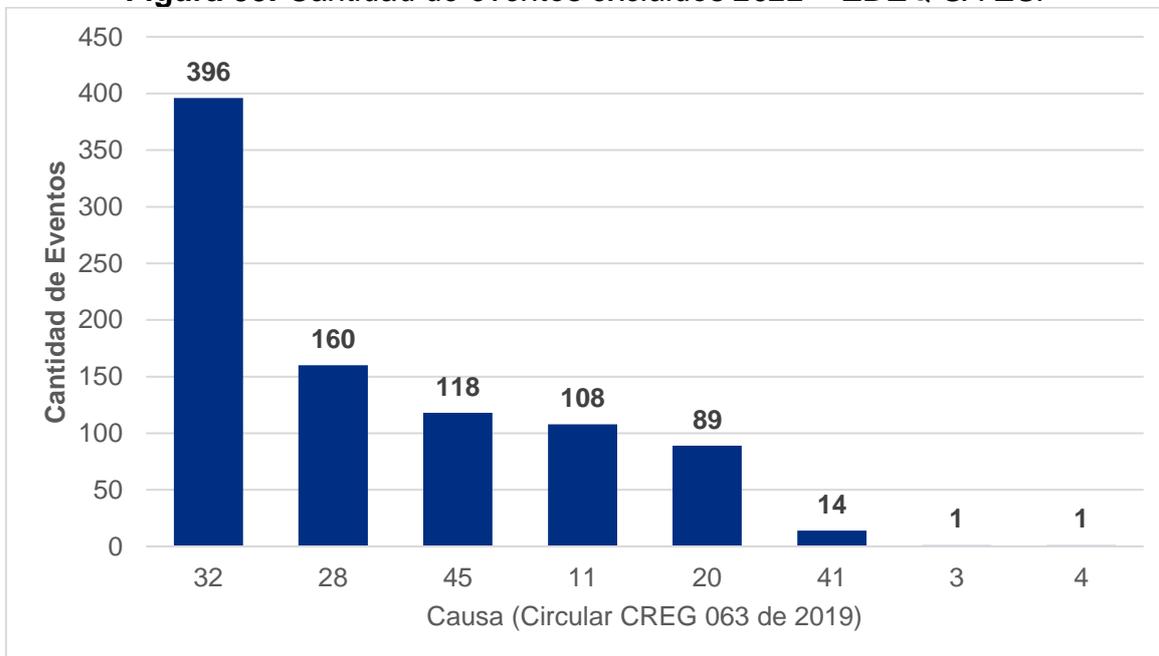
Figura 34. *Cantidad de eventos no excluidos 2022 – EDEQ SA ESP*

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.



Fuente: INDICA – LAC

Figura 35. Cantidad de eventos excluidos 2022 – EDEQ SA ESP



Fuente: INDICA – LAC

De lo anterior, con el fin de evaluar si EDEQ SA ESP está cumpliendo con la correcta exclusión de eventos, se solicitó al prestador presentar los soportes de exclusiones de 50 interrupciones

que fueron excluidas durante el año 2022, en donde se pudo evidenciar que muchos de los soportes para excluir eventos principalmente de la causa 28 « Catástrofes Naturales» 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, razón por la cual, a continuación se menciona parte de la respuesta emitida por la CREG a la consulta realizada por 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.

(...)

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 causa de exclusión a soportar.»

Por lo expuesto, la SSPD solicitó a la empresa adelantar los trámites correspondientes con las entidades competentes con el fin de tener los soportes de acuerdo con el numeral 5.2.2 EXCLUSIÓN DE EVENTOS de la Resolución CREG 015, para los eventos con causal 28, además de enviar a esta entidad un informe donde se evidencien todos los soportes de los eventos excluidos con causal 28 «Catástrofes Naturales» para los años 2021 y 2022.

- **Planes de inversión**

En el marco de la metodología de remuneración de la actividad de distribución vigente, la Resolución CREG 015 de 2018 y posteriores resoluciones que la modifican, EDEQ en calidad de OR solicitó aprobación de los ingresos asociados con el STR y SDL que opera, presentando el Plan de Inversiones para el periodo 2019 a 2023, que fue aprobado por la CREG junto con los cargos e ingresos a través de la Resolución CREG 102 de 2019. En respuesta, la empresa presentó recurso de reposición a la resolución mencionada, el cual fue resuelto por la citada Comisión a través de la Resolución CREG 137 de 2021, en la que modificó el plan de inversiones inicialmente aprobado, entre otras variables asociadas a los cargos.

Con respecto al ajuste del plan de inversiones, en el literal g), numeral 6.6 de la Resolución CREG 015 de 2018, establece que, en agosto del cuarto año de ejecución del plan, los OR deberían presentar solicitud de revisión al plan de inversiones, siendo esta fecha límite en agosto de 2022. En este sentido, se evidenció que la empresa solicitó la modificación al plan de inversión a la CREG, el cual fue aprobado mediante Resolución CREG 501 021 de 2022.

- **Plan de inversiones aprobado**

En la Tabla 34 se presenta el plan de inversiones aprobado mediante la Resolución CREG 102 de 2019 y ratificado por la Resolución CREG 501 021 de 2022.

Tabla 34 *Plan de Inversiones de EDEQ S.A. E.S.P. 2020-2025 aprobado, en firme y vigente. Cifras dadas en millones de COP de 2017.*

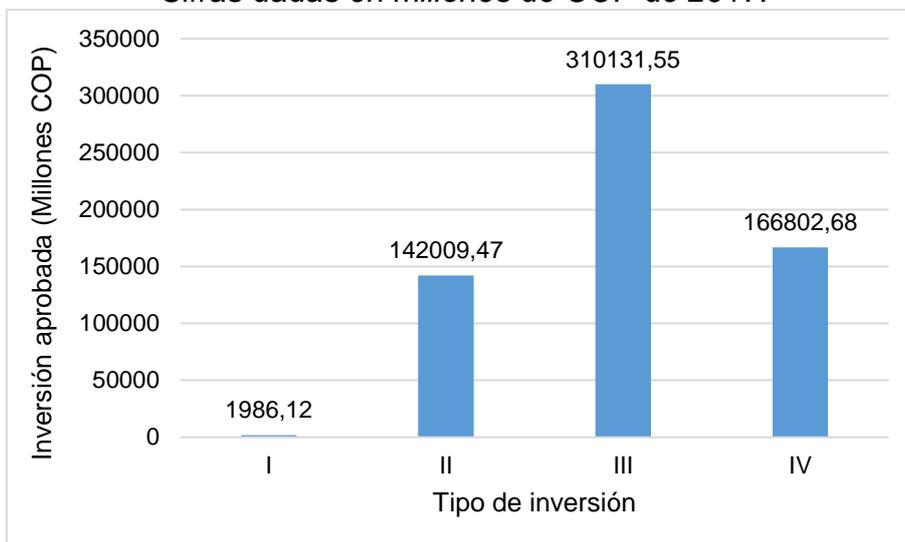
Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Inversión aprobada	23.584	25.219	27.882	19.974	29.872	25.343	17.944	169.821

Fuente: Resolución CREG 501 021 de 2022. Elaboración DTGE.

Este plan contempla las inversiones requeridas para la expansión del sistema, reposición de activos, mejoramiento de la calidad y confiabilidad del servicios, reducción y mantenimiento de pérdidas de energía y renovación tecnológica de los activos de uso.

A continuación, la Figura 36 presenta el monto total de inversiones aprobadas desagregado por tipo de inversión, en la cual se observa que la mayor parte de las inversiones se concentran en proyectos de Reposición y Expansión (Tipo III y IV), con un 49,95% y 26,86% respectivamente.

Figura 36 Plan de inversiones aprobado para 2019-2022, desagregado por tipo de inversión. Cifras dadas en millones de COP de 2017.



Fuente: Elaboración SSPD a partir de la información entregada por EDEQ.

El plan de inversiones aprobado está compuesto por un total de 4894 proyectos de inversión enfocados en los diferentes objetivos delineados anteriormente. En la Tabla 35 se presentan los proyectos aprobados más representativos en términos de inversión.

Tabla 35 Proyectos de inversión aprobados más representativos por monto aprobado. Cifras dadas en COP de 2017.

Código del proyecto	Nombre	Tipo de proyecto de inversión	Año entrada en operación aprobado	Valor aprobado (CREG)
PEI1000TYDCE18046-19	Conexion STN subestacion Armenia	II	2019	7.099.243.304
PEI1000TYDCE18046-19	Conexion STN subestacion Armenia	II	2019	7.099.243.304
PEI1000TYDCE18046-19	Conexion STN subestacion Armenia	II	2019	7.099.243.304
PEI1000TYDCE18046-19	Conexion STN subestacion Armenia	II	2019	7.099.243.304
0968-B12-ES-20	Reposicion transformador de potencia de subestacion Regivit por un transformador autorregulado	III	2020	5.910.371.255
0592-B18-ES-21	Subestacion Centenario	IV	2021	4.411.189.080
0941-CBF2019-ER-19	Compra de bien futuro	II	2019	4.381.845.178
0941-CBF2019-ER-19	Compra de bien futuro	II	2019	4.381.845.178
0941-CBF2019-ER-19	Compra de bien futuro	II	2019	4.381.845.178
0941-CBF2019-ER-19	Compra de bien futuro	II	2019	4.381.845.178

Fuente: Elaboración SSPD a partir de la información entregada por EDEQ.

- **Ejecución del plan de inversiones**

A continuación, en la Tabla 36 se presenta la ejecución general del plan de inversiones para el periodo 2019-2022.

Tabla 36 *Ejecución global del plan de inversión para EDEQ desde 2019 a 2022. Cifras dadas en COP de 2017.*

Periodo	INVA	INVR	Ejecución (%)
2019	23.584.870.149	22.137.339.066	93,86
2020	25.249.315.651	24.561.312.964	97,28
2021	27.876.444.999	26.612.866.499	95,47
2022	19.462.000.681	19.041.230.564	97,84
Global	96.172.631.480	92.352.749.093	96,03

Fuente: Elaboración SSPD a partir de la información entregada por EDEQ

Se observa que el operador cuenta con niveles de ejecución sobresaliente para todos los años evaluados, además de tener un comportamiento similar año a año con porcentajes de ejecución cercanos al 100%.

En la Tabla 37 y Tabla 38, se presentan entre otros, el detalle de las inversiones ejecutadas fuera del plan por EDEQ, ya sea por motivos de emergencia o prioritarios para el sistema de distribución. Es relevante destacar que las inversiones fuera del plan pueden ser aplicadas para remuneración y reconocidas dentro de la variable de ejecución de inversiones, INVR_i, siempre y cuando los proyectos puedan ser enmarcados en las unidades constructivas del capítulo 14 y 15 de la Res. CREG 015 de 2018.

Tabla 37 *Ejecución global del plan de inversión para EDEQ desde 2019 a 2020. Cifras dadas en COP de 2017.*

Variable	2019			2020		
	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)
Dentro del plan	23.584.870.149	16.869.992.698	71,53%	25.249.315.651	22.939.902.425	90,85%
Sin ejecutar	6.714.877.451	0		688.002.687	0	
Fuera del plan	0	5.267.346.368		0	1.621.410.539	

Variable	2019			2020		
	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)
Total	23.584.870.149	22.137.339.066	93,86%	25.249.315.651	24.561.312.964	97,28%

Fuente: Elaboración SSPD a partir de la información entregada por EDEQ

Tabla 38 Ejecución global del plan de inversión para EDEQ desde 2021 a 2022. Cifras dadas en COP de 2017.

Variable	2021			2022		
	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)
Dentro del plan	27.876.444.999	18.979.834.932	68,09%	19.462.000.681	17.599.582.101	90,43%
Sin ejecutar	1.263.578.500	0		420.770.117	0	
Fuera del plan	0	7.633.031.567		0	1.441.648.463	
Total	27.876.444.999	26.612.866.499	95,47%	19.462.000.681	19.041.230.564	97,84%

Fuente: Elaboración SSPD a partir de la información entregada por EDEQ.

Se observa que, si bien los porcentajes de ejecución globales de EDEQ están sobre el 93%, la empresa para los años 2019 y 2021 presentó una ejecución cercana al 70% de los proyectos dentro del plan aprobado por la CREG. Es de resaltar, que para los años 2020 y 2022 se presentó un comportamiento similar en relación con el porcentaje de ejecución de los proyectos dentro del plan.

- **Remuneración del plan de inversiones**

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

- Inversiones aprobadas para el año anterior a remunerar ($INVA_{j, t-1}$).
- Los dos primeros términos contribuyen de manera positiva al BRAEN, mientras que el tercero de manera negativa. En palabras gruesas, en el BRAEN se calcula las inversiones del año a remunerar y la diferencia entre lo ejecutado y lo aprobado del año anterior. Por lo tanto, la remuneración percibida por el operador se verá 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. La ejecución de EDEQ por nivel de tensión se presenta en la Tabla 39.

Tabla 39 Ejecución de plan de inversión desagregado por nivel de tensión. Cifras dadas en COP de 2017.

Nivel de tensión	INVA 2019	INVR 2019	Ejecución (%)	INVA 2020	INVR 2020	Ejecución (%)
1	4.793.576.363	4.449.505.765	92,82%	2.515.843.314	3.808.823.613	151,39%
2	8.807.821.169	8.421.084.990	95,61%	13.615.803.647	11.621.546.992	85,35%
3	2.847.890.593	2.118.501.980	74,39%	8.510.894.357	8.766.600.235	103,00%
4	7.135.582.024	7.148.246.331	100,18%	606.774.333	364.342.124	60,05%
Total	23.584.870.149	22.137.339.066	93,86%	25.249.315.651	24.561.312.964	97,28%
Nivel de tensión	INVA 2021	INVR 2021	Ejecución (%)	INVA 2022	INVR 2022	Ejecución (%)
1	4.765.269.327	5.077.267.341	106,55%	3.543.457.723	6.134.058.406	173,11%
2	19.352.003.102	16.554.090.144	85,54%	13.788.692.958	12.285.652.436	89,10%
3	2.124.125.884	2.995.982.661	141,05%	1.641.365.000	621.519.722	37,87%
4	1.635.046.686	1.985.526.353	121,44%	488.485.000	0	
Total	27.876.444.999	26.612.866.499	95,47%	19.462.000.681	19.041.230.564	97,84%

Fuente: Elaboración SSPD a partir de la información entregada por EDEQ.

En la Tabla 40 se presenta el análisis de la remuneración para todos los niveles de tensión. En términos generales la empresa ha visto su remuneración compensada o penalizada por sobre ejecución o subejecución.

Tabla 40 Análisis de remuneración por plan de inversión para los años 2022 y 2023.

Variable	NT1		NT2		NT3	
	2022	2023	2022	2023	2022	2023
INVA (t)	4.765.269.327	3.543.457.723	13.788.692.958	3.661.135.175	488.485.000	10.307.385.000
INVR (t-1)	3.808.823.613	5.077.267.341	16.554.090.144	12.285.652.436	1.985.526.353	621.519.722
INVA (t-1)	2.515.843.314	4.765.269.327	19.352.003.102	13.788.692.958	8.766.600.235	1.641.365.000
INVR_cota (t-1)	2.767.427.645	5.077.267.341	16.554.090.144	12.285.652.436	1.985.526.353	621.519.722
Diferencia INVR	1.041.395.968	0	0	0	0	0
IAPA (t)	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
IAPA (t-1)	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
BRAEN	5.016.853.658	4.896.851.705	10.990.780.000	2.158.094.653	-6.292.588.882	9.287.539.722
BRAEN (IAPA = 1)	5.016.853.658	4.896.851.705	10.990.780.000	2.158.094.653	-6.292.588.882	9.287.539.722
Diferencia BRAEN	0	0	0	0	0	0
Diferencia ejecución	1.292.980.299	311.998.014	-2.797.912.958	-1.503.040.522	-6.781.073.882	-1.019.845.278

Fuente: Elaboración SSPD a partir de la información entregada por EDEQ.

Se puede destacar que en el nivel de tensión 2 y 3 para la remuneración anticipada de 2023, la empresa tuvo una ejecución superior al 110% del valor de inversiones aprobadas, ocasionando que la empresa no percibiera la totalidad de la inversión ejecutada en 2022. Sin embargo, el remanente se entiende podrá ser trasladado a la remuneración de 2024 en su totalidad.

- **Estrategia de comunicación y difusión de plan de inversión**

En el numeral 6.7 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018, se define la estrategia de comunicación para difundir con los usuarios el plan de inversión, las metas reposición, calidad, reducción y mantenimiento de pérdidas que los Operadores de Red deben realizar. 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 al punto a. y b., EDEQ cuenta con acceso a través de su página Web a los informes de ejecución presentados a la CREG y a la SSPD a través del enlace <https://www.edeq.com.co/acerca-de-edeq/nuestro-negocio/plan-de-inversiones> (ver Figura 37). Además, da cumplimiento del literal c. del numeral 6.5 del anexo general de la resolución CREG 015 de 2018, en la cual se estipula que los informes de ejecución remitidos a la CREG y SSPD deben estar públicos en el portal web.

Figura 37 Captura de pantalla página Web destinada a divulgación de ejecución del plan de inversión.



Fuente: Pagina Web prestador

En particular, el contenido de los informes orientado a usuarios fue verificado teniendo en cuenta lo dispuesto la Circular CREG 024 de 2020:

«El informe para los usuarios deberá contener como mínimo los literales a) al f) y el h) en un lenguaje sencillo teniendo de presente el público al que va dirigido y publicarse en formatos Microsoft word y pdf».

A continuación, en la Tabla 41 se presenta la verificación del cumplimiento por parte de EDEQ a lo contemplado en la Circular CREG 024 de 2020.

Tabla 41 Verificación de contenido de informe de ejecución de plan de inversión orientado a usuarios.

Contenido	2019	2020	2021	2022
a) Resumen ejecutivo	Si	Si	Si	Si
b) Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios	Si	Si	Si	Si
c) Descripción del sistema operado	Si	Si	Si	Si
d) Resumen del plan de inversión aprobado	Si	Si	Si	Si
e) Avance en el cumplimiento de metas	Si	Si	Si	Si
f) Desviaciones del plan de inversión	Si	Si	Si	Si
h) Gestión de activos	Si	Si	Si	Si

Fuente: Elaboración SSPD a partir de la información entregada por EDEQ.

En términos generales, se evidenció un cumplimiento de EDEQ para la divulgación y disposición a los usuarios de la información relacionada a la ejecución del plan de inversiones.

- **Plan de pérdidas**

EDEQ presentó plan de gestión de pérdidas en el marco de la solicitud de aprobación de ingresos, el cual fue aprobado con la Resolución CREG 104 de 2019 y posteriormente modificado mediante la Resolución CREG 501 044 de 2022. Este plan solo está enfocado al mantenimiento de las pérdidas en el mercado que opera la empresa.

El costo final del plan de gestión de pérdidas de energía eléctrica (CAPj) tiene un valor total de 1.672 millones COP, como costos de AOM de pérdidas de energía reportados a la CREG en vigencias anteriores (AOMj) para cumplir una senda propuesta de disminución del indicador de pérdidas totales en 10 años de 1,25%.

- **Índice de pérdidas totales**

En la Tabla 42 se presenta el índice de pérdidas totales calculado por EDEQ, el cual coincide con el reporte hecho al Sistema Único de Información – SUI de la SSPD. En relación al cumplimiento del indicador de metas de pérdidas regulatorias, se observa que EDEQ ha dado cumplimiento.

Tabla 42. Evolución del Índice de Pérdidas Totales para EDEQ SA. ESP. 2019-2022

Año	2019	2020	2021	2022
IPT (%)	7,77	8,57	8,31	7,91

Fuente: Elaboración SSPD a partir de la información entregada por EDEQ.

- **Estrategias de gestión de pérdidas**

A continuación, se listan algunas de las estrategias implementadas por EDEQ como parte del plan de gestión de pérdidas, con el objetivo de reducir las pérdidas de su mercado.

- **Vinculación de usuarios**

La empresa ha logrado la vinculación de 548 usuarios de asentamientos subnormales a lo largo del departamento.

- **Gestión de análisis de datos**

EDEQ menciona que ha implementado el uso de la herramienta Rihana para el análisis de los datos, el cual mediante el uso de algoritmos genéticos y sobre reglas de supervisión establecidas por la empresa, entrega una identificación de posibles puntos en los cuales se deban realizar alguna acción de control.

➤ **Recuperación de energía**

Recuperación de energía por procesos administrativos en los cuales realiza revisiones rutinarias a clientes regulados en medida directa. En el año 2022, la empresa ha logrado una recuperación de energía de 950 MWh/año a través de la implementación de procesos administrativos.

- **Calidad en el STR**

➤ **Indisponibilidad de activos**

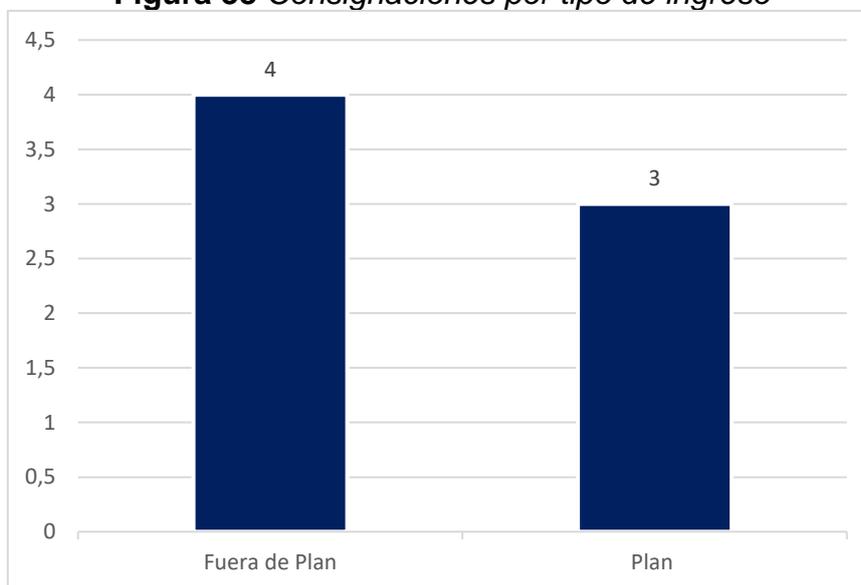
Para el año 2022 no se presentaron Horas a Compensar (HC) en activos del STR operados por EDEQ S.A. E.S.P. por superar las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas (MHAIA). Lo anterior, fue contrastado mediante la verificación en el aplicativo HEROPE de XM, en el cual se indica que para los activos pertenecientes al subsistema Armenia – Tebaida Nueva 1 115 kV, las Horas de Indisponibilidad Acumulada fueron menores a las MHAIA, por lo cual las Horas Compensadas son iguales a cero.

- **Consignaciones nacionales**

En este apartado se presentará el total de consignaciones nacionales asociadas a EDEQ S.A. E.S.P., desagregando la información en un análisis particular de acuerdo a tipo de ingreso, y origen de mantenimiento. Además, se presentarán los activos asociados a las consignaciones nacionales.

De acuerdo a lo dispuesto en el aplicativo Sistema Integrado de Operaciones –SIO, en el año 2022 EDEQ presentó un total de 7 consignaciones nacionales, las cuales presentan estado “Ejecutado”. En la Figura 38 se presentan las consignaciones desagregadas por tipo de ingreso, de las cuales 4 consignaciones se ejecutaron fuera del plan y 3 consignaciones se ejecutaron dentro del plan.

Figura 38 *Consignaciones por tipo de ingreso*



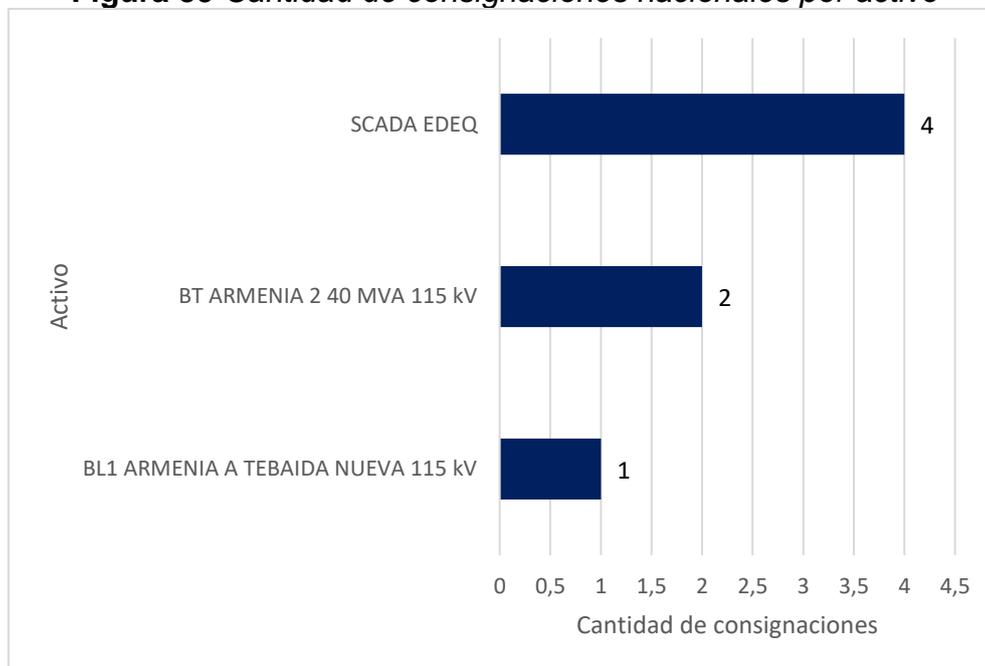
Fuente: Elaboración propia a partir de información tomada de HEROPE de XM.

De acuerdo con lo que se observa en la Figura 38 existe una gran oportunidad de mejora para EDEQ asociadas con las consignaciones ejecutadas fuera del plan, en el sentido de aumentar el porcentaje de consignaciones programadas mediante la planeación semestral, con el objeto de que se vea reflejado en el resultado de las consignaciones que se ejecutan dentro del plan de mantenimiento.

En cuanto a las consignaciones por origen de mantenimiento, se tiene que las 7 consignaciones nacionales ejecutadas por EDEQ están asociadas a mantenimientos normales.

Finalmente, en la Figura 39 se presenta la cantidad de consignaciones nacionales ejecutadas por EDEQ en el año 2022, desagregadas por activos.

Figura 39 Cantidad de consignaciones nacionales por activo



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

De acuerdo a lo presentado en la Figura 39 , se tiene que del total de 7 consignaciones nacionales ejecutadas por EDEQ, 4 consignaciones fueron ejecutadas en el sistema SCADA, en razón a trabajos de mantenimiento y actualizaciones implementadas al sistema a nivel de grupo empresarial, 2 consignaciones nacionales ejecutadas dentro del plan de mantenimiento en la Bahía de Transformación 40 MVA de 115 kV y finalmente 1 consignación ejecutada dentro del plan de consignaciones en la bahía de línea 1 Armenia a Tebaida Nueva 115 kV.

- **Eventos de Energía No Suministrada**

A través de la resolución CREG 094 de 2012, se estableció el reglamento para el reporte de eventos y el procedimiento de cálculo de la Energía No Suministrada en el Sistema de Transmisión Regional. En esta resolución, se establecen las condiciones para la clasificación de una zona del STR como Zona Excluida de Cano, para la cual no aplican compensaciones por ENS o por dejar No Operativos otros activos, ante Eventos ocasionados por los activos que la conforman. Dado lo anterior, según lo establecido en el numeral 1.3.1 de la citada

Resolución CREG 094 de 2012, EDEQ surtió el trámite ante la UPME y el CND de XM SA ESP. para la exclusión por activo no operativo (CANO) de la subestación Nueva Tebaida 115 kV y su conexión de forma radial al STR mediante circuito sencillo hasta la subestación Armenia 115 kV, toda vez que los estudios de planeamiento realizados arrojaron que la alternativa analizada para eliminar dicha condición de radialidad de la subestación no cumplía con los criterios establecidos por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, por lo que conceptuó que la obra propuesta no era viable.

En este sentido, el CND determinó el cumplimiento de los requisitos establecidos en la regulación, de manera que fueron incluidos los activos de la zona Tebaida Nueva en el listado de Zona Excluida de CANO, como se muestra en la Tabla 43.

Teniendo en cuenta lo anterior, EDEQ no realiza el reporte de eventos por ENS

Tabla 43 *Activos incluidos en la Zona Excluida CANO*

Tebaida Nueva	
Código	Nombre
Bah0660	BL 1 ARMENIA A TEBAIDA NUEVA 115 kV
Bah1050	BL1 TEBAIDA NUEVA A ARMENIA 115 kV
Lin0866	ARMENIA – TEBAIDA NUEVA 1 115 kV
Beq0582	TEBAIDA NUEVA 115 kV

Fuente: Información suministrada por la ESP. Elaboración DTGE.

- **Procesos de conexión a la red**

La empresa EDEQ dando cumplimiento a las disposiciones de la resolución CREG 174 de 2021, presentó en su página web, el detalle del sistema de información de trámite en línea donde presenta la cartilla que indica la norma, el sistema de información georreferenciado y describe el proceso de conexión simplificado. En medio de la evaluación integral se realizó un proceso de búsqueda de transformador como ejemplo para verificar el funcionamiento del semáforo y este cumplía con lo indicado. Así mismo, se verificó la información reglamentaria que está publicada para solicitudes de conexión de proyectos clase 1 y clase 2 dispuesto en la resolución CREG 075 de 2021.

La empresa informó que ya obtuvieron el usuario y contraseña para el ingreso a la ventanilla única de la UPME, sin embargo, EDEQ presentó el total de solicitudes de conexión AGPE, AGGE y GD que tuvieron durante el 2022 y fueron solicitudes realizadas directamente a la empresa, de estas solo se rechazaron tres, la demás están en operación o en estado de aprobación. Por el sistema de la ventanilla única solo han recibido una consulta de disponibilidad de espacio físico y dos solicitudes de ingreso a subestaciones en lo corrido del año 2023. La cantidad de solicitudes de conexión de las que dispone la Resolución CREG 075 de 2021, presentadas ante la empresa no superan un total de 11 para el año 2023.

Cabe resaltar que hasta el momento de la inspección la SSPD no cuenta con quejas, denuncias o reclamos por parte de usuarios referente al tema de conexión de nuevos proyectos. No obstante, la misma empresa reportó que se han tenido PQR en el tema en mención, pero no específicamente por diferencias durante el proceso de conexión, sino por el cobro de energía reactiva y el control de tensión en Autogeneración a pequeña escala y GD.

- **Cumplimiento RETIE**

Frente a este tópico, vale la pena comenzar por 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 garanticen 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.»

Razón por la cual, a lo largo de dicho Reglamento, el Ministerio de Minas y Energía 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.

Con base en lo antes expuesto, desde el ámbito de las funciones definidas para esta Superintendencia, a continuación, se realiza un análisis del cumplimiento dado por la EDEQ SA ESP, a lo definido en el RETIE. Mantenimiento de Subestaciones, redes de distribución y líneas de transmisión.

- Mantenimiento de Subestaciones, redes de distribución y líneas de transmisión.

En el cumplimiento del objeto y los artículos 15, 22 y 24 del RETIE, el prestador del servicio contempló realizar mantenimientos preventivos y correctivos a la infraestructura que opera, así como a los corredores de línea que estos tienen. Dentro de las reuniones adelantadas y la información remitida, se presentó la evidencia de las actividades de mantenimientos preventivos y correctivos realizados por EDEQ durante la vigencia 2022.

En este aspecto, EDEQ divide las actividades de mantenimiento en: mantenimientos forestales y mantenimientos eléctricos, que son programados de manera anual y proyectados mediante ordenes de trabajo mensuales, verificando los impactos reales de los mantenimientos ejecutados a partir de los indicadores de calidad del servicio.

Dentro de los indicadores remitidos mediante radicado Nro. SSPD 20235292278522 del 23 de junio de 2023, se presentó una efectividad del 88% en el año 2021 y del 97% en el año 2022 para los mantenimientos forestales y del 82% en el año 2021 y del 94% en el año 2022 para los mantenimientos eléctricos, razón por la cual la duración y frecuencia de salida de circuitos disminuyó posterior a las actividades de mantenimiento en sus circuitos.

Dentro de las prácticas de mantenimiento forestal, se han llevado planes de sustitución de vegetación bajo las redes eléctricas, programa que se ha adelantado con el apoyo de las autoridades ambientales y con el seguimiento de la corporación autónoma regional.

Dentro del proceso de mantenimientos programados que requieren corte del servicio, EDEQ cuenta con procedimientos establecidos para la coordinación de las labores de mantenimiento y comunicación a los usuarios que puedan ser afectados por la desconexión del servicio.

Para la ejecución de las labores de mantenimiento realizadas en las subestaciones de propiedad compartida, como es el caso de los activos compartidos con CHEC, se efectúa coordinación dicha empresa, para las bahías operadas por este último, brindando el acompañamiento y apoyo que sea requerido por parte de EDEQ.

La programación de mantenimientos realizada por EDEQ, tiene en cuenta tanto la periodicidad, como la clase de eventos ocurridos sobre los activos que opera, de manera que permite realizar seguimiento al comportamiento de las redes eléctricas antes y después de la realización del mantenimiento, permitiendo comprobar la efectividad de los mismos

- 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. Al respecto, se solicitaron los certificados de conformidad RETIE de las obras adelantadas en la infraestructura eléctrica de EDEQ durante los últimos 3 años, con el fin de validar el cumplimiento de la normatividad vigente, ante lo cual, EDEQ manifestó haber realizado únicamente:

La ampliación de la subestación Calarcá 33 kV, de la cual se adjuntó el certificado de conformidad RETIE del 13 de octubre de 2021, en la que se señaló:

«Esta inspección comprendió la revisión de la ampliación de la subestación Calarcá EDEQ correspondiente a una subestación de patio de distribución de media tensión con un transformador de 10 / 12.5 MVA a 33 / 13.2 kV marca WEG N° serie 5874/15482989 transformador T2, celdas de maniobra, medida y protección. Esta inspección se hizo bajo la Resolución 90708 de agosto 30 de

2013 (RETIE 2013). Cualquier modificación a las instalaciones eléctricas posterior a la fecha de inspección será responsabilidad del propietario de la instalación y deberá ejecutarse de acuerdo al RETIE»

Adicionalmente, para la subestación SUR 33 kV en la cual se realizó una ampliación de su capacidad, pasando de 20 MVA a 25 MVA en el año 2021, se presentó la auto declaración de conformidad RETIE suscrita por el ingeniero constructor de dicha ampliación, en virtud de lo señalado en el reglamento.

- Reporte de información relacionada con el RETIE.

El reporte de información al SUI se detalla a profundidad en el capítulo de información al SUI, sin embargo, se evidenció que EDEQ realizó reporte incompleto del formato TT5 para el primer trimestre del año 2021, en el cual omitió incluir los procedimientos seguros asociados a las labores de mantenimiento realizadas sobre equipos energizados, razón por la que se deberá realizar la reversión de dicho formato en el SUI.

Frente al reporte de información por incumplimiento de distancias de seguridad por parte de los usuarios, EDEQ señaló que en los casos que identifica dicho incumplimiento procede a la notificación de este al propietario o usuario del predio que incumple las distancias mínimas de seguridad establecidas en el RETIE, con el fin de que los usuarios realicen las adecuaciones requeridas y remitió documentación que permitió evidenciar esta conducta. Así mismo, en los casos que EDEQ ha evidenciado que, con motivo de la construcción de una edificación nueva se violan las distancias mínimas de seguridad, se realizaron los procedimientos establecidos en el RETIE, notificando de tal actuación a los entes territoriales y solicitando los amparos policivos a que ha habido lugar. Sin embargo, en estos casos, según lo indicado por EDEQ, no se ha recibido retroalimentación por parte de las alcaldías, por lo que se insta a realizar seguimiento a los comunicados, con el fin de articular las actuaciones entre las entidades públicas y el prestador del servicio.

EDEQ informó haber realizado comunicaciones relacionadas con violación de distancias de seguridad dirigidas a los usuarios y 22 de estas, fueron remitidas como denuncias a los entes territoriales para su verificación, escritos, de los que no fueron anexados los soportes correspondientes. De acuerdo a lo informado por EDEQ durante el año 2021 se detectaron 193 violaciones de distancias de seguridad y durante el año 2022, 192 violaciones de dichas distancias, establecidas en el artículo 13 del RETIE, sobre las cuales se realizaron los controles correspondientes.

- Sistemas de puesta a tierra

Uno de los aspectos relevantes para garantizar la seguridad de los seres vivos, el despeje rápido de fallas eléctricas, control de tensiones de paso y contacto y, disipación de las corrientes de falla, entre otros, tiene relación con los sistemas de puesta a tierra señalados en el artículo 15 del RETIE, que es valorado dentro de la evaluación integral.

EDEQ deberá elaborar el registro que le permita realizar el planeamiento de mantenimientos a los sistemas de puesta a tierra, los cuales viene ejecutando desde el año 2018. Dentro de los mantenimientos realizados, se ha llevado a cabo el mantenimiento de los sistemas de puesta a tierra de 12 subestaciones operadas por EDEQ, desde el año 2018 se han adelantado las verificaciones visuales y mediciones de los SPT de 10 de las 12 subestaciones de 33 kV que maneja, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 15 del RETIE, quedando pendientes las subestaciones Cabaña y Puerto Espejo, que presentan piso en concreto y requieren de una contratación externa o la compra de los elementos que permitan realizar las mediciones de los SPT.

Adicionalmente, frente a las mediciones de tensiones de paso y contacto a las que se hace referencia en el artículo 15.5.3 del RETIE, no existe evidencia de la realización de las mismas por parte de EDEQ, por lo que deberá programarse la medición de estas tensiones en los casos que aplique.

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

- **Plan de Gestión de Riesgos de Desastres - PGRD**

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; acto Legislativo a partir del cual, se reglamentó su artículo 42 mediante el decreto 2157 de 2017, en el cual se describieron los principales procesos para la gestión del riesgo y los contenidos mínimos que deben tener las empresas dentro de sus planes organizacionales.

En atención a lo expuesto, la Superservicios se ha encargado de:

- Hacer la verificación a la implementación del plan de gestión del riesgo de desastre en función de estas normas antes mencionadas, así como del cumplimiento a la resolución CREG 080 de 2019, que dicta las normas de comportamiento, y de manera particular con lo dispuesto en sus artículos 22 y 24, donde se dispone que las empresas de energía eléctrica y gas combustible deben gestionar los riesgos dentro de la empresa.
- Verificación del cargue de información al formato TT10-PGRD, como requisito obligatorio para cumplir con la resolución 20212200012515 de la SSPD, mediante la cual se reglamentó el reporte del nivel de riesgo analizado para la infraestructura de la empresa, a lo cual EDEQ cumplió a cabalidad.

Sobre el particular, se encontró que EDEQ como empresa distribuidora y comercializadora del servicio de energía eléctrica, propuso como objetivo general establecer el PGRD a partir de la identificación de los riesgos a los que está expuesta cada instalación que hace parte de su propiedad, la definición de las medidas de tratamiento, así como los protocolos de respuesta ante la ocurrencia de un evento adverso que pueda afectar la dinámica de la sociedad, esto alineado con el objetivo estratégico de “*Gestionar efectivamente las operaciones*”.

- Conocimiento del Riesgo

Teniendo en cuenta que EDEQ tiene cobertura del 100% en el área urbana y 98.64% en la zona rural del departamento de Quindío, la falla en la disponibilidad del servicio de energía se puede traducir en riesgos de origen antrópico, natural y tecnológico. No obstante, la empresa comprende que a partir de su operación se puede generar efecto dominó en los alrededores de sus instalaciones, de esta manera presentó las sustancias químicas y maquinaria que por sus características y funcionalidad pueden ser fuente de desastre sobre terceros, el medio ambiente y pérdidas económicas para entes externos.

Las diferentes subestaciones que conforman su sistema, así como las sedes de recaudo y atención al cliente distribuidas en los 12 municipios del departamento de Quindío, cuentan con diferentes equipos que ayudan al momento de la materialización de un riesgo, como son diferentes tipos de extintores, kit de primeros auxilios y kit para atención de derrame de sustancias químicas. Para el caso de la sede central, cuenta con diferentes sistemas para la atención de emergencias.

- Contexto Externo

En el desarrollo de las actividades de EDEQ, se identificaron diferentes colectivos sociales definidos como los grupos de interés, entre los que se encuentran: clientes y usuarios, proveedores y contratistas, miembros del estado, colegas, gente EDEQ, accionistas y propietario.

Con el fin de reconocer las posibles situaciones que pueden poner en riesgo la operación de la empresa se adelantó una caracterización del área alrededor de la infraestructura de la empresa, a través de entrevistas en terreno que permitieron conocer amenazas, causas, elementos expuestos, equipos afectados y posibles escenarios.

En este mismo concepto la empresa describió los límites departamentales y las condiciones biofísicas que pueden afectar la localización de la subestación como son vendavales y fuertes

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

vientos en algunos municipios, amenaza vulcanológica por posible erupción del volcán Machín y volcán nevado del Ruíz ubicados en el departamento del Tolima que limita por el sur con el Quindío. Otras amenazas importantes que reconoció la empresa son la remoción en masa en zonas de fuertes pendientes, localizadas en la subcuenca del paisaje de montaña y en la franja transicional de piedemonte y los sismos debido a que el departamento está sobre a la interacción de placas.

De esta manera se priorizaron las subestaciones Regivit, Armenia, y La Tebaida como subestaciones especiales debido que a través de estas es que se distribuye la energía en el departamento y están ubicadas en zonas de alto riesgo por terremoto, granizada o erupción volcánica. Gracias al aporte de información desde los POT, PGRDM, estrategias municipales de respuesta, planes territoriales y sectoriales de cambio climático fue posible caracterizar cada uno de los municipios respecto las amenazas presentes y los riesgos que se pueden desencadenar.

- Contexto Interno

Para el cumplimiento de este ITEM la empresa remitió el diagrama de su estructura organizacional junto con la descripción de funciones y responsabilidades para cada uno de los cargos principales, de quienes se compartió los medios de comunicación para poder realizar contacto con ellos, también se presentó la incidencia de cada una de sus políticas en la continuidad del negocio.

En su modelo de procesos EDEQ cuenta con los sistemas de gestión integral de riesgos, Seguridad y Salud en el Trabajo - SST, y gestión ambiental a partir de los cuales se realizará la actualización y se documentaran los planes de emergencia y contingencia (PEC) y los planes de manejo ambiental. Para la gestión de riesgos, la empresa se fundamentó en la Norma Técnica Colombiana NTC ISO 31000:2018.

Cuando se verificó la integración entre los sistemas de gestión, se expuso por parte de la empresa la diferencia que existe entre el PEC y el protocolo de atención de eventos críticos

(PADEC), ya que el primero de estos tiene enfoque de atención a emergencias que puedan afectar al personal o colaboradores y viene directamente propuesto desde el área de SST y el segundo documento está propuesto desde la visión estratégica de la empresa. La información de la misma se administra a través de softwares como Almera, SCADA, MAR y HCM.

En EDEQ se realizan contrataciones a término fijo e indefinido de los candidatos seleccionados por medio de los procesos de selección que se apoya en del centro de servicios compartidos del grupo EPM, así mismo realizan vinculaciones de aprendices y practicantes por convenios de aprendizaje.

En este mismo contexto se presentó el organigrama y datos de contacto del personal que conforma el comité operativo de emergencias, que se encarga de coordinar la ejecución de actividades de emergencias a nivel empresarial.

- Método de Valoración del Riesgo

EDEQ, realiza la gestión del riesgo en 5 niveles estructurales: Empresa, procesos, contratos, proyectos y especiales, con base en la NTC ISO 31000 y presentó la matriz de riesgos, mediante la cual estableció 4 niveles de riesgo a los que se enfrenta la empresa sobre el recurso financiero, personal, reputación, tiempo, medio ambiente, social, calidad del servicio e información. Los niveles establecidos se ven expresados en la siguiente matriz, donde los riesgos se clasificaron en: Extremo (rojo), alto (Naranja), tolerable(amarillo), aceptable (verde). Ver Tabla 44.

Tabla 44 Matriz para la valoración del riesgo

PROBABILIDAD	CONSECUENCIA					
	MÍNIMA	MENOR	MODERADA	MAYOR	MÁXIMA	
	1	2	4	8	16	
MUY ALTA	5	5	10	20	40	80
ALTA	4	4	8	16	32	64
MEDIA	3	3	6	12	24	48
BAJA	2	2	4	8	16	32
MUY BAJA	1	1	2	4	8	16

Fuente: EDEQ

Para las acciones de monitoreo se tienen definidos indicadores de gestión y auditorías internas independientes que aporten nivel a la objetividad. Cada riesgo identificado, es valorado teniendo en cuenta los escenarios posibles, áreas de afectación probable, consecuencias potenciales y colaterales, experiencia y lecciones aprendidas, y actores relacionados.

La empresa ha listado los eventos que han ocurrido en torno a los procesos e infraestructura y mediante los cuales se han desarrollado acciones propuestas hasta ese momento, pero que debido a las consecuencias fue posible la retroalimentación a la hora de actuar cuando vuelvan a ocurrir en otra posible ocasión en EDEQ.

- Reducción del Riesgo

Intervención correctiva: Dentro de los proyectos correctivos de EDEQ se enfocan acciones referentes a la normalización de la medida y el mejoramiento de la calidad del servicio, cada uno de estos proyectos cuentan con un caso de negocio que soporta el objetivo, alcance, riesgo, etc., de la medida.

Desde cada área o subgerencia anualmente se realiza proyección financiera para 20 años futuros con el objetivo de respaldar todas las erogaciones requeridas, tanto esta proyección como el presupuesto es aprobado por la junta directiva. Así mismo, la empresa cuenta con plan de inversiones que se direcciona para los cuatro años siguientes al periodo actual.

Intervención prospectiva: Dentro de este tópico se tienen en cuenta los proyectos que se vienen adelantando de forma transversal u pueden aportar a la mitigación de riesgos ya identificados.

- Protección Financiera

Las coberturas con las que cuenta EDEQ para mitigar los impactos patrimoniales derivados de cualquier amenaza son; Póliza de vida para los trabajadores, pólizas de ciber, todo riesgo, daño material, maquinaria y equipo, automóviles, transporte de valores y mercancía; también

cuenta con póliza de responsabilidad civil extracontractual y cobertura de fallas en la prestación del servicio.

- Manejo del Desastre

El Protocolo de Atención de Eventos Críticos - PADEC es un protocolo que permite contar con una ruta común para atender un evento crítico, poniendo en claro las funciones y responsabilidades de los diversos equipos y coordinando de manera responsable la actuación frente a cualquier situación que pueda afectar cualquier recurso de la empresa o de terceros aledaños, incluyendo los objetivos estratégicos de la organización.

Esta guía clasifica los eventos en categorías como: Leve/operativo, moderado/táctico, crítico/estratégico y las características entre estos difieren en la proveniencia de recursos para la atención, a quienes se convoca, que procedimientos se activan, soluciones de acuerdo con lo esperado entre otros aspectos.

También describe la conformación del equipo de gerencia de crisis (EGC), el equipo asesor, el equipo de apoyo, las entidades externas de apoyo y copia el formato de reporte de situación diario para la descripción de los eventos y su seguimiento.

- Aspectos relevantes

Los planes de contingencia, fueron presentados como un detalle específico de los escenarios para cada uno de los procesos no solo operativos sino de funcionamiento en general de la empresa, las acciones que se deben ejecutar en corto, mediano y largo plazo y las que se están ejecutando en la actualidad.

La empresa demostró con evidencia la socialización y actualización que realizan de los documentos que conforman toda la gestión del riesgo, tanto es las sedes de su pertenencia como a partes interesadas y en general se concluye con no solo un documento estructuralmente completo sino la demostración del conocimiento, implementación e el representante legal de la empresa, en todos los procesos de la gestión del riesgo, con las

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

salvedades que se realizaron en párrafos anteriores, que fueron observaciones para ajustar en el documento, pero que no representan inconformidades con el cumplimiento de la normativa legal vigente y sobre todo con el compromiso que tiene EDEQ con la gestión de sus riesgos en función de la vida humana y la continuidad del negocio.

Cabe resaltar que, esta empresa tuvo participación ante la preparación a la respuesta de la situación por alerta naranja de erupción del Nevado del Ruíz declarada el 30 de marzo de 2023 y en esta demostró la capacidad de respuesta con la que cuenta y la capacidad de generar valor para la atención de los riesgos con el apoyo de empresas colegas en el mismo territorio.

- Pólizas

EDEQ cuenta con las pólizas vigentes hasta junio de 2024 para asegurar la infraestructura contra siniestros y/o responsabilidad civil extracontractual, las cuales fueron suministradas por la empresa durante la visita en el marco de la evaluación integral realizada. A continuación, se relaciona la cobertura general de la póliza con la que cuenta el prestador para su infraestructura eléctrica:

- Cobertura general edificio
- Terremoto edificio
- Actos Mal Intencionados de Terceros (AMIT) y Huelga, Motin, Asonada y Conmoción Civil (HMACC) edificio
- Cobertura general maquinaria y equipo
- Terremoto maquinaria y equipo
- AMIT Y HMACC maquinaria y equipo
- Rotura máquina

4.4.4. Calidad y reporte de la información al SUI

A continuación, se presenta la Información del cumplimiento de los reportes por parte de EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P. al Sistema Único de Información – SUI.

- **Inscripción y actualización RUPS**

El prestador EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P. ahora EDEQ realizó actualización en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS bajo imprimible No. 20237523425662 del 12 de julio del 2023 donde realizó el registro de los siguientes datos (Ver Tabla 45):

- Fecha de constitución: 22 de diciembre de 1988.
- Fecha de inicio de operaciones: 01 de enero de 1989.
- NIT: 800052640 - 9
- Servicios Registrados: Energía Eléctrica
- Actividades Desarrolladas:

Tabla 45. Registro actividades RUPS.

Servicio	Actividad	Fecha de Inicio	Fecha Final
Energía	Comercialización	01/01/1989	-
Energía	Distribución	01/01/1989	

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 4 reportes en estado pendiente para el servicio de energía eléctrica. El porcentaje de cargue del prestador se evidencia en la Tabla 46.

Tabla 46. Porcentaje de cargue.

ID Empresa	Empresa	Año	Certificado	Certificado No Aplica	Pendiente	Porcentaje Cargue
523	EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO SA ESP	2022	391	70	0	100%

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 18/08/2023.

Tomando como base, el porcentaje de cargue de la Tabla 46, el prestador, para la vigencia 2022, no tiene formatos pendientes. Cabe destacar que para las vigencias anteriores al 2022, el prestador cuenta con 14 formatos pendientes, los cuales durante el transcurso de esta integral fue revisado con el prestador y notificados con anterioridad bajo el comunicado SSPD No. 20232201787731 del 17 de mayo de 2023.

En la reunión efectuada con el prestador sobre el tópico de calidad de información, quedó como compromiso, solicitar al equipo SUI la inhabilitación de los formatos que para la vigencia analizada se encuentran duplicados o no le aplica al prestador, así mismo la habilitación de los formatos con los respectivos soportes para realizar dicha solicitud.

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 de los formatos **Información Comercial Complementaria para el Sector Residencial y CS5. Puntos de Medida Barra – Seguimiento** presentadas en el validador del aplicativo de cargue masivo, debido a que el formato **Información Comercial Complementaria para el Sector Residencial** se encontraban Cargados a BD y durante la evaluación integral se encontraba Pendiente, sin posibilidades de cargar información. Ante esto, por parte del prestador se presentaron distintas mesas de ayuda para su trámite, el cual a la fecha se encuentra solucionado y la información reportada al SUI.

Respecto a los formatos **CS5. Puntos de Medida Barra – Seguimiento** para las vigencias abril del 2020 hasta mayo del 2021, inicialmente el prestador presentaba inconvenientes en el límite de caracteres de algunos campos de este formato establecidos en las resoluciones SSPD No. 20155 del 2019 y SSPD No. 12515 de 2021. Para dar solución a este inconveniente, se realizó la ampliación en el limitante de caracteres de los campos especificados a reportar

por el prestador. Aun así, con esta modificación la empresa no puede cargar la información al aplicativo de cargue masivo, debido a que, a la hora de verificar la información cargada al aplicativo, esta toma una cantidad de información en específico, dejando por fuera del reporte aquellos caracteres que no cumplan con la versión anterior al validador. El prestador manifiesta las distintas mesas de ayuda remitidas a la SSPD, por la cual aún no se ha dado solución a los errores en el aplicativo.

Dentro de los compromisos establecidos en la reunión de este tópico, está la solución por parte de la Superintendencia ante este error, el cual a la fecha aún se encuentra en trámite interno por parte de la Dirección Técnica de Energía en compañía del equipo del equipo SUI de la Delegada de Gas y Energía.

Evaluando la oportunidad de cargue de la información al Sistema Único de Información SUI, del año 2022 se pudo constatar que EDEQ presentó el 43.86% de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes (Tabla 47).

Tabla 47. Oportunidad en el cargue – Vigencia 2022.

Variable	Fuera de Término	Con Oportunidad
Cantidad N°	157	304
Porcentaje %	34.06 %	65.94 %

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 18/08/2023.

En cuanto a reversiones, durante 2022 la empresa EDEQ solicitó las relacionadas en la Tabla 48.

Tabla 48. Formatos Reversados.

Año de la Solicitud de Reversión	Nombre Formato o formulario Reversado	Año	Periodo	Fecha de Ejecución
2022	TC6. Detalle Facturación AP	2021	12	24/03/22
2022	TC1. Inventario de Usuarios	2021	12	25/03/22
2022	CS8. Indicadores Calidad Potencia	2022	1	15/03/22
2022	TC3. Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores	2022	1	03/04/22
2022	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2022	8	16/12/22

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 18/08/2022.

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

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

(...))»

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

«(...)

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.

(...))»

El prestador 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 (65.94%) 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 (5 reversiones) de las cuales 4 Reversiones son del Tópico Comercial y de Gestión y la otra hace referencia al Tópico técnico de la resolución antes mencionada.

4.4.5. 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.edeq.com.co/>, los procedimientos con su respectivo enlace, como se relaciona en la Tabla 49.

Tabla 49 *Procedimientos publicados EDEQ S.A. ESP, Resolución CREG 080*

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Cambio de Comercializador	https://www.edeq.com.co/Portals/0/clientes-y-usuarios/documentos/consulta-de-procedimientos/cambio-de-comercializador.pdf
Información para Presentación de Estudio de Conexión AGPE	solicitud-de-informacion-para-presentacion-de-estudio-de-conexion-de-generadores-y-autogeneradores.pdf (edeq.com.co)
Solicitud de Conexión para Generadores y Autogeneradores mayores a 5MW	solicitud-de-conexion-para-generadores-y-autogeneradores-mayores-a-5MW.pdf (edeq.com.co)
Conexión al Servicio de energía eléctrica	conexion-al-servicio-de-energia-electrica.pdf (edeq.com.co)
Migración Usuario a Nivel de Tensión Superior	migracion-usuarios-a-nivel-de-tension-superior-munts.pdf (edeq.com.co)
Solicitud de Energía Eléctrica para Provisional de la Construcción	solicitud-de-energia-electrica-para-provisional-de-la-construccion.pdf (edeq.com.co)

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Conexión del servicio de energía residencial	http://www.EDEQ.com.co/clientes-y-usuarios/tramites-y-servicios/acceso-al-servicio-de-energia/conexion-del-servicio-de-energia-residencial
Conexión Autogenerador pequeña escala y Generador Distribuido (Aplica para capacidades de Generación hasta 5MW)	conexion-autogenerador-pequena-escala-y-generator-distribuido.pdf (edeq.com.co)
Revisión de proyectos eléctricos	revision-de-proyectos-electricos.pdf (edeq.com.co)
Solicitud de interventoría	solicitud-de-interventoria.pdf (edeq.com.co)
Deselle de Gabinete	deselle-de-gabinete-medidor-o-reubicacion-de-acometida.pdf (edeq.com.co)
Servicio de Calidad Extra	servicio-de-calidad-extra.pdf (edeq.com.co)
Visita Puesta en Servicio de Energía Eléctrica	visita-puesta-en-servicio-de-energia-electrica.pdf (edeq.com.co)
Disponibilidad de Servicio de Energía Eléctrica	disponibilidad-del-servicio-de-energia-electrica.pdf (edeq.com.co)
Servicio de Capacidad de Respaldo	servicio-de-capacidad-de-respaldo.pdf (edeq.com.co)
Factibilidad del Servicio de Energía Eléctrica	factibilidad-del-servicio-de-energia-electrica.pdf (edeq.com.co)
Servicios Temporales	servicios-temporales.pdf (edeq.com.co)
Declaración de cumplimiento CREG 080	Scanned Document (edeq.com.co)

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 establecido 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 en general 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 y facilitar su comparación y comprensión por parte de 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 empresa informa que ha implementado lo establecido en la Resolución CREG 080 de 2019 a través de un espacio que diseñó para tal fin “Foro de Gerencia Agosto 2021” en los cuales se trataron aspectos como: la adecuada interpretación de la regulación,

la transparencia en la información, el flujo de información interna y externa, el actuar en procura de los intereses de los usuarios, entre otros aspectos, con los cuales la administración de la empresa considera, se facilita el entendimiento y la adopción de los comportamientos declarados en dicha resolución por parte del personal de EDEQ.

Acorde a lo anterior, se evidenció que a nivel general los procedimientos y la información suministrada por la empresa EDEQ SA ESP a los usuarios de su mercado, están diseñados en función de la comprensión clara, didáctica e instructiva que debieran aportar

5. Hallazgos:

A continuación, se relacionan en la Tabla 50 los hallazgos encontrados a EDEQ en el marco de la evaluación integral:

Tabla 50. Relación hallazgos para la empresa EDEQ SA ESP.

CRITERIO	CONDICIÓN EVALUADA	EVIDENCIA / SOPORTE	ESTADO DE CUMPLIMIENTO
FSSRI	<p>FSSRI: Sustentar y/o proceder con solicitud de reversión de la información del formato TC1 y la aportada en el marco de la evaluación integral, dadas las diferencias presentadas para el número de suscriptores subsidiados y suscriptores contribuyentes durante el primer semestre de 2022, así como aclarar si el prestador atiende suscriptores en: Bogotá D. C., Manizales - Caldas, Popayán – Cauca, Mocoa – Putumayo, Pereira – Risaralda y Alcalá, Caicedonia y Tuluá - Valle del Cauca, teniendo en cuenta que se encuentran fuera del mercado del prestador.</p>	Información reportada en el formato TC1	NO CUMPLE
FSSRI	<p>FSSRI: Se requiere sustentar y/o proceder con solicitud de reversión de la información reportada en el SUI en el formato S6. Usuarios Beneficiarios del descuento y/o Exención Tributaria, dadas las diferencias presentadas respecto a la información reportada y la</p>	Información reportada en el formato S6	NO CUMPLE

CRITERIO	CONDICIÓN EVALUADA	EVIDENCIA / SOPORTE	ESTADO DE CUMPLIMIENTO
	información aportada en el marco de la evaluación		
FSSRI	FSSRI: Sustentar y/o proceder con solicitud de reversión de la información del formato TC2 dadas las diferencias presentadas para los 4tro trimestres de 2022 para las variables de “Subsidios Otorgados” y “Contribuciones Facturadas”. Lo anterior, afecta la información presentada por mes para estas variables en la mencionada vigencia.	Información reportada en el formato TC2	NO CUMPLE
FSSRI	FSSRI: Sustentar y/o proceder con solicitud de reversión de la información del formato S1 se presentan diferencias en los cuatro trimestres para las variables: contribuciones facturadas, Contribuciones no recaudadas después de 6 meses y contribuciones recaudadas después de conciliado su no recaudo.	Información reportada en el formato S1	NO CUMPLE
FSSRI	FSSRI: Sustentar y/o proceder con solicitud de reversión de la información del formato S10 presenta diferencias para los cuatro trimestres en la variable: Contribuciones no recaudadas después de 6 meses.	Información reportada en el formato S10	NO CUMPLE
FSSRI	FSSRI: Sustentar y/o proceder con solicitud de reversión de la información del formato S2 presenta diferencias en el primer y segundo cuatrimestre en la variable: giros recibidos.	Información reportada en el formato S2	NO CUMPLE
Facturación energía reactiva	Aplicación del factor multiplicador M	Información remitida por la empresa	NO CUMPLE
Código de Medida	Artículo 19	Información remitida por la empresa.	NO CUMPLE
Calidad del servicio en el SDL	Exclusión de eventos	Los soportes de exclusiones para los eventos con causal Actos de terrorismo y Catástrofes naturales, no cuentan con los	NO CUMPLE

CRITERIO	CONDICIÓN EVALUADA	EVIDENCIA / SOPORTE	ESTADO DE CUMPLIMIENTO
		soportes exigidos regulatoriamente (Cumplimiento CREG 015 de 2018 y)	
Cumplimiento RETIE	Reporte de información al SUI – Formato TT5	Consulta SUI Se evidenció que EDEQ realizó reporte incompleto del formato TT5 para el primer trimestre del año 2021	NO CUMPLE
Cumplimiento RETIE	Sistemas de puesta a tierra.	Radicado Nro. SSPD 20235292278522 del 23 de junio de 2023.	NO CUMPLE Deberá adelantar de manera prioritaria la verificación visual y medición de los SPT de las subestaciones Cabaña y Puerto Espejo
Reportes de Información Tarifaria al SUI	Análisis de información certificada al SUI	Estado de cargue información tarifaria al SUI y réplica de los cálculos tarifarios.	NO CUMPLE La empresa certificó el formato T9 en el mes de febrero; republicó tarifas, reportó el T7, pero no reversó el formato T9 ni actualizó la página web.
Calidad y cargue SUI	Cumplir con los tiempos de reporte de información para los formatos del SUI, lo anterior con el fin de generar la información certificada para el cálculo de los indicadores de forma oportuna y que no genere retrocesos a los agentes involucrados	Resoluciones SSPD No. 20192200020155 de 2019 y SSPD No. 20212200012515 de 2021	NO CUMPLE
Financiero	RESOLUCIÓN SSPD - 20161300013475 DE 2016 (mayo 19)- En la columna “Otras actividades no vigiladas SSPD” deberá incorporarse todo lo relacionado	Se evaluó la calidad de la información financiera evidenciando que el prestador netea los conceptos de las	NO CUMPLE En proceso de solicitud de reversión.

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

CRITERIO	CONDICIÓN EVALUADA	EVIDENCIA / SOPORTE	ESTADO DE CUMPLIMIENTO
	con actividades que no están sujetas a la inspección, vigilancia y control de la Superservicios	otras actividades con el valor de los ingresos, gastos y costos de la prestación del servicio.	

Fuente: Elaboración DTGE.

6. Acciones correctivas definidas:

Aspectos comerciales:

EDEQ deberá reversar el formato T9 del mes de febrero del 2022, actualizar la información en la que basó los nuevos cálculos y deberá actualizar la página web con la publicación.

En las fronteras en las que la empresa no ha realizado los mantenimientos a los elementos del sistema de medición de las fronteras comerciales de conformidad con el artículo 28 del Código de Medida, se debe realizar las actividades tendientes a subsanar el incumplimiento.

La empresa debe realizar las respectivas correcciones y adecuaciones para la correcta facturación a los usuarios a los cuales les aplica el factor multiplicador M.

La empresa debe dar cumplimiento a lo estipulado en al artículo 19 de Código de Medida.

Aspectos Técnicos

- Realizar reversión del formato TT5 para para el primer trimestre de 2021, incluyendo los procedimientos seguros utilizados dentro de sus mantenimientos.
- Se deberán incluir los soportes de recibidos de aquellas comunicaciones enviadas por EDEQ a los usuarios y los entes territoriales, asociadas a los incumplimientos de distancias de seguridad.

7. Conclusiones:

Aspectos Administrativos y Financieros

- La empresa refleja para el año 2022 utilidad de 48 817 millones COP incrementando la ganancia con respecto al 2021, esto por mejores precios de venta, directamente proporcionales al costo de la energía, y sus ingresos por uso del sistema de distribución local.
- La propiedad, planta y equipo es el rubro más representativo del activo a largo plazo, posicionándose en 227 031 millones COP, representando el 56% del total activo.
- El revisor fiscal de EDEQ emite opinión sin salvedades manifestando que encuentra que los estados financieros con corte a 31 de diciembre de 2022 presentan razonablemente la situación financiera de la empresa.
- Se evidenció en la verificación de calidad de la información suministrada en SUI para el año 2022, a través de XBRL, la empresa no separa los ingresos, gastos y costos de las otras actividades no vigilada por esta SSPD, acumulándolas en la prestación del servicio de energía eléctrica.
- La empresa cumple con su objeto social para el año 2022, obtuvo una buena ejecución de su capital de trabajo, así logrando adecuados indicadores financieros, y reflejando una calificación del riesgo positiva.
- El prestador culmina un año 2022 con un disponible de 25 006 millones, mostrando que garantizo sus obligaciones y presento un excedente que fortalece su liquidez.
- El AEGR, concluye sobre el aspecto financiero que la entidad muestra un comportamiento positivo, apuntando siempre a la mejora continua, EDEQ obtuvo resultados adecuados derivados de la operación, pues cumplió en su mayoría con las metas presupuestarias establecidas, además del crecimiento evidenciado en la vigencia tanto para los usuarios como para los ingresos

Aspectos Técnicos

- Se destaca la prestación del servicio de EDEQ en un departamento “VERDE”, lo cual ha generado para la empresa el desarrollo de políticas internas en pro de la

preservación ambiental, así como el compromiso para la operación de su sistema eléctrico de una manera confiable y segura.

- En la actualidad EDEQ implementa en su control y operación el software Keraunos, usado para la detección temprana de tormentas eléctricas. Mediante esta herramienta tecnológica, la empresa genera las alertas tempranas asociadas a condiciones climáticas para una óptima prestación del servicio.
- EDEQ no realiza reporte de eventos por Energía No Suministrada de sus activos, toda vez que surtió el trámite de exclusión de Zona CANO ante el CND de XM, dada la condición de radialidad de la subestación a 115 kV Nueva Tebaida y su conexión al STR.
- Durante el 2022 EDEQ ejecutó un total de 7 consignaciones nacionales, de las cuales 7 consignaciones están asociadas a mantenimientos fuera de su plan semestral y 3 consignaciones restantes están incluidos dentro de su plan.
- EDEQ presenta adecuado cumplimiento del RETIE, respecto de las acciones allí descritas, como mantenimientos a la infraestructura y a los sistemas de puesta a tierra, así como las acciones adelantadas ante el incumplimiento de distancias de seguridad, divulgación y campañas de información frente a las medidas de seguridad en las instalaciones eléctricas, entre otros.
- No se presentaron mediciones de tensiones de paso y contacto en las subestaciones operadas por EDEQ, por lo que deberá adelantarse la programación para realizar estas mediciones en los casos que aplique.
- Se recalca la actividad de socialización y concientización adelantada por EDEQ con los usuarios en el que se señalan algunas condiciones mínimas de seguridad y los planes de mitigación del riesgo frente a especies arbóreas bajo las redes de distribución, realizando el reemplazo de especies vegetales de gran envergadura por especies nativas de menor tamaño, en coordinación con la Corporación Autónoma Regional.
- En relación al plan de inversiones, la empresa ha mantenido niveles de ejecución sobresalientes en el periodo 2019-2022, presentando porcentajes de ejecución

cercanos al 100%, lo que ha favorecido la remuneración que la empresa percibe por este concepto. Con respecto al plan de gestión de pérdidas, la empresa ha implementado estrategias que permitan reducir los indicadores de pérdidas regulatorias para cada uno de los periodos evaluados.

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 articulo 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.

8. Medidas recomendadas que pudiera ser oportuno o pertinente aplicar

Aspectos Comerciales

Respecto de sus fronteras comerciales, hacer verificación de la información de las hojas de vida y reportar toda la información en los campos en los que corresponda.

Aspectos Técnicos

- Se recomienda a EDEQ realizar seguimiento a las comunicaciones relacionadas con respecto a violación de distancias de seguridad remitidas a los entes territoriales con el fin de articular las actuaciones entre las entidades públicas y el prestador del servicio. Además, es importante que se continúe con el proceso de reestructuración de indicadores por recomendación de la auditoría realizada por el ICONTEC, pues esta gestión aportará a la mejora en la prestación del servicio de energía eléctrica.
- Se recomienda a EDEQ mantener actualizada de forma periódica la información técnica asociada a los diagramas unifilares del sistema eléctrico que opera, con el fin de garantizar una correlación de la información almacenada y la infraestructura eléctrica instalada.

- Con respecto al el reporte de información relacionada con el RETIE, se debe realizar seguimiento a las comunicaciones remitidas a las alcaldías municipales, para asegurar las acciones de mitigación del riesgo por parte de los usuarios.
- Para la empresa los planes de emergencia se especificaron para cada una de las subestaciones y algunas de las sedes, sin embargo, también existe un plan general de la corporación donde se describe el organigrama operativo de emergencias y se establecen las funciones para el OE y la brigada de emergencia.

En estos, se definieron de acuerdo con la metodología de rombos la vulnerabilidad de la empresa respecto las personas, los procesos o sistemas, los recursos (construcciones, materiales y equipos) y la amenaza. Desde la SSPD, se hace aclaración en este punto indicando que existen dos metodologías de valoración de riesgo exactamente del componente de vulnerabilidad y los criterios entre ambos no concuerdan, aunque por parte del prestador se explicó como es la atención y como se activan de forma conjunta tanto el PEC como el PADEC ante la materialización de un riesgo en el documento no es tan específico.

Razón por la cual se recomienda a EDEQ ajustar el Plan de Gestión de Riesgos de Desastres incluyendo un párrafo con la explicación del porque se cuenta con las dos metodologías de valoración.

- Otra aclaración que se realizó es que los PON, los cuales para la empresa están descritos como procedimientos de actuación ante las amenazas ya identificadas se deben desarrollar para el momento de la ocurrencia del evento o la señal de una alarma por emergencia, los procedimientos antes de la emergencia corresponden al componente de conocimiento del riesgo dentro de toda la gestión del riesgo. Y en última instancia, se indica a EDEQ que no se evidenció los niveles de activación de alerta para las instalaciones.
- En cuanto al procedimiento para la exclusión de eventos, se recomienda a la empresa el ajuste de dichos documentos para que se detalle cómo se realiza la asignación de la causa y como se realiza la gestión de los soportes de los eventos excluidos, según lo

dispuesto en el numeral 5.2.2 Exclusión de Eventos según Resolución CREG 015 de 2018.

9. Responsables de la realización (Mencione nombres y apellidos completos)

9.1. Responsable general:

Antonio Jiménez Rivera – Director Técnico DTGE

9.2. Equipo de evaluación

Felliny Salamanca Arias - Componente Administrativo y Financiero
Diego Fernando Borda - Coordinador Equipo Comercial
Nelson Yesid González - Componente Comercial
Dayhan Garzón Martínez - Componente Comercial
Christian Alarcón Guevara - Componente Comercial
Natalia Ximena Castro Puentes - Componente Comercial
Rafael Ricardo Rojas - Componente Comercial
Jorge Enrique Fonseca – Coordinador UMMEG componente Comercial
Jhon Cristian Giraldo – Coordinador Equipo Técnico
Marlon Millán Martínez - Componente Técnico
Darío Obando Batallas - Componente Técnico
Oscar Javier Mora - Componente Técnico
Ángela Paola Beltrán - Componente Técnico
Sandra Milena Sánchez - Componente Técnico
María Alexandra Thomas – Componente Técnico
Wilmer Andrés Sandoval - Componente SUI
Luis Carlos Rodríguez Bello - Componente CREG
Catherine Lizeth Bravo – Componente Jurídico

10. Anexos: