

## 1. IDENTIFICADOR DEL PRESTADOR

1.1. Nombre o razón social: ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. – sigla ISA  
INTERCOLOMBIA

1.2. Nit: 900.667.590-1

1.3. ID (SUI - RUPS): 26730

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

1.5. Actividad del SPD objeto de la vigilancia o inspección: Transmisión de energía eléctrica

1.6. Fecha de inicio de operación en la actividad a vigilar o inspeccionar: 1 de enero de 2014

## 2. IDENTIFICACIÓN DE LA ACCIÓN DE VIGILANCIA E INSPECCIÓN REALIZADA

2.1. Año del programa al que pertenece la acción: 2023

2.2. Clase acción: Vigilancia \_\_\_ Inspección X

2.3. Motivo de la acción: Especial \_\_\_ Detallada X Concreta \_\_\_

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

2.5. Ubicaciones físicas o virtuales objeto de la acción: Sede principal del prestador Calle 12  
Sur 18-168 Medellín Colombia

## 3. DELIMITACIÓN DEL MARCO DE EVALUACIÓN

3.1. Criterios evaluados:

- Administrativos
- Financieros
- Comerciales
- Técnicos
- Calidad y reporte de la información al SUI
- Reglas Generales de comportamiento

3.2. Marco temporal de evaluación: 2023

#### **4. DESCRIPCIÓN DE LO DESARROLLADO**

##### 4.1. Información fuente usada:

Para la realización del presente informe, se cuenta con la información enviada por ISA INTERCOLOMBIA, a través del radicado 20242204406211 del 10 de octubre de 2024 de acuerdo radicado SSPD 202477004952 de 2024 en virtud de la evaluación integral. La información fue complementada mediante solicitud en la visita de inspección realizada del 27 al 29 de noviembre de 2024 y registrada en acta. Adicionalmente, se utiliza información reportada al Sistema Único de Información (SUI) e información del portal BI de XM.

##### 4.2. Requerimientos realizados:

La información requerida a ISA INTERCOLOMBIA, fuente de insumo para la realización del presente informe, se solicitó a través de radicado 20242204406211 del 10 de octubre de 2024.

##### 4.3. Estado de respuesta de requerimientos:

Luego de verificar la información se encuentra que, respecto a algunos requerimientos específicos, es necesario complementar la información requerida por estar faltante o incompleta, dicha información se solicita durante la visita y es entregada en su gran mayoría en la misma. Lo faltante se registra en el acta de reunión como compromisos y es remitida posteriormente por parte de ISA INTERCOLOMBIA.

#### **5. EVALUACIONES REALIZADAS**

Este capítulo muestra el resultado de las verificaciones realizadas por la DTGE con base en la información entregada por la empresa ISA INTERCOLOMBIA, la disponible en el Sistema Único de Información (SUI), la recopilada durante la vista de inspección a sede del prestador, y las demás fuentes de información que los profesionales de la DTGE consideraron procedente para adelantar la presente evaluación.

##### **5.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA**

La Empresa ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. (ISA INTERCOLOMBIA) es filial de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA). La empresa se encuentra domiciliada en la ciudad

de Medellín y constituida el día 9 de octubre de 2013 con inicio de operaciones en el mes de enero de 2014. Como filial de ISA, ISA INTERCOLOMBIA hace parte del grupo empresarial Ecopetrol el cual está controlado por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público de Colombia.

Entre ISA e ISA INTERCOLOMBIA se celebró un contrato de cuentas en participación, mediante el cual ISA le cedió a ISA INTERCOLOMBIA el uso y disfrute de los activos eléctricos y no eléctricos de ISA en Colombia, manteniendo esta última la propiedad de los mismos. Como resultado, ISA INTERCOLOMBIA no es propietaria de los activos que construye, los cuales continúan siendo propiedad de ISA. Sin embargo, ISA INTERCOLOMBIA es la única empresa encargada de representar ante el mercado dichos activos una vez entran en operación. ISA INTERCOLOMBIA es responsable de la representación, administración, operación y mantenimiento de los mismos, actuando en su propio nombre y por su cuenta.

En resumen, la actividad de ISA INTERCOLOMBIA consiste en la representación y prestación de servicios como: Administración, operación y mantenimiento de los activos de uso del STN (Sistema de Transmisión Nacional), servicios técnicos y de asistencia técnica a terceros, servicios de conexión al STN y la explotación comercial de los activos eléctricos y no eléctricos, bajo la modalidad de cuentas de participación, reservándose ISA la propiedad de los activos eléctricos y los activos no eléctricos.

El manejo de las cuentas de participación es el siguiente:

- 1 ISA (Socio Inactivo) aporta el capital el cual debe ser reconocido como un pasivo en el balance de ISA INTERCOLOMBIA (Socio Gestor). Esto supone una amortización de ese pasivo a medida que se ejecutan los contratos.
- 2 El derecho de uso de activos se debe revelar en el balance de ISA INTERCOLOMBIA.
- 3 Los ingresos operacionales son de ISA INTERCOLOMBIA.
- 4 El resultado final de la operación se reparte entre el socio gestor y el socio capitalista.
- 5 Mensualmente se realiza distribución de utilidades.

En el marco de sus actividades de representación de los activos de ISA, ISA INTERCOLOMBIA obtiene ingresos por concepto de: Transmisión, conexión, gerenciamiento, operación y mantenimiento de sistemas de transmisión, estudio técnicos especializados, servicios administrativos o de soporte, arrendamiento de infraestructura y arrendamiento de espacio físico; sus principales actividades son la prestación del servicio de Transmisión y Conexión que corresponde al 94.2% de los ingresos operacionales de la empresa.

ISA INTERCOLOMBIA es una persona jurídica de naturaleza comercial con ánimo de lucro del tipo sociedad anónima, su composición accionaria se expone en la **Tabla 1**

**Tabla 1** *Composición Accionaria*

<b>Accionista</b>	<b>Número de acciones</b>	<b>%</b>
INTERCONEXION ELECTRICA ISA S.A. E.S.P.	73.048.000	99,9973%
INTERCONEXION ELECTRICA ISA PERU	500	0,00068%
PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA DE PERÚ S.A.C	500	0,00068%
INERNEXA S.A.	500	0,00068%
AUTOPISTAS DE LA MONTAÑA S.A.S	500	0,00068%

Fuente: ISA INTERCOLOMBIA

Los datos generales de la empresa ISA se muestran la siguiente **Tabla 2**:

**Tabla 2** *Datos Generales de la Empresa*

<b>Tipo de Sociedad:</b>	Sociedad Anónima
<b>Razón Social:</b>	ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.
<b>Sigla:</b>	ISA INTERCOLOMBIA
<b>Nit:</b>	900.667.590 - 1
<b>ID RUPS:</b>	26730
<b>Representante Legal:</b>	Carlos Mario Caro Sánchez
<b>Actividad Desarrollada:</b>	Transmisión
<b>Año de Entrada en Operación:</b>	2014
<b>Auditor - AEGR:</b>	CASO Auditorías & Consultorías
<b>Clasificación:</b>	Sistema Interconectado Nacional
<b>Fecha Última Actualización RUPS:</b>	31-enero-2024

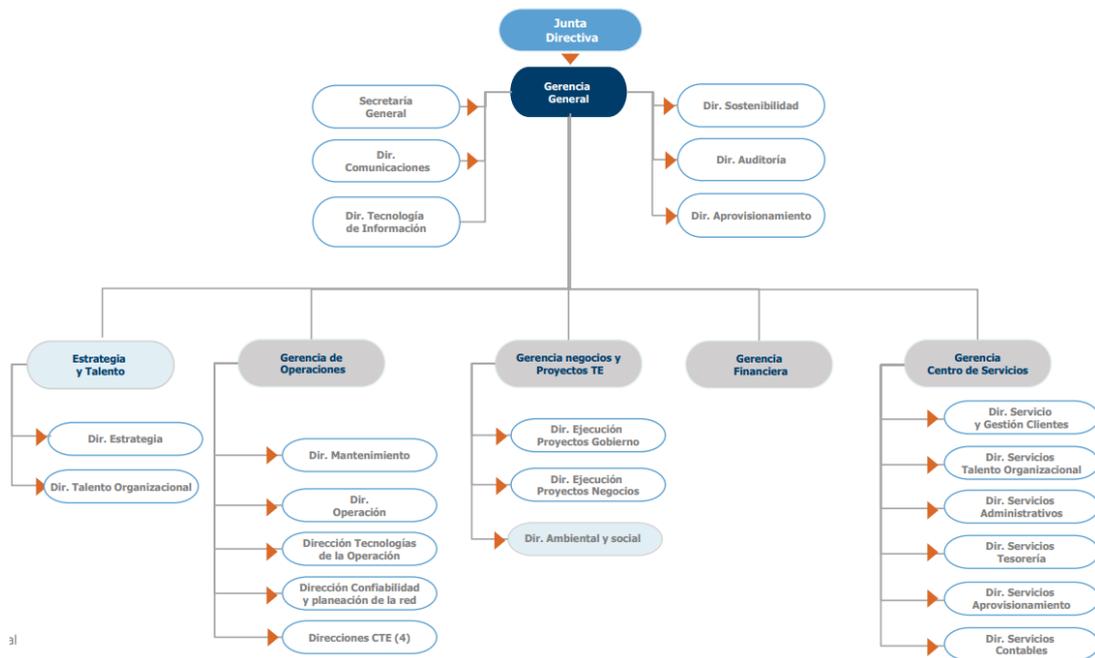
Fuente: Sistema Único de Información – SUI

## **5.2. ASPECTOS ADMINISTRATIVOS Y FINANCIEROS**

### **5.2.1. Aspectos Administrativos**

ISA INTERCOLOMBIA para el desarrollo de sus actividades cuenta con una planta de personal de 832 empleados distribuidos en 5 gerencias y un área transversal. En la **Figura 1** se muestra la estructura organizacional de la empresa.

**Figura 1 Estructura Organizacional**



**Fuente:** ISA INTERCOLOMBIA

Para el año 2023 la responsabilidad social y ambiental de la empresa contó con un presupuesto de COP \$23.120 millones en los cuales se encuentra las inversiones legales y reglamentarias que debe realizar la empresa, de este total COP \$7.113 millones se ejecutaron por iniciativa de ISA INTERCOLOMBIA con el fin de abordar en su entorno la gestión integral de la biodiversidad, ecoeficiencia, gestión del cambio climático, con el fin de generar un impacto positivo en las comunidades en el área de influencia.

La empresa cuenta con las siguientes certificaciones ISO Ver **Tabla 3**:

**Tabla 3 Certificaciones ISA INTERCOLOMBIA**

Norma	Descripción	Vigencia / Revisión
CERTIFICADO DE CARBONO NEUTRO	Guía para la verificación y certificación de carbono neutro de Icontec.	19 de enero de 2026
ISO 9001 : 2015	Sistemas de Gestión de Calidad	25 de diciembre de 2026
ISO 14001 : 2015	Sistemas de Gestión Ambiental	25 de diciembre de 2026

Norma	Descripción	Vigencia / Revisión
ISO 27001 : 2013	Sistema de Gestión de la Seguridad de la Información	14 de noviembre de 2026
ISO 45001 : 2018	Sistemas de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo	25 de diciembre de 2026
ISO 55001 : 2014	Sistema de Gestión de Activos	8 de diciembre de 2025

**Fuente:** ISA INTERCOLOMBIA

Entre las certificaciones a destacar se encuentra la certificación de Carbono Neutral la cual hace constancia del esfuerzo de la empresa por mitigar y compensar la emisión de gases de efecto invernadero en la operación y desarrollo de su negocio. Adicional a las demás certificaciones, se observa un esfuerzo por parte de ISA INTERCOLOMBIA por mantener sus certificaciones y, por tanto, su calidad en diferentes procesos.

## 5.2.2. Aspectos Financieros

### 5.2.2.1 Clasificación de Riesgo

Conforme al Artículo 16 del decreto 1369 de 2020, son funciones comunes de las Superintendencias

*“(...) Evaluar la gestión técnica, operativa, financiera, comercial, administrativa y tarifaria de los prestadores de servicios públicos domiciliarios de acuerdo con los indicadores o procedimientos definidos por las Comisiones de Regulación y el ordenamiento jurídico aplicable y publicar los resultados de las respectivas evaluaciones. (...)”*

En cumplimiento de lo anterior, la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible en el 2024 realizó el cálculo del riesgo financiero con la última información disponible, es decir, la información financiera cargada por el prestador del año 2023 en el Sistema Único de Información SUI, de acuerdo con los indicadores calculados, el nivel de riesgo según la metodología señalada en la Resolución CREG 072 de 2002 y modificada por la Resolución CREG 034 de 2004, la empresa quedó clasificada en el nivel de riesgo financiero medio - bajo (nivel de riesgo 1). En la **Tabla 4** se observan los resultados para cada uno de los indicadores definidos por la regulación de la CREG, los cuales establecen la clasificación de riesgo inicial de los prestadores evaluados.

**Tabla 4** *Indicadores Financieros Regulatorios Comparativos 2023-2022*

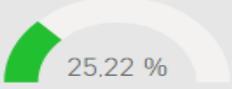
INDICADORES FINANCIEROS	TIPO	RESULTADOS 2023	RESULTADOS 2022
<i>Rentabilidad Sobre Activos</i>	Rentabilidad	20,91%	30,31%
<i>Rentabilidad Sobre Patrimonio</i>	Rentabilidad	61,14%	54,38%
<i>Flujo de Caja Sobre Activos</i>	Rentabilidad	20,08%	26,96%
<i>Ciclo Operacional</i>	Liquidez	27	17
<i>Cubrimiento de Gastos Financieros</i>	Liquidez	9,68	15,3
<i>Razón Corriente</i>	Liquidez	1,47	1,86
<i>Patrimonio Sobre Activo</i>	Solidez	24,52%	38,61%
<i>Pasivo Corriente Sobre Pasivo Total</i>	Solidez	67,98%	62,99%
<i>Activo Corriente Sobre Activo Total</i>	Solidez	75,43%	71,95%
<b>Patrimonio</b>		\$ 99.581.770.000	\$ 135.005.398.000
<b>RIESGO FINANCIERO</b>		<b>1</b>	<b>1</b>

Fuente: SUI

Los cálculos corresponden a la actividad de energía únicamente los cuales representan el 94.4% de los ingresos operacionales y el 89.2% de los activos de la empresa. El resultado del modelo es un nivel de riesgo similar al registrado en el año 2022. Para el año 2023 la empresa no cumple con el indicador del ciclo operacional el cual debe ser menor a cero, y los indicadores de solidez Patrimonio sobre activo y Pasivo corriente sobre pasivo total, estos dos últimos indicadores en su elaboración son dinámicos, al incorporar en cada año como referente, la mediana del 80% de los mejores datos de la muestra según la actividad que realiza en la prestación del servicio público de energía, esto quiere decir, que ISA INTERCOLOMBIA no se encontró en el mejor 50% de los datos de la muestra para el año 2023. Los indicadores de rentabilidad, así como los otros indicadores, se encuentran afectados por la condición y propósito por la que fue creada ISA INTERCOLOMBIA en su papel de filial y representante de los activos de ISA, razón por la cual no cuenta con deuda financiera ni propiedad, planta y equipo por lo cual sus activos representan la operación del negocio no más. Esto hace que los márgenes de rentabilidad, por ejemplo, para los accionistas se encuentre sobre el 60%, sin embargo, estos estados financieros no reflejan el cien por ciento del riesgo de la operación siendo necesario estudiar a ISA INTERCOLOMBIA en compañía de su matriz ISA.

A continuación, en la **Figura 2** se presenta el resultado del modelo de riesgo:

**Figura 2** *Modelo Riesgo Financiero Resoluciones CREG 072 de 2002 y 034 de 2004*

<p><b>Identificador</b></p> <p>26730 - INTERCOLOMBI... ▾</p>
<p><b>Servicio</b></p> <p>Energía Eléctrica ▾</p>
<p><b>Año</b></p> <p>2023 ▾</p>
<p>Probabilidad de clasificarse en riesgo 3</p> <p> 25.22 %</p>
<p><b>1</b></p> <p>Clasificación de Riesgo</p>

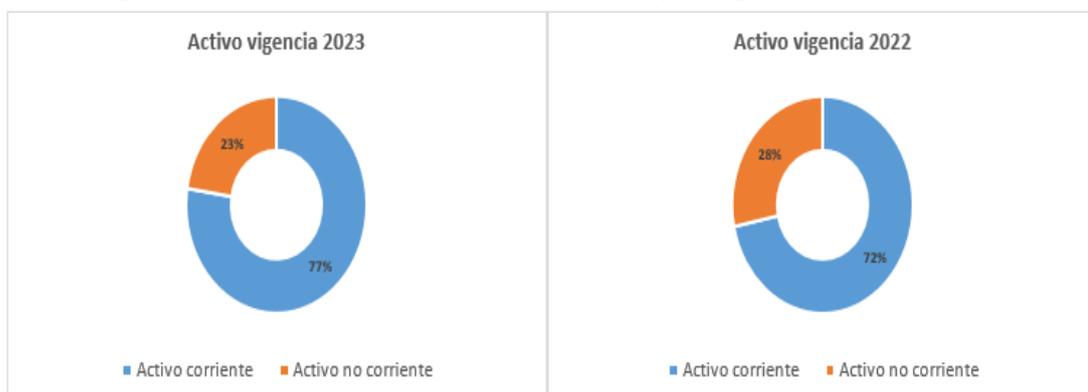
**Fuente:** Cálculos desarrollados por la SSPD con fuente de información XBRL anual año 2023 y Resoluciones CREG 072 y 034.

El modelo expresa que la empresa se encuentra en nivel de riesgo 1 (Medio - Bajo) y que la probabilidad de que se encuentre en riesgo 3 (Alto) es del 25.22% siendo una probabilidad baja.

### 5.2.2.2 Estado de Situación Financiera y Estado de Resultados

Para el año 2023, los activos de la ISA INTERCOLOMBIA fueron de COP \$455.003 millones aumentando en 21% en comparación con la vigencia 2022. A continuación, se describe el Activo de la empresa en la **Figura 3**:

**Figura 3** Comportamiento Activo, Corto y Largo Plazo 2023-2022



**Fuente:** Cargue Anual XBRL.

Para la vigencia de 2023, los activos de la empresa están concentrados en un 77% en activos corrientes. La inversión más significativa dentro de estos activos son las cuentas comerciales por cobrar, que representan el 82% de los activos corrientes y el 64% del total de los activos. Dentro de las cuentas por cobrar, las más relevantes son aquellas derivadas de la prestación de servicios, estas presentaron un crecimiento del 47% motivado por la implementación de la opción tarifaria a la cual se han acogido varios prestadores, en particular AIR-E y AFINIA, dos empresas que de acuerdo con modelo de riesgo de crédito de ISA INTERCOLOMBIA, deben ser provisionadas dado su nivel de riesgo alto en comparación a otros prestadores. A continuación, en la **Tabla 5**, se detalla el desglose de las principales cuentas del activo.

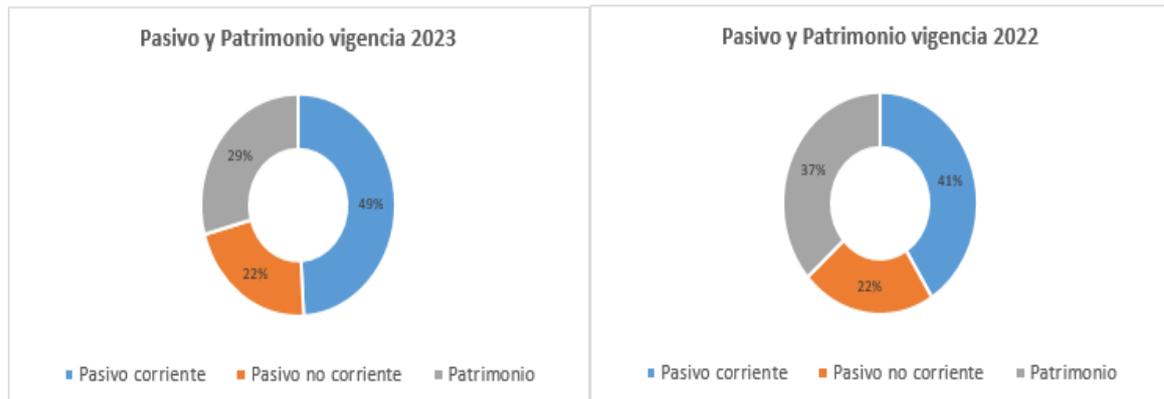
**Tabla 5 Estado de Situación Financiera Comparativo 2023-2022 (Pesos)**

<b>ACTIVOS</b>	<b>2023</b>	<b>AV</b>	<b>2022</b>	<b>AV</b>	<b>VAR %</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 27.027.070.000	6%	\$ 33.422.399.000	9%	-19%
Cuentas comerciales por cobrar corrientes por prestación de servicios públicos corrientes (Sin incluir subsidios ni actividades de aprovechamiento)	\$ 289.844.693.000	64%	\$ 196.512.037.000	55%	47%
Otras cuentas por cobrar corrientes	\$ 9.494.108.000	2%	\$ 7.522.474.000	2%	26%
Inventarios corrientes	\$ 4.060.665.000	1%	\$ 4.051.468.000	1%	0%
Activos por impuestos corrientes	\$ 589.791.000	0%	\$ 705.643.000	0%	-16%
Otros activos no financieros corrientes	\$ 21.225.885.000	5%	\$ 13.453.671.000	4%	58%
<b>Total de activos corrientes</b>	<b>\$ 352.242.212.000</b>	<b>77%</b>	<b>\$ 256.422.749.000</b>	<b>72%</b>	<b>37%</b>
Activos intangibles distintos de la plusvalía	\$ 1.365.728.000	0%	\$ 985.625.000	0%	39%
Cuentas comerciales por cobrar no corrientes por prestación de servicios públicos corrientes (Sin incluir subsidios ni actividades de aprovechamiento)	\$ 11.489.548.000	3%	\$ 15.123.099.000	4%	-24%
Otras cuentas comerciales por cobrar no corrientes	\$ 26.311.641.000	6%	\$ 20.872.565.000	6%	26%
Inventarios no corrientes	\$ 52.828.916.000	12%	\$ 4.307.770.000	15%	-3%
Activos por impuestos diferidos	\$ 1.266.597.000	0%	\$ 992.456.000	0%	28%
Activos por impuestos corrientes, no corriente	\$ 66.098.000	0%	\$ 66.098.000	0%	0%
Otros activos no financieros no corrientes	\$ 9.431.980.000	2%	\$ 8.421.731.000	2%	12%
<b>Total de activos no corrientes</b>	<b>\$ 102.760.508.000</b>	<b>23%</b>	<b>\$ 100.769.344.000</b>	<b>28%</b>	<b>2%</b>
<b>Total de activos</b>	<b>\$ 455.002.720.000</b>	<b>100%</b>	<b>\$ 357.192.093.000</b>	<b>100%</b>	<b>27%</b>

Fuente: Cargue Anual XBRL.

En la **Figura 4** se describe la composición del Pasivo y el Patrimonio de ISA Intercolombia.

**Figura 4 Pasivo y Patrimonio 2023 – 2022**



Fuente: Cargue Anual XBRL.

En la siguiente **Tabla 6** se desglosan las principales cuentas del Pasivo y Patrimonio de ISA INTERCOLOMBIA.

**Tabla 6 Estado de Situación Financiera Comparativo 2023-2022 (Pesos)**

PASIVOS Y PATRIMONIO	2023	AV	2022	AV	VAR %
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	\$ 24.714.144.000	5%	\$ 19.064.608.000	5%	30%
Otras provisiones corrientes		0%	\$ 17.969.770.000	5%	-100%
<b>Total provisiones corrientes</b>	<b>\$ 24.714.144.000</b>	<b>5%</b>	<b>\$ 37.034.378.000</b>	<b>10%</b>	<b>-33%</b>
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes corrientes	\$ 29.943.534.000	7%	\$ 26.949.242.000	8%	11%
Cuentas por pagar partes relacionadas y asociadas corrientes	\$ 131.170.176.000	29%	\$ 61.420.206.000	17%	114%
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	\$ 26.422.200.000	6%	\$ 14.864.505.000	4%	78%
Otros pasivos financieros corrientes	\$ 533.755.000	0%	\$ -	0%	
Otros pasivos no financieros corrientes	\$ 10.579.921.000	2%	\$ 6.468.898.000	2%	64%
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>\$ 223.363.730.000</b>	<b>49%</b>	<b>\$ 146.737.229.000</b>	<b>41%</b>	<b>52%</b>
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	\$ 72.272.211.000	16%	\$ 57.659.474.000	16%	25%
Otras provisiones no corrientes	\$ 1.857.502.000	0%	\$ 229.596.000	0%	709%
Cuentas por pagar partes relacionadas y asociadas no corrientes	\$ 14.302.587.000	3%	\$ 12.872.610.000	4%	11%
Pasivos por impuestos corrientes, no corriente	\$ 9.412.134.000	2%	\$ 8.400.000.000	2%	12%
Otros pasivos financieros no corrientes	\$ 683.947.000	0%	\$ 667.289.000	0%	2%
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>\$ 98.528.381.000</b>	<b>22%</b>	<b>\$ 79.828.969.000</b>	<b>22%</b>	<b>23%</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>\$ 321.892.111.000</b>	<b>71%</b>	<b>\$ 226.566.198.000</b>	<b>63%</b>	<b>42%</b>
Capital emitido	\$ 73.050.000.000	16%	\$ 73.050.000.000	20%	0%
Ganancias acumuladas	\$ 7.899.734.000	2%	\$ 3.006.395.000	1%	163%
Reserva legal	\$ 27.208.524.000	6%	\$ 22.460.436.000	6%	21%
Otras partidas patrimoniales (ORI)	\$ 24.952.351.000	5%	\$ 32.109.064.000	9%	-22%

PASIVOS Y PATRIMONIO	2023	AV	2022	AV	VAR %
<b>Total patrimonio</b>	\$ 133.110.609.000	29%	\$ 130.625.895.000	37%	2%
<b>Total patrimonio y pasivos</b>	\$ 455.002.720.000	100%	\$ 357.192.093.000	100%	27%

Fuente: Cargue Anual XBRL.

El crecimiento más importante se encuentra en las Cuentas por pagar a partes relacionadas con un crecimiento del 114% explicado por el pago adeudado del último periodo del año 2023 a ISA por concepto de Cuentas en Participación, esta cuenta explica el 73% de la variación del total pasivo. En el patrimonio no se observan cambios importantes en la medida que la mayoría de las utilidades son repartidas a los socios, únicamente dejando las reservas legales.

A continuación, en la **Tabla 7** se describen las principales cuentas del Estado de Resultados.

**Tabla 7 Estado de Resultados Comparativo 2023-2022 (Pesos)**

ESTADO DE RESULTADOS	2023	AV	2022	AV	VAR %
Ingresos de actividades ordinarias	\$ 2.113.427.850.000	100%	\$ 1.928.210.731.000	100%	10%
Costo de ventas	\$ 359.660.876.000	17%	\$ 294.940.088.000	15%	22%
<b>Ganancia bruta</b>	<b>\$ 1.753.766.974.000</b>	<b>83%</b>	<b>\$ 1.633.270.643.000</b>	<b>85%</b>	<b>7%</b>
Otros ingresos	\$ 3.926.322.000	0%	\$ 2.142.404.000	0%	83%
Gastos de administración	\$ 148.017.010.000	7%	\$ 96.006.538.000	5%	54%
Otros gastos	\$ 10.742.000	0%	\$ 7.745.519.000	0%	-100%
Otras ganancias (pérdidas)	-\$ 1.537.763.276.000	-73%	-\$ 1.456.582.697.000	-76%	6%
<b>Ganancia (pérdida) por actividades de operación</b>	<b>\$ 71.902.268.000</b>	<b>3%</b>	<b>\$ 75.078.293.000</b>	<b>4%</b>	<b>-4%</b>
Ingresos financieros	\$ 19.121.805.000	1%	\$ 5.512.486.000	0%	247%
Costos financieros	\$ 9.953.985.000	0%	\$ 7.478.959.000	0%	33%
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	<b>\$ 81.070.088.000</b>	<b>4%</b>	<b>\$ 73.111.820.000</b>	<b>4%</b>	<b>11%</b>
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias corriente	\$ 28.695.876.000	1%	\$ 25.630.947.000	1%	12%
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>\$ 52.374.212.000</b>	<b>2%</b>	<b>\$ 47.480.873.000</b>	<b>2%</b>	<b>10%</b>

Fuente: Cargue Anual XBRL.

El crecimiento de los ingresos en 10% se explica por la entrada de tres nuevos proyectos, UPME 05-14, UPME 06-18 y UPME 07-17, los cuales entraron en operación durante el año 2023. A pesar de que se observa un crecimiento en ventas importante, el crecimiento de los costos directos y gastos administrativos lo hicieron a un ritmo mayor deteriorando el margen de rentabilidad operacional en un punto porcentual. Adicional a los rubros de mano de obra y otros gastos administrativos y costos directos que crecieron a razón de dos dígitos, se destaca el gasto por deterioro y amortizaciones que explica el 8% de la variación de los costos y gastos y

tiene que ver con la provisión que ISA INTERCOLOMBIA se encuentra realizando a la cartera de AIR-E y AFINIA una vez estas empresas se han acogido a la Resolución CREG 101029 de 2022 como se anotó antes. Por último, es importante mencionar en este apartado que el concepto Otras ganancias (pérdidas) corresponde al pago que realiza ISA INTERCOLOMBIA a ISA por concepto de Cuentas en participación, es decir, es la ganancia que le corresponde a ISA por ser el socio capitalista.

### 5.2.2.3 Flujo de Efectivo

En la **Tabla 8**; Error! No se encuentra el origen de la referencia. se describe el flujo de efectivo reportado por la empresa para el periodo 2023.

**Tabla 8** *Flujo de Efectivo Método Indirecto años 2023*

<b>FLUJO DE EFECTIVO</b>	<b>2023</b>
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>\$ 52.374.212.000</b>
Ajustes por gasto por impuestos a las ganancias	\$ 28.695.876.000
Ajustes por costos financieros	\$ 9.860.308.000
Ajustes por disminuciones (incrementos) en los inventarios	-\$ 480.467.000
Ajustes por la disminución (incremento) de cuentas por cobrar de origen comercial	-\$ 109.567.940.000
Ajustes por disminuciones (incrementos) en otras cuentas por cobrar derivadas de las actividades de operación	-\$ 17.659.318.000
Ajustes por el incremento (disminución) de cuentas por pagar de origen comercial	\$ 5.949.775.000
Ajustes por incrementos (disminuciones) en otras cuentas por pagar derivadas de las actividades de operación	\$ 79.624.314.000
Ajustes por gastos de depreciación y amortización	\$ 5.089.860.000
Ajustes por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	\$ 15.861.750.000
Ajustes por provisiones	-\$ 5.645.648.000
Ajustes por pérdidas (ganancias) de moneda extranjera no realizadas	-\$ 330.081.000
Otros ajustes por partidas distintas al efectivo	\$ 30.063.928.000
<b>Total ajustes para conciliar la ganancia (pérdida)</b>	<b>\$ 41.462.357.000</b>
Flujos de efectivo netos procedentes (utilizados en) operaciones	\$ 93.836.569.000
Intereses pagados	\$ 87.570.000
Intereses recibidos	\$ 16.336.974.000
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)	\$ 67.481.000.000
Otras entradas (salidas) de efectivo	-\$ 5.405.237.000
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>	<b>\$ 37.199.736.000</b>
Compras de activos intangibles	\$ 830.839.000

 <b>Superservicios</b>	<b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b>	 <b>SIGME</b>
--	--	--

<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>	<b>-\$ 830.839.000</b>
Dividendos pagados	\$ 42.731.786.000
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>	<b>-\$ 42.731.786.000</b>
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	-\$ 6.362.889.000
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-\$ 32.440.000
<b>Incremento (disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo después del efecto de los cambios en la tasa de cambio</b>	<b>-\$ 6.395.329.000</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	\$ 33.422.399.000
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo</b>	<b>\$ 27.027.070.000</b>

Fuente: Cargue Anual XBRL.

El flujo de efectivo de la empresa refleja el gasto operacional que ha significado la Resolución CREG 101029 de 2022 o más conocida como opción tarifaria, esto en la medida que los Prestadores que se acogen a esta resolución entran como cartera para ISA INTERCOLOMBIA y ese valor se contabilizó en COP \$109 mil millones adicionales. La empresa al no tener propiedad, planta y equipo, ni deuda financiera, no presenta mayores en estos flujos más allá de la repartición de dividendos por el 82% de la ganancia obtenida.

#### 5.2.2.4 Cartera

A continuación, en la **Tabla 9** se desglosa la cartera de ISA INTERCOLOMBIA por edades.

**Tabla 9 Cartera por edades**

PERIODO	AL DÍA	90	180	> 180	Total	VAR
<b>2024 - III</b>	\$319.648.415.000	\$ 19.509.745.000	\$ 390.109.000	\$ 15.788.951.000	<b>\$ 355.337.220.000</b>	16%
<b>2023</b>	\$291.686.509.000	\$ 75.501.000	\$ -	\$ 15.560.108.000	<b>\$ 307.322.118.000</b>	35%
<b>2022</b>	\$212.098.902.000	\$ -	\$ -	\$ 15.560.108.000	<b>\$ 227.659.010.000</b>	

Fuente: Cargue Anual XBRL.

Se observa en el periodo de análisis un deterioro constante con crecimiento a doble dígito del monto de la cartera, muy por encima del nivel al que crece los ingresos operacionales, esto debido a la implementación de la Resolución CREG 101029 de 2022 la cual le da la opción a los usuarios del STN (Sistema de Transmisión Nacional) de diferir hasta un 20% de su facturación con el STN por un periodo de 18 meses, sobre este proceso se han presentado diferentes tramos que elevan el valor de la cartera para ISA INTERCOLOMBIA, al tiempo algunos de los Prestadores que se acogen a la Resolución revisten para ISA

INTERCOLOMBIA, en su modelo de valoración del riesgo de crédito, un riesgo alto por lo cual su cartera es provisionada a pesar de contar con cero o pocos días. Este movimiento se ve reflejado en el gasto por deterioro y provisión que contabilizó COP \$13.912 millones, casi en su totalidad atribuibles a las empresas AIR-E y AFINIA.

#### **5.2.2.5 Informe Revisoría Fiscal**

La firma de auditoría Ernst & Young Audit S.A.S., en su opinión como revisor fiscal para el año 2023, emite el siguiente concepto:

*“En mi opinión, los estados financieros adjuntos, tomados de los libros de contabilidad, presentan razonablemente, en todos sus aspectos de importancia, la situación financiera de la compañía al 31 de diciembre de 2023, los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por año terminado en esa fecha”.*

El Auditor no emite salvedades ni hace énfasis en ningún aspecto financiero o contable en particular, en cuanto a su opinión en su informe sobre la evaluación del control interno, el Auditor expreso:

*“Concluyo que, al 31 de diciembre de 2023, las medidas de control interno, de conservación y custodia de los bienes de la compañía o de terceros que están en su poder, de ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P., existen y son adecuadas, en todos sus aspectos significativos, de acuerdo con los parámetros establecidos en las disposiciones estatutarias de la Asamblea de Accionistas”.*

#### **5.2.2.6 Tópico AEGR**

Con el fin de sintetizar el informe realizado por la empresa de Auditoría Externa de Gestión y Resultados (AEGR), Caso Auditorías y Consultorías S.A.S., para la vigencia 2023, se presentan algunas de las conclusiones más relevantes de la auditoría:

*“Con base en los análisis realizados, no se observan aspectos que llamen la atención o situaciones que puedan poner en peligro la viabilidad financiera de la Compañía, siempre y cuando los supuestos establecidos se cumplan”.*

La opinión del Auditor se complementa con la siguiente conclusión:

*“Al cierre de 2023 no observamos situaciones que puedan poner en peligro la viabilidad financiera de la Compañía y la continuidad del servicio. Adicionalmente con el análisis de las cifras, se observa que ISA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA presenta la capacidad de obtener los recursos necesarios que le permitan prestar el servicio en el corto, mediano y largo plazo”.*

### **5.3. INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P. (MATRIZ)**

Como se anotó anteriormente, la operación de ISA INTERCOLOMBIA no refleja la totalidad del riesgo financiero que existe en su actividad de transmisión por lo que es necesario realizar el análisis financiero de su matriz INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P. (ISA).

#### **5.3.1. Descripción General de la Empresa**

La Empresa Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., en adelante ISA, se constituyó el día 14 de septiembre de 1967 e inicio operaciones el 1 de noviembre de 1971. La empresa forma parte del grupo empresarial Ecopetrol y desarrolla la actividad de transmisión (transporte de energía), sin embargo, en sus ingresos operacionales esta actividad se presenta de forma directa con menos del 4%, dado que la empresa se comporta como un holding con el objetivo de realizar una administración de sus inversiones y no tanto en la administración del negocio como tal. Actualmente, ISA presenta inversiones en 7 países en tres frentes de negocio: energía eléctrica, vías y telecomunicaciones; sin embargo, la actividad de transporte de energía es la principal fuente de ingresos para la empresa y sus subsidiarias.

ISA es una persona jurídica de naturaleza comercial con ánimo de lucro del tipo sociedad anónima, su composición accionaria se expone en la **Tabla 10**

**Tabla 10 Composición Accionaria**

<b>ACCIONISTA</b>	<b>ACCIONES</b>	<b>%</b>
EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS ECOPEPETROL	569.472.561	51,4%

ACCIONISTA	ACCIONES	%
FONDO DE INVERSIÓN INTERNACIONAL	109.663.399	9,9%
FONDO DE PENSIONES Y CESANTÍAS PORVENIR Y RELACIONADOS	107.525.512	9,7%
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN	97.724.413	8,8%
FONDO DE PENSIONES Y CESANTÍAS PROTECCIÓN Y RELACIONADOS	86.282.082	7,8%
FONDO DE PENSIONES Y CESANTÍAS COLFONDOS Y RELACIONADOS	27.998.118	2,5%
FONDO DE PENSIONES Y CESANTÍAS SKANDIA Y RELACIONADOS	12.389.071	1,1%
OTROS MENOR PARTICIPACIÓN	96.622.738	8,7%
<b>TOTAL ACCIONES EN CIRCULACIÓN</b>	<b>1.107.677.894</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: SUI – Acta de Asamblea del 21 de marzo de 2024.

ISA es una empresa clasificada como una empresa de servicios públicos domiciliarios mixta con una participación del estado del 51% a través de Ecopetrol S.A., sin embargo, Empresas Públicas de Medellín también cuenta con una participación del 8.8% lo que consolida una participación de entidades del estado del 60%. Es de resaltar que la empresa ISA cotiza en la Bolsa de Valores de Colombia por lo cual una parte de su participación esta democratizada a través de este medio.

Finalmente, su domicilio se encuentra en la ciudad de Medellín. Los datos generales de la empresa ISA se muestran la siguiente **Tabla 11**.

**Tabla 11 Datos Generales de la Empresa**

<b>Tipo de Sociedad:</b>	Sociedad Anónima
<b>Razón Social:</b>	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.
<b>Sigla:</b>	ISA E.S.P.
<b>Nit:</b>	860.016.610-3
<b>ID RUPS:</b>	592
<b>Representante Legal:</b>	Gabriel Jaime Melguizo Posada
<b>Actividad Desarrollada:</b>	Transmisión. 01-nov-1971
<b>Año de Entrada en Operación:</b>	1971
<b>Auditor - AEGR:</b>	Caso Auditorías y Consultorías S.A.S.
<b>Clasificación:</b>	Zona Interconectada
<b>Fecha Última Actualización RUPS:</b>	08-nov-24

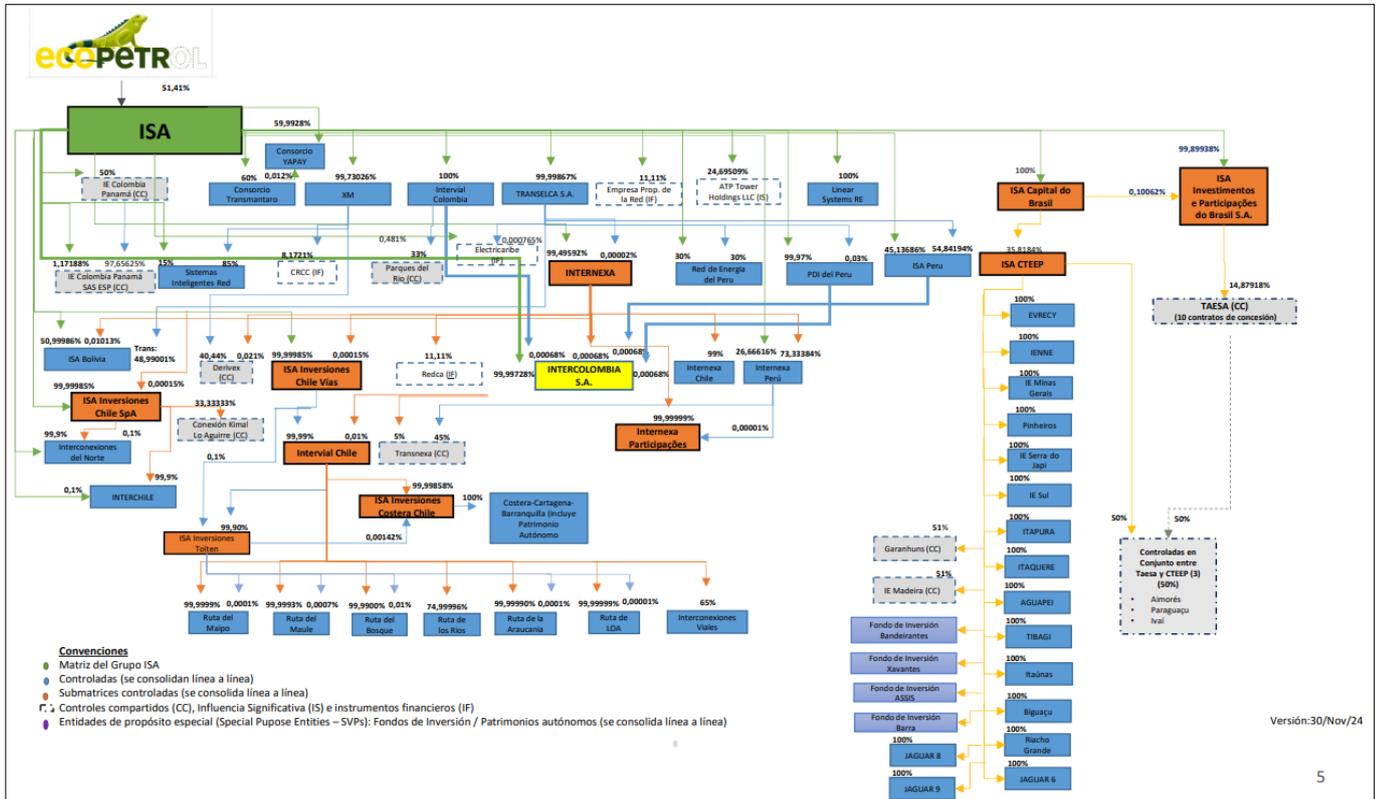
Fuente: Sistema Único de Información – SUI

## 5.3.2. ASPECTOS ADMINISTRATIVOS

### 5.3.2.1. Aspectos Administrativos

ISA cuenta con la siguiente estructura organizacional (Ver **Figura 5**)

**Figura 5 Estructura Empresarial**



Fuente: ISA

### 5.3.2.2. Aspectos Financieros

#### 5.3.2.2.1. Clasificación de Riesgo

Conforme al Artículo 16 del decreto 1369 de 2020, son funciones comunes de las Superintendencias

*“(…) Evaluar la gestión técnica, operativa, financiera, comercial, administrativa y tarifaria de los prestadores de servicios públicos domiciliarios de acuerdo con los indicadores o procedimientos definidos por las Comisiones de Regulación y el ordenamiento jurídico aplicable y publicar los resultados de las respectivas evaluaciones. (…)”*

En cumplimiento de lo anterior, la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible en el 2024 realizó el cálculo del riesgo financiero con la última información disponible, es decir, la información financiera cargada por el prestador del año 2023 en el Sistema Único de Información SUI, de acuerdo con los indicadores calculados, el nivel de riesgo según la

metodología señalada en la Resolución CREG 072 de 2002 y modificada por la Resolución CREG 034 de 2004, la empresa quedó clasificada en el nivel de riesgo financiero bajo (nivel de riesgo 0). En la **Tabla 12** se observan los resultados para cada uno de los indicadores definidos por la regulación de la CREG, los cuales establecen la clasificación de riesgo inicial de los prestadores evaluados.

**Tabla 12** *Indicadores Financieros Regulatorios Comparativos 2023-2022*

INDICADORES FINANCIEROS	TIPO	RESULTADOS 2023	RESULTADOS 2022
<i>Rentabilidad Sobre Activos</i>	Rentabilidad	16,56%	18,32%
<i>Rentabilidad Sobre Patrimonio</i>	Rentabilidad	32,44%	30,79%
<i>Flujo de Caja Sobre Activos</i>	Rentabilidad	9,80%	11,72%
<i>Ciclo Operacional</i>	Liquidez	-118	-221
<i>Cubrimiento de Gastos Financieros</i>	Liquidez	4,44	6,15
<i>Razón Corriente</i>	Liquidez	1,35	1,30
<i>Patrimonio Sobre Activo</i>	Solidez	31,25%	40,08%
<i>Pasivo Corriente Sobre Pasivo Total</i>	Solidez	9,91%	8,26%
<i>Activo Corriente Sobre Activo Total</i>	Solidez	9,20%	6,44%
<b>Patrimonio</b>		\$ 3.082.739.271.000	\$ 3.543.720.044.000
<b>RIESGO FINANCIERO</b>		<b>0</b>	<b>1</b>

Fuente: SUI

Los cálculos corresponden a la actividad de energía únicamente, estos son importantes en la medida que la empresa refleja en conjunto los activos, deuda e ingresos de su actividad de transmisión en Colombia ya que la empresa cuenta con la propiedad de todos los activos utilizados en esta actividad y adicional se suman todos los ingresos por concepto de transmisión, incluidos los ingresos por concepto de Cuentas en Participación que son aportados por la subsidiaria ISA INTERCOLOMBIA y que hacen referencia a la representación de los activos de ISA.

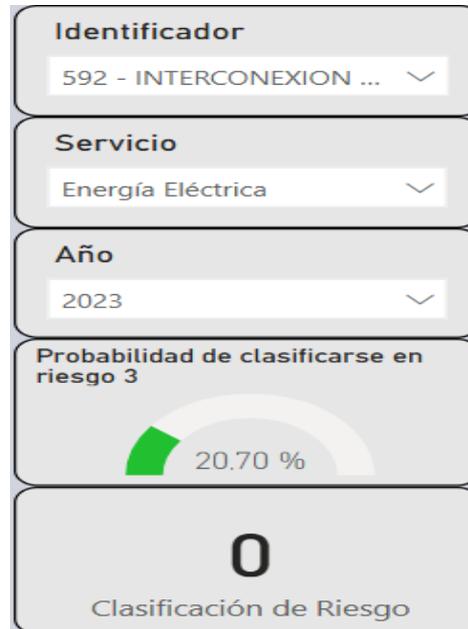
El resultado del modelo es una disminución del nivel de riesgo a nivel bajo desde nivel medio-bajo. Cabe resaltar que la empresa presenta indicadores que mejoraron como la rentabilidad del patrimonio (para los accionistas) y la razón corriente, y a pesar de que otros indicadores presentan un leve deterioro, estos siguen siendo desde el punto de vista financiero y del modelo positivos. En resumen, la empresa incumple el indicador de solidez “Patrimonio sobre activo” y “Activo corriente sobre activo total”, situación que se explica por un mayor

endeudamiento financiero el cual aumento en COP 1.1 billones y que afectó el indicador de nivel de endeudamiento subiendo 7 puntos porcentuales para el año 2023.

Por otra parte, los ingresos operacionales presentaron un ritmo de crecimiento menor al ritmo de crecimiento de los costos directos y administrativos, es así como se observa un crecimiento de los ingresos operacionales atribuibles a la operación en Colombia del 1.57% mientras que el costo directo se incrementó en 18.64% y los gastos administrativos en 36%, el resultado fue la pérdida de cinco puntos porcentuales en la rentabilidad operacional. Estos resultados en ISA no ponen en riesgo la viabilidad financiera de la empresa en un corto o mediano plazo toda vez que la liquidez y flujo operacional de la empresa siguen siendo suficientes para cubrir el servicio de la deuda, inversión en Capex y Opex. En resumen, el indicador de riesgo y los indicadores en su análisis individual sugieren una actividad operacionalmente viable y financieramente rentable para los accionistas y sus colaboradores.

A continuación, en la **Figura 6** se presenta el resultado del modelo de riesgo:

**Figura 6** Modelo Riesgo Financiero Resoluciones CREG 072 de 2002 y 034 de 2004



**Fuente:** Cálculos desarrollados por la SSPD con fuente de información XBRL anual año 2023 y Resoluciones CREG 072 y 034.

El modelo expresa que la empresa se encuentra en nivel de riesgo 0 (Bajo) y que la probabilidad de que se encuentre en riesgo 3 (Alto) es del 20.70% siendo una probabilidad baja.

### 5.3.2.2.2. Estado de Situación Financiera y Estado de Resultados

Cómo se anotó anteriormente, el modelo de riesgo se ejecuta con las cifras correspondientes a la actividad de prestación del servicio domiciliario de energía, en el caso de ISA, para la actividad de Transmisión únicamente, sin embargo, ISA se comporta como un Holding con inversiones en diferentes unidades de negocios y diferentes países, esto implica que la actividad no vigilada por esta Superintendencia corresponde al 60% de los activos y 55% del total ingresos operacionales lo que implica, que esta porción de la actividad empresarial ejercida por ISA, sea crucial en el concepto financiero y que en ultimas, estás actividades no vigiladas puede afectar de forma sustancial la viabilidad del negocio de Transmisión que se desarrolla en Colombia, por esta razón se realiza un análisis de las cifras financiera (Estados Financieros Separados) de la empresa en su totalidad.

Para el año 2023, los activos de ISA se encontraban apalancados en un 34% perteneciendo a los accionistas el restante 65%. A continuación, se describe el Activo de la empresa en la **Figura 7.**

**Figura 7** Comportamiento Activo, Corto y Largo Plazo 2023-2022



**Fuente:** Cargue Anual XBRL.

Los activos de la empresa se encuentran concentrados en un 5.3% en los activos de corto plazo, siendo el efectivo y sus equivalentes el más representativo con una participación del 48.5% de los activos corrientes. El rubro más importante en los estados financieros son las inversiones en subsidiarias (en su mayoría empresas extranjeras siendo la inversión en Brasil la más representativa con el 34.3% de participación en esta cuenta) con una participación del 56.8% del total activo seguido por la PPyE (Propiedad, planta y equipo) con el 34.8%; esta última inversión corresponde a los activos de Transmisión en Colombia y sobre los cuales ISA

INTERCOLOMBIA ejerce representación. En la **Tabla 13** se desglosa las principales cuentas del activo.

**Tabla 13 Estado de Situación Financiera Comparativo 2023-2022 (Pesos)**

<b>ACTIVOS</b>	<b>2023</b>	<b>AV</b>	<b>2022</b>	<b>AV</b>	<b>VAR %</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 635.042.389.000	3%	\$ 489.037.532.000	2%	30%
Cuentas comerciales por cobrar corrientes por prestación de servicios públicos corrientes (Sin incluir subsidios ni actividades de aprovechamiento)	\$ 15.002.405.000	0%	\$ 31.771.160.000	0%	-53%
Total cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes	\$ 15.002.405.000	0%	\$ 31.771.160.000	0%	-53%
Cuentas por cobrar partes relacionadas y asociadas corrientes	\$ 448.087.884.000	2%	\$ 239.771.065.000	1%	87%
Otras cuentas por cobrar corrientes	\$ 26.022.417.000	0%	\$ 19.015.924.000	0%	37%
Activos por impuestos corrientes	\$ 165.308.312.000	1%	\$ 77.467.884.000	0%	113%
Otros activos financieros corrientes	\$ 18.451.955.000	0%	\$ -	0%	
Otros activos no financieros corrientes		0%	\$ 34.757.250.000	0%	-100%
<b>Total de activos corrientes</b>	<b>\$ 1.307.915.362.000</b>	<b>5%</b>	<b>\$ 891.820.815.000</b>	<b>3%</b>	<b>47%</b>
Propiedades, planta y equipo	\$ 8.637.613.020.000	35%	\$ 7.974.004.818.000	31%	8%
Propiedad de inversión	\$ 7.498.522.000	0%	\$ 7.585.929.000	0%	-1%
Activos intangibles distintos de la plusvalía	\$ 292.991.998.000	1%	\$ 276.222.725.000	1%	6%
Inversiones en asociadas presentadas en estados financieros separados	\$ 357.797.761.000	1%	\$ 456.954.104.000	2%	-22%
Inversiones en subsidiarias presentadas en estados financieros separados	\$ 14.069.014.245.000	57%	\$ 15.818.100.326.000	62%	-11%
Inversiones en negocios conjuntos presentadas en estados financieros separados	\$ 9.263.281.000	0%	\$ 19.069.351.000	0%	-51%
Cuentas por cobrar partes relacionadas y asociadas no corrientes	\$ 14.302.587.000	0%	\$ 12.872.610.000	0%	11%
Otras cuentas comerciales por cobrar no corrientes	\$ 15.699.387.000	0%	\$ 12.265.782.000	0%	28%
Activos por impuestos diferidos	\$ 24.643.067.000	0%	\$ 23.102.499.000	0%	7%
Activos por impuestos corrientes, no corriente		0%	\$ 300.761.000	0%	-100%
Otros activos financieros no corrientes	\$ 25.298.810.000	0%	\$ 22.524.787.000	0%	12%
Otros activos no financieros no corrientes	\$ 600.000.000	0%	\$ 716.667.000	0%	-16%
<b>Total de activos no corrientes</b>	<b>\$ 23.454.722.678.000</b>	<b>95%</b>	<b>\$ 24.623.720.359.000</b>	<b>97%</b>	<b>-5%</b>
<b>Total de activos</b>	<b>\$ 24.762.638.040.000</b>	<b>100%</b>	<b>\$ 25.515.541.174.000</b>	<b>100%</b>	<b>-3%</b>

Fuente: Cargue Anual XBRL.

ISA al ser un holding presenta como principal activo sus inversiones en subsidiarias como se anotó antes, esta inversión corresponde al 57% del total activo y presenta una disminución del 11% motivado por la diferencia en cambio al valorar las inversiones en los periodos de cierre utilizando como moneda patrón el dólar de los Estados Unidos, de esta forma se observa como

la TRM (Tasa Representativa del Mercado) pasa de COP \$4.810,20 el 30 de diciembre del año 2022 a COP 3.822,05 el 29 de diciembre del año 2023, esto significa una caída del 20% en la TRM que afectó la valoración a nivel local, en contravía de este hecho contable, se observa como a través del resumen de los Estados Financieros de las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos presentan en su mayoría utilidad en su ejercicio para los años 2023 y 2022 siendo únicamente Internexa, Consorcio Eléctrico YAPAY S.A. e Internexa Perú las inversiones que presentan pérdida en el ejercicio. La cuenta de Propiedad, Planta y Equipo presenta un aumento del 8% explicado por las inversiones realizadas en construcciones en curso de proyectos en ejecución adjudicados por la UPME que explican el 61% de la variación. Por último, las Cuentas por Cobrar a partes relacionadas presentan un aumento del 87% explicado por Dividendos por cobrar a partes relacionadas y un aumento de la deuda del concepto de cuentas en participación que se tienen con ISA INTERCOLOMBIA.

En la **Figura 8** se describe la composición del Pasivo y el Patrimonio de ISA.

**Figura 8 Pasivo y Patrimonio 2023 – 2022**



Fuente: Cargue Anual XBRL.

En la siguiente **Tabla 14** se desglosan las principales cuentas del Pasivo y Patrimonio de ISA.

**Tabla 14 Estado de Situación Financiera Comparativo 2023-2022 (Pesos)**

<b>PASIVO Y PATRIMONIO</b>	<b>2023</b>	<b>AV</b>	<b>2022</b>	<b>AV</b>	<b>VAR %</b>
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	\$ 17.518.261.000	0%	\$ 12.678.688.000	0%	38%
Otras provisiones corrientes	\$ 61.896.621.000	0%	\$ 24.133.029.000	0%	156%
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios corrientes	\$ 43.085.295.000	0%	\$ 64.652.802.000	0%	-33%
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes corrientes	\$ 58.344.726.000	0%	\$ 99.297.486.000	0%	-41%
Cuentas por pagar partes relacionadas y asociadas corrientes	\$ 175.321.021.000	1%	\$ 476.916.000	0%	36661%
Otras cuentas comerciales por pagar corrientes	\$ 18.031.687.000	0%	\$ 17.038.892.000	0%	6%
<b>Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes</b>	<b>\$ 294.782.729.000</b>	<b>1%</b>	<b>\$ 181.466.096.000</b>	<b>1%</b>	<b>62%</b>
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	\$ 58.113.333.000	0%	\$ 92.908.298.000	0%	-37%
Obligaciones financieras corrientes	\$ 469.769.250.000	2%	\$ 258.214.174.000	1%	82%
Otros pasivos no financieros corrientes	\$ 16.043.429.000	0%	\$ 1.954.535.000	0%	721%
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>\$ 918.123.623.000</b>	<b>4%</b>	<b>\$ 571.354.820.000</b>	<b>2%</b>	<b>61%</b>
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	\$ 197.726.815.000	1%	\$ 157.939.190.000	1%	25%
Otras provisiones no corrientes	\$ 188.883.795.000	1%	\$ 97.550.787.000	0%	94%
Cuentas por pagar partes relacionadas y asociadas no corrientes	\$ 212.258.240.000	1%	\$ 327.829.967.000	1%	-35%
Otras cuentas comerciales por pagar no corrientes	\$ 8.883.805.000	0%	\$ 8.964.948.000	0%	-1%
<b>Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes</b>	<b>\$ 221.142.045.000</b>	<b>1%</b>	<b>\$ 336.794.915.000</b>	<b>1%</b>	<b>-34%</b>
Pasivo por impuestos diferidos	\$ 1.211.407.447.000	5%	\$ 1.053.759.679.000	4%	15%
Obligaciones financieras no corrientes	\$ 5.647.912.199.000	23%	\$ 4.732.735.217.000	19%	19%
Otros pasivos no financieros no corrientes	\$ 86.646.797.000	0%	\$ 115.162.821.000	0%	-25%
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>\$ 7.553.719.098.000</b>	<b>31%</b>	<b>\$ 6.493.942.609.000</b>	<b>25%</b>	<b>16%</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>\$ 8.471.842.721.000</b>	<b>34%</b>	<b>\$ 7.065.297.429.000</b>	<b>28%</b>	<b>20%</b>
Capital emitido	\$ 36.916.335.000	0%	\$ 36.916.335.000	0%	0%
Prima de emisión	\$ 1.428.127.891.000	6%	\$ 1.428.127.891.000	6%	0%
Ganancias acumuladas	\$ 5.694.086.889.000	23%	\$ 5.427.911.658.000	21%	5%
Efectos por adopción NIF	\$ 5.694.086.889.000	23%	\$ 5.427.911.658.000	21%	5%
Reserva legal	\$ 18.458.167.000	0%	\$ 18.458.167.000	0%	0%
Otras reservas	\$ 7.934.357.592.000	32%	\$ 7.672.340.330.000	30%	3%
Otras partidas patrimoniales (ORI)	\$ 1.178.848.445.000	5%	\$ 3.866.489.364.000	15%	-70%
<b>Total patrimonio</b>	<b>\$ 16.290.795.319.000</b>	<b>66%</b>	<b>\$ 18.450.243.745.000</b>	<b>72%</b>	<b>-12%</b>
<b>Total patrimonio y pasivos</b>	<b>\$ 24.762.638.040.000</b>	<b>100%</b>	<b>\$ 25.515.541.174.000</b>	<b>100%</b>	<b>-3%</b>

Fuente: Cargue Anual XBRL.

El pasivo aumentó un 20% explicado en un 80% por el aumento del endeudamiento financiero, el 100% fue producto de desembolsos de créditos con Bancolombia y Davivienda; el rubro de partes relacionadas presenta una reclasificación de pasivos del largo al corto plazo aportando en conjunto al total pasivo COP \$59.272 millones que corresponden al 4.2% de la variación. La disminución del patrimonio en tres puntos porcentuales está afectada por la valoración de las inversiones en el extranjero utilizando como patrón el dólar de los Estados Unidos, adicional, la

compañía repartió dividendos por COP \$1.9 billones que representaron el 78.5% del total de utilidades del año 2023 dejando un valor de COP \$266 mil millones para ser parte de las ganancias acumuladas y COP \$262 mil millones como otras reservas.

A continuación, en la **Tabla 15** se describen las principales cuentas del Estado de Resultados.

**Tabla 15 Estado de Resultados Comparativo 2023-2022 (Pesos)**

ESTADO DE RESULTADOS	2023	AV	2022	AV	VAR %
<b>Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>\$ 3.743.386.661.000</b>	<b>100%</b>	<b>\$ 3.317.125.713.000</b>	<b>100%</b>	<b>13%</b>
Costo de ventas	\$ 356.546.659.000	10%	\$ 300.522.918.000	9%	19%
Ganancia bruta	\$ 3.386.840.002.000	90%	\$ 3.016.602.795.000	91%	12%
Otros ingresos	\$ 4.115.504.000	0%	\$ 8.418.648.000	0%	-51%
Gastos de administración	\$ 153.208.812.000	4%	\$ 112.395.182.000	3%	36%
Otros gastos	\$ 1.008.872.000	0%	\$ 4.347.418.000	0%	-77%
<b>Ganancia (pérdida) por actividades de operación</b>	<b>\$ 3.236.737.822.000</b>	<b>86%</b>	<b>\$ 2.908.278.843.000</b>	<b>88%</b>	<b>11%</b>
Ganancias (pérdidas) derivadas de la posición monetaria neta	-\$ 60.703.141.000	-2%	-\$ 12.306.432.000	0%	393%
Ingresos financieros	\$ 89.077.443.000	2%	\$ 73.697.698.000	2%	21%
Costos financieros	\$ 512.898.947.000	14%	\$ 468.152.295.000	14%	10%
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	<b>\$ 2.752.213.177.000</b>	<b>74%</b>	<b>\$ 2.501.517.814.000</b>	<b>75%</b>	<b>10%</b>
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias corriente		0%	\$ 309.925.661.000	9%	-100%
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias diferido	\$ 294.445.794.000	8%	\$ -	0%	
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>\$ 2.457.767.383.000</b>	<b>66%</b>	<b>\$ 2.191.592.153.000</b>	<b>66%</b>	<b>12%</b>

Fuente: Cargue Anual XBRL.

En términos generales, en el año 2023 los costos directos y gastos administrativos crecieron a un mayor ritmo que los ingresos lo que significó la pérdida de dos puntos porcentuales en el margen operacional. Los ingresos de la empresa crecieron 13% siendo el mayor aportante el negocio de cuentas en participación con el 41%, negocio que corresponden al giro que realiza ISA INTERCOLOMBIA (subsidiaria) a su socio capitalista en la actividad de representante de los activos de ISA (socio capitalista), el segundo mayor aportante es la inversión en ISA Capital Do Brasil con el 22% seguido por ISA Inversiones Chile Vías SpA con el 14%, estas tres inversiones representan el 78% del total ingreso de la compañía.

El gasto más importante corresponde al gasto financiero el cual corresponde al 14% del total ingresos. Este gasto presenta un costo calculado promedio del 8.7% anual, presentando un

crecimiento nominal del 10% siendo moderado al compararlo con el ritmo de crecimiento del IPC (5.62% al cierre del año 2021, 9.28% al cierre del año 2023, con meses a doble dígito y mostrando un crecimiento superior al 65%), índice al cual se encuentran indexado el 60% de los bonos de colocación (títulos de deuda), el restante se encuentra en cuota fija.

### 5.3.2.2.3. Flujo de Efectivo

En la **Tabla 16** se describe el flujo de efectivo reportado por la empresa para el periodo 2023.

**Tabla 16 Flujo de Efectivo Método Indirecto año 2023**

<b>FLUJO DE EFECTIVO</b>	<b>2023</b>
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>\$ 2.457.767.383.000</b>
Ajustes por gasto por impuestos a las ganancias	\$ 294.445.794.000
Ajustes por costos financieros	\$ 499.763.211.000
Ajustes por la disminución (incremento) de cuentas por cobrar de origen comercial	-\$ 44.543.369.000
Ajustes por el incremento (disminución) de cuentas por pagar de origen comercial	\$ 50.998.955.000
Ajustes por gastos de depreciación y amortización	\$ 235.356.526.000
Ajustes por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	\$ 1.316.556.000
Ajustes por provisiones	\$ 9.607.402.000
Ajustes por pérdidas (ganancias) del valor razonable	\$ 60.703.141.000
Ajustes por ganancias no distribuidas de asociadas	\$ 2.038.086.588.000
Otros ajustes por partidas distintas al efectivo	-\$ 110.139.188.000
Ajustes por pérdidas (ganancias) por la disposición de activos no corrientes	\$ 18.516.520.000
Otros ajustes para conciliar la ganancia (pérdida)	-\$ 203.384.576.000
<b>Total ajustes para conciliar la ganancia (pérdida)</b>	<b>-\$ 1.225.445.616.000</b>
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>	<b>\$ 1.232.321.767.000</b>
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios	\$ 138.997.372.000
Compras de propiedades, planta y equipo	\$ 789.576.494.000
Compras de activos intangibles	\$ 5.566.773.000
Dividendos recibidos	\$ 883.802.401.000
Otras entradas (salidas) de efectivo	\$ 42.627.186.000
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>	<b>-\$ 7.711.052.000</b>
Importes procedentes de préstamos	\$ 1.600.000.000.000
Reembolsos de préstamos	\$ 180.000.000.000
Pagos de pasivos por arrendamiento	\$ 5.636.015.000
Dividendos pagados	\$ 1.929.574.891.000
Intereses pagados	\$ 559.137.606.000
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>	<b>-\$ 1.074.348.512.000</b>
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	\$ 150.262.203.000

<b>FLUJO DE EFECTIVO</b>	<b>2023</b>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-\$ 4.257.346.000
Incremento (disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo después del efecto de los cambios en la tasa de cambio	\$ 146.004.857.000
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	\$ 489.037.532.000
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo</b>	<b>\$ 635.042.389.000</b>

**Fuente:** Cargue Anual XBRL.

El flujo de efectivo muestra como la actividad operacional genera COP \$1.2 billones, al tiempo el flujo de inversión muestra como las inversiones en propiedad, planta y equipo se financian a través de dividendos recibidos. Por último, la empresa repartió COP \$1.9 billones en dividendos a sus socios, egreso que se financió en parte con el desembolso de COP \$1.6 billones en créditos.

#### **5.3.2.2.4. Informe Revisoría Fiscal**

La firma de auditoria Ernst & Young Audit S.A.S., en su opinión como revisor fiscal para el año 2023, emite el siguiente concepto:

*“En mi opinión, los estados financieros adjuntos, tomados de los libros de contabilidad, presentan razonablemente, en todos sus aspectos de importancia, la situación financiera de la compañía al 31 de diciembre de 2023, los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por año terminado en esa fecha”.*

Sin afectar la opinión del Auditor, este hace énfasis en la cuenta por cobrar que se tiene al Estado de Sao Paulo en Brasil a raíz de los impactos de la Ley 4.819 de 1958 y que se estima en COP \$1.8 billones. Al respecto el Auditor señala:

*“Como se indica en la nota 12 a los estados financieros, CTEEP, subsidiaria de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., a través de ISA Capital Do Brasil, tiene registrado un saldo neto de cuentas por cobrar al Estado de Sao Paulo por aproximadamente COP \$1.870.070 millones, relacionados con los impactos de la Ley 4.819 de 1958, que otorgó a los empleados de las empresas bajo el control del Estado de Sao Paulo, beneficios ya concedidos a otros servidores públicos. CTEEP ha adelantado gestiones jurídicas ante las respectivas autoridades estatales,*

para recaudar estas cuentas por cobrar. Los estados financieros adjuntos no incluyen ajustes que pudieran resultar del desenlace de esta incertidumbre”.

### 5.3.2.2.5. Flujo de Caja

Siguiendo las Resoluciones CREG 072 de 2002 y 034 de 2004, se presentan los valores con los cuales se define el flujo de caja de la empresa ISA en la **Tabla 17**.

**Tabla 17 Flujo de Caja Comparativo 2023-2022 (Pesos)**

CONCEPTO	AÑO 2023	AÑO 2022	VAR %
EBITDA	\$ 3.513.465.717.000	\$ 3.152.224.343.000	11%
VAR. OPEX	\$ 151.933.484.000	-\$ 22.569.456.000	-773%
VAR. CAPEX	\$ 663.608.202.000	\$ 567.003.400.000	17%
FLUJO DE CAJA	\$ 2.697.924.031.000	\$ 2.607.790.399.000	3%
INTERESES	\$ 512.898.947.000	\$ 468.152.295.000	10%
CAPITAL	\$ 180.000.000.000	\$ 120.000.000.000	50%
SERVICIO DEUDA	\$ 692.898.947.000	\$ 588.152.295.000	18%
<b>CUBRIMIENTO</b>	<b>3,89</b>	<b>4,43</b>	<b>-12%</b>

Fuente: Cargue Anual XBRL.

El Ebitda calculado de ISA crece un 11% motivado principalmente por el aumento de los ingresos operacionales, en específico el buen comportamiento de las inversiones en Brasil que explican el 53% del aumento de los ingresos (participación en las ganancias), seguido por las inversiones en Chile con el 27%. El capital de trabajo presentó un aumento drástico una vez se registra un aumento de las cuentas comerciales por pagar a partes relacionadas que explica casi la totalidad de la variación. El Capex de la empresa acumula una inversión en los dos años de COP \$1.2 billones, inversiones que se dirigen en su mayoría a los proyectos adjudicados por la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética).

El resultado de la operación es un cubrimiento del servicio de la deuda en casi cuatro veces, aunque se registra un deterioro del indicador, este sigue siendo amplio en cuanto a la solvencia de la empresa, esta conclusión se refuerza al revisar la proyección del servicio de la deuda para los años 2024 y 2025 encontrando que los pagos a capital en el año 2024 se proyectan en COP \$375.780 millones y para el año 2025 en COP \$250.080 millones, cifras que se suman a

un ciclo bajista de la inflación en Colombia lo cual, inicialmente, representa un menor gasto en intereses toda vez que el 60% de los bonos en colocación están indexados al IPC y este indicador se proyecta que continuará su senda descendente hasta un 3.6% en el año 2028, al igual que la tasa de política monetaria<sup>1</sup>. De esta forma, manteniendo la actividad operacional constante de la empresa, no se observa un riesgo financiero latente en la empresa.

#### 5.3.2.2.6. Calificación de Riesgo Fitch Ratings y Precio en Bolsa

El 27 de marzo de 2024 la calificadora de riesgo Fitch Ratings afirmó la calificación de ISA<sup>2</sup> en:

- AAA perspectiva estable (Nacional)
- F1+ (Nacional)
- BBB perspectiva estable (Internacional)

Al respecto Fitch Ratings resume:

*“Las calificaciones IDR (calificación de incumplimiento del emisor) reflejan el perfil de riesgo bajo de negocio de la empresa característica del negocio de transmisión de energía. Las calificaciones también contemplan la diversificación geográfica y de negocios sólidas de su fuente de ingresos que, junto con la predictibilidad alta de su flujo de caja operativo (FCO), se traduce en un perfil crediticio fuerte. Asimismo, incorporan la liquidez adecuada de la empresa y su estrategia de crecimiento agresiva. Fitch considera que el perfil de negocios y financiero de ISA es lo suficientemente sólido como para calificarla dos escalones por encima de su propietaria, Ecopetrol S.A. (Ecopetrol) [BB+ Perspectiva Estable; AAA(col) Perspectiva Estable]”.*

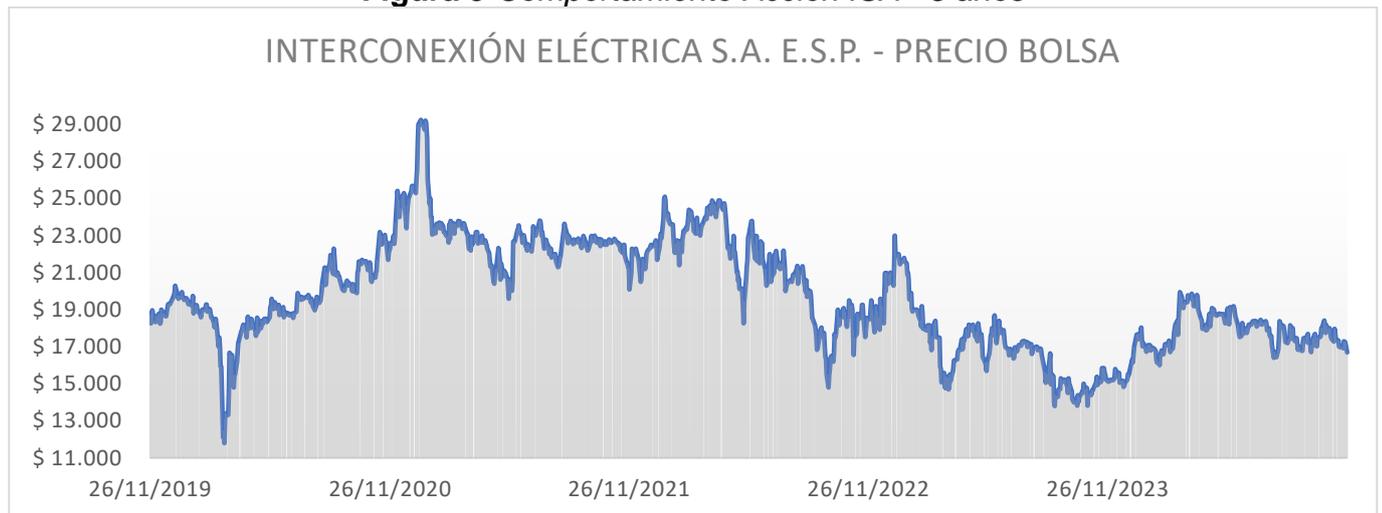
El aspecto más destacado en la calificación otorgada por Fitch Ratings es que ISA se encuentra dos niveles por encima del riesgo país y de la calificación de su casa matriz.

<sup>1</sup> Actualización de Proyecciones Económicas Colombia, junio de 2024. Grupo Bancolombia. Link: [https://www.bancolombia.com/wcm/connect/www.bancolombia.com-26918/ff222f2d-017f-456b-b4f1-eb9aad7518e2/Actualizacio%CC%81n+de+Proyecciones+Econo%CC%81micas+para+Colombia+-+Junio+2024.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=ROOTWORKSPACE.Z18\\_K9HC1202P864E0Q30449MS3000-ff222f2d-017f-456b-b4f1-eb9aad7518e2-p4OWC5S](https://www.bancolombia.com/wcm/connect/www.bancolombia.com-26918/ff222f2d-017f-456b-b4f1-eb9aad7518e2/Actualizacio%CC%81n+de+Proyecciones+Econo%CC%81micas+para+Colombia+-+Junio+2024.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=ROOTWORKSPACE.Z18_K9HC1202P864E0Q30449MS3000-ff222f2d-017f-456b-b4f1-eb9aad7518e2-p4OWC5S)

<sup>2</sup> <https://www.fitchratings.com/research/es/corporate-finance/fitch-affirms-interconexion-electrica-at-aaa-col-outlook-stable-27-03-2024>

De acuerdo con la página de la Bolsa de Valores de Colombia, el comportamiento de la acción de INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P. cuyo nemotécnico es ISA presentó el siguiente comportamiento durante los últimos 5 años (Ver **Figura 9**)

**Figura 9** Comportamiento Acción ISA - 5 años



Fuente: BVC.

El comportamiento de la acción ha presentado un valor máximo de COP \$29.250 el 12 de enero de 2021 y un mínimo de COP \$11.800 el 18 de marzo de 2020. Actualmente, el precio de la acción cerró en COP \$16.700 (cierre registrado el día 25 de noviembre de 2024), ubicando el indicador Q-Tobin en 1.14 lo que significa que la empresa cotiza por encima de su valor en libros<sup>3</sup>, aspecto positivo en la medida que el mercado reconoce una prima al valor contable de la empresa.

#### 5.3.2.2.7. Tópico AEGR

Con el fin de analizar el informe realizado por la empresa de Auditoría Externa de Gestión y Resultados (AEGR), Caso Auditorías y Consultorías S.A.S., para la vigencia 2023, se presentan algunas de las conclusiones más relevantes de la auditoría:

<sup>3</sup> Fuente: BVC, Bolsa de Valores de Colombia, sección renta variable. Link: [https://www.bvc.com.co/mercado-local-en-linea?tab=renta-variable\\_mercado-local](https://www.bvc.com.co/mercado-local-en-linea?tab=renta-variable_mercado-local)

*“Con base en los análisis realizados, no se observan aspectos que llamen la atención o situaciones que puedan poner en peligro la viabilidad financiera de la Compañía, siempre y cuando los supuestos establecidos se cumplan”.*

La opinión del Auditor se complementa con la siguiente conclusión:

*“Al cierre de 2023 no observamos situaciones que puedan poner en peligro la viabilidad financiera de la Compañía y la continuidad del servicio. Adicionalmente con el análisis de las cifras, se observa que ISA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA presenta la capacidad de obtener los recursos necesarios que le permitan prestar el servicio en el corto, mediano y largo plazo”.*

## **5.4. ASPECTOS COMERCIALES**

### **5.4.1. Código de Medida**

ISA INTERCOLOMBIA SA ESP es representante de 6 fronteras de enlace internacional, todas son tipo de punto de medición 1. Cuatro de ellas con fecha de registro en el año 2003 y dos en 1998. Adicionalmente, se evidencia que una de las fronteras tuvo una modificación en los transformadores de tensión (TP) en 2017. En ese sentido, y consideración a la regulación vigente aplicable a los elementos del sistema de medición, se encuentra que estos se encuentran en cumplimiento de los requisitos establecidos.

Otro aspecto que se evaluó fue el cumplimiento de los procedimientos y protocolos que contempla el Código de Medida de los cuales también se encuentra su reporte a conformidad.

Durante los años 2022 y 2023 no se reporta ninguna falla en las fronteras representadas por ISA INTERCOLOMBIA. Adicionalmente, la empresa también se encuentra en cumplimiento de los planes de mantenimiento a los elementos del sistema de medida de las fronteras comerciales.

Dicho lo anterior, no se encuentra ningún hallazgo ni acción de mejora que pueda considerarse.

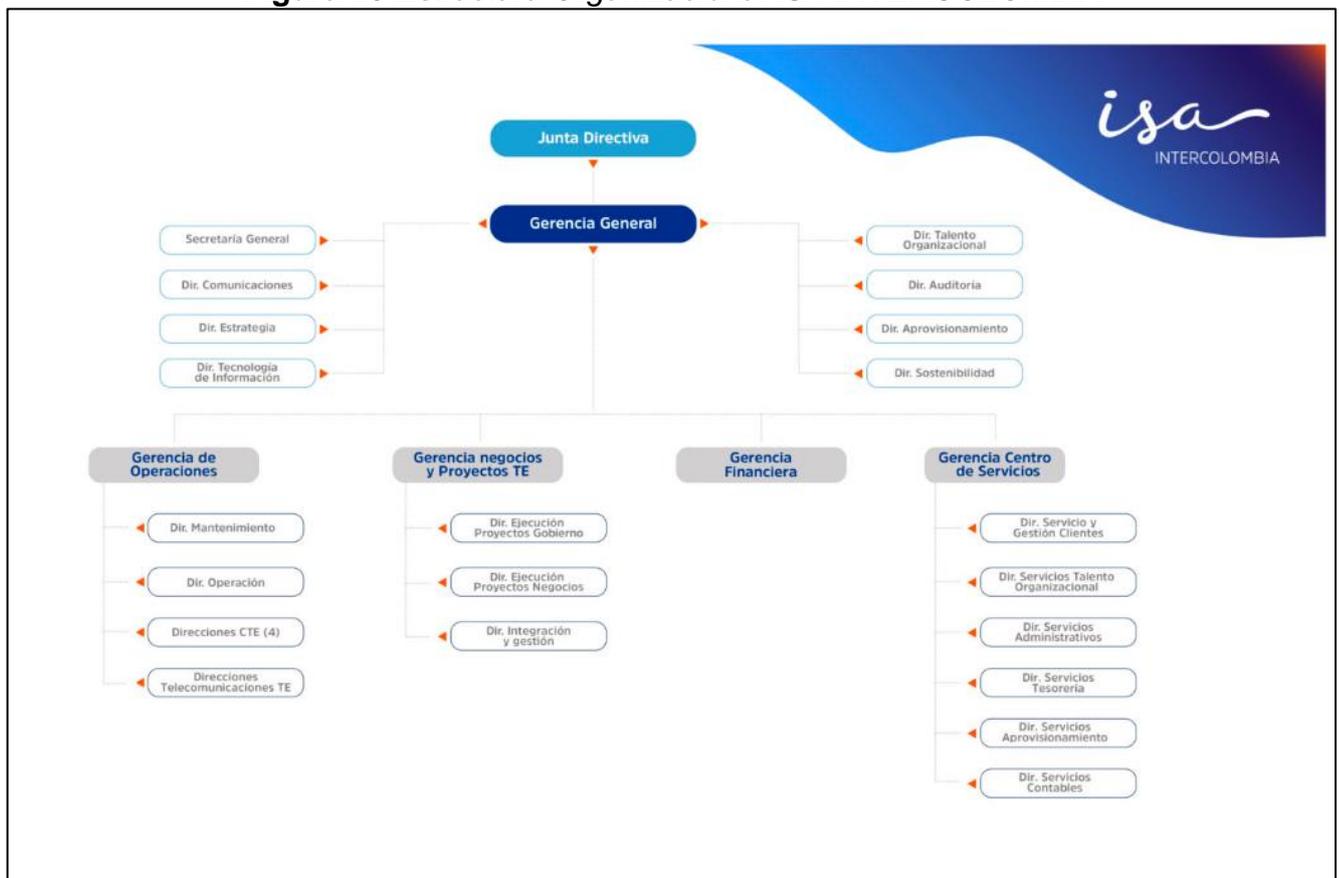
## **5.5. ASPECTOS TECNICOS OPERATIVOS**

Antes de entrar en detalle con la revisión puntual de los aspectos técnicos, se realiza una descripción de la empresa.

### 5.5.1 Estructura organizacional de la Empresa

La estructura organizacional de ISA INTERCOLOMBIA está encabezada por la Junta Directiva, seguido por la Gerencia General, a la cual se encuentran asociadas la Secretaría General, 7 Direcciones y 4 Gerencias (Gerencia de Operaciones, Gerencia negocios y Proyectos TE, Gerencia Financiera y Gerencia de Centro de Servicios). Cada una de estas gerencias cuenta con diferentes direcciones. En la **Figura 3410** se encuentra la Estructura Organizacional de ISA INTERCOLOMBIA.

**Figura 10 Estructura Organizacional ISA INTERCOLOMBIA**



Fuente: ISA INTERCOLOMBIA

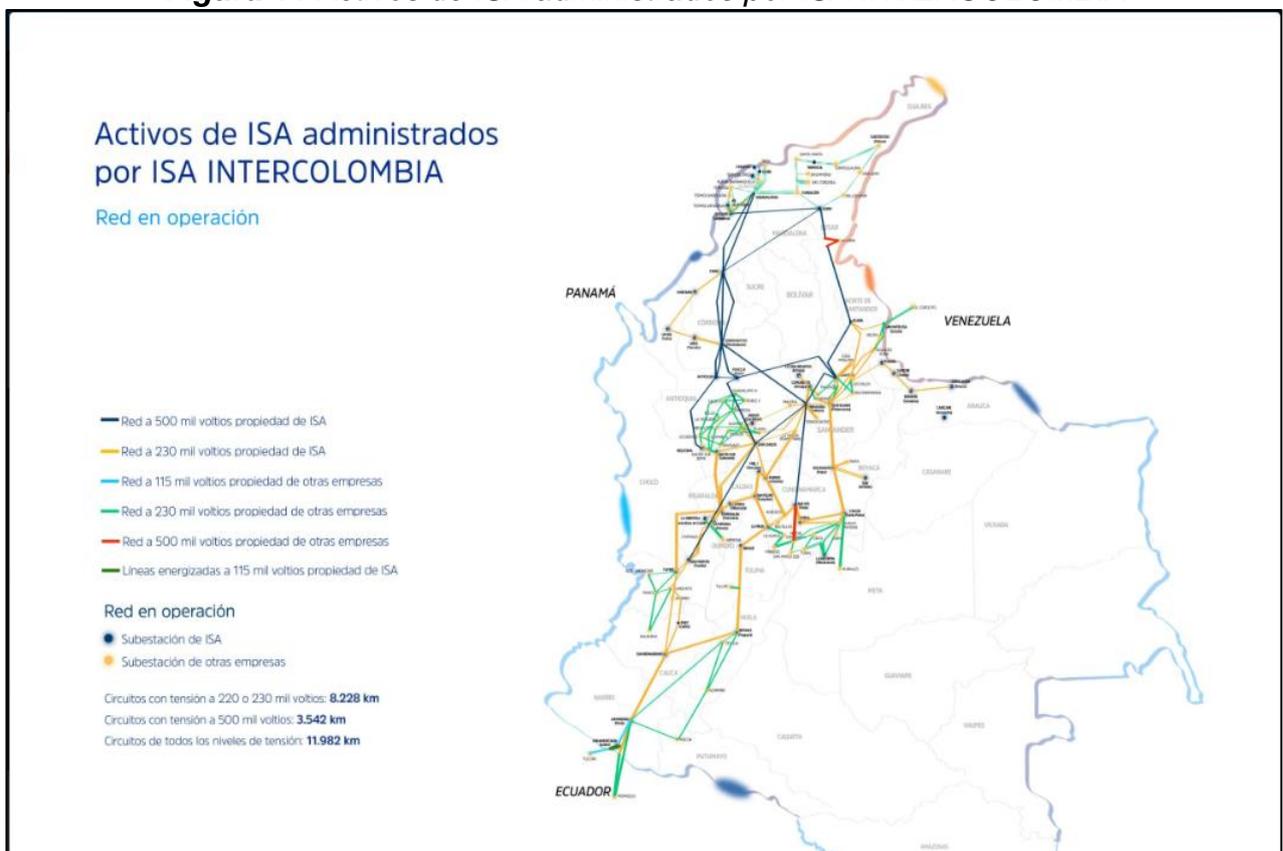
### 5.5.2 Descripción de la infraestructura del Sistema de Transmisión Nacional – STN

ISA INTERCOLOMBIA es una empresa de servicios públicos domiciliarios mixta encargada de administrar, operar y mantener los activos eléctricos de propiedad de INTERCONEXIÓN

ELÉCTRICA S.A. E.S.P. ISA, dichos activos también son representados por ISA INTERCOLOMBIA ante el mercado, una vez son puestos en operación. De acuerdo con lo indicado por el prestador, el propietario de los activos que se construyen a partir de las convocatorias UPME, es ISA. Empresa que inició operaciones comerciales en el año 2014.

En la **Figura 3511** se presentan los activos de ISA que son administrados por ISA INTERCOLOMBIA y que se encuentran en operación.

**Figura 11** Activos de ISA administrados por ISA INTERCOLOMBIA



Fuente: Web [isaintercolombia.com](http://isaintercolombia.com)

De acuerdo con la información reportada ISA INTERCOLOMBIA cuenta con 61 subestaciones a nivel de 500 y 230 kV y una subestación a nivel de 138 kV, 13 subestaciones que son propiedad de otros agentes. Para mayor detalle en la **Tabla 18** señala el nivel de tensión, capacidad de cortocircuito, configuración y número de circuitos asociados. La **Tabla 32** muestra las subestaciones que son propiedad de otros agentes en las cuales ISA-INTERCOLOMBIA tiene presencia.

**Tabla 18 Subestaciones STN - ISA INTERCOLOMBIA**

No.	Nombre	Nivel de tensión [kV]	Capacidad de Cortocircuito [kA]	Configuración	Número de líneas (circuitos) asociados
1	Ancón Sur ISA	230	40,0	Doble barra más seccionador de transferencia	6
2	Antioquia	500	40,0	Interruptor y medio	4
3	Bacatá	500	40,0	Doble barra más seccionador de transferencia	2
4	Bacatá	230	40,0	Doble barra más seccionador de transferencia	4
5	Banadía	230	12,5	Barra sencilla	2
6	Bolívar	500	40,0	Doble barra más seccionador de transferencia	2
7	Bolívar	230	40,0	Doble barra más seccionador de transferencia	5
8	Caño Limón	230	12,5	Barra sencilla	1
9	Caracolí	220	40,0	Interruptor y medio	4
10	Cerromatoso	500	40,0	Interruptor y medio	7
11	Cerromatoso	230	20,0	Barra Principal y Barra de Transferencia	2
12	Chinú	230	40,0	Interruptor y medio	2
13	Chinú	500	40,0	Interruptor y medio	6
14	Chivor	230	40,0	Barra Principal y Barra de Transferencia	8
15	Comuneros	230	20,0	Interruptor y medio	8
16	Cuestecitas ISA	230	31,5	Barra Principal y Barra de Transferencia	3
17	El Bosque	220	40,0	Interruptor y medio	2
18	Copey	500	40,0	Doble barra más seccionador de transferencia	4
19	Esmeralda	230	31,5	Doble barra más seccionador de By-pass o paso directo	12
20	Guatiguará	230	25,0	Doble barra más seccionador de transferencia	9
21	Ibagué	230	20,0	Barra Principal y Barra de Transferencia	4
22	Jaguas	230	31,5	Barra Principal y Barra de Transferencia	3
23	Jamondino	230	20,0	Barra Principal y Barra de Transferencia	4
24	La Enea	230	20,0	Barra Principal y Barra de Transferencia	4
25	La Hermosa	230	31,5	Barra Principal y Barra de Transferencia	3
26	La Mesa	230	26,2	Doble barra más seccionador de By-pass o paso directo	8
27	La Reforma	230	20,0	Interruptor y medio	5
28	La Sierra	230	31,5	Interruptor y medio	4
29	La Virginia	500	31,5	Interruptor y medio	4
30	La Virginia	230	31,5	Interruptor y medio	6
31	Heliconia	500	40,0	Interruptor y medio	1
32	Heliconia	230	40,0	Interruptor y medio	3
33	Miel I	230	40,0	Doble barra más seccionador de transferencia	4
34	Montería	230	40,0	Interruptor y medio	2
35	Ocaña	500	40,0	Doble barra más seccionador de transferencia	2
36	Ocaña	230	20,0	Doble barra más seccionador de transferencia	2
37	Páez	230	31,5	Doble barra más seccionador de transferencia	2

No.	Nombre	Nivel de tensión [kV]	Capacidad de Cortocircuito [kA]	Configuración	Número de líneas (circuitos) asociados
38	Porce III	500	40,0	Interruptor y medio	4
39	Primavera	500	40,0	Doble barra más seccionador de transferencia	4
40	Primavera	230	31,5	Interruptor y medio	8
41	Purnio	230	31,5	Doble barra más seccionador de transferencia	9
42	Sabanalarga	500	40,0	Interruptor y medio	4
43	Samoré	230	31,5	Barra Principal y Barra de Transferencia	2
44	San Antonio	230	40,0	Interruptor y medio	2
45	San Bernardino	230	20,0	Barra Principal y Barra de Transferencia	6
46	San Carlos	500	40,0	Interruptor y medio	3
47	San Carlos	230	63,0	Interruptor y medio	9
48	San Felipe	230	31,5	Barra Principal y Barra de Transferencia	6
49	San Marcos	500	31,5	Interruptor y medio	2
50	San Marcos	230	31,5	Interruptor y medio	5
51	San Mateo	230	20,0	Barra Principal y Barra de Transferencia	4
52	Sochagota	230	40,0	Doble barra más seccionador de transferencia	8
53	Sogamoso	500	40,0	Interruptor y medio	4
54	Sogamoso	230	40,0	Interruptor y medio	4
55	Termocol	220	40,0	Interruptor y medio	2
56	Toledo	230	31,5	Barra sencilla	2
57	Torca	230	26,2	Doble barra más seccionador de By-pass o paso directo	6
58	Urabá	230	20,0	Barra Principal y Barra de Transferencia	2
59	Urrá	230	25,0	Doble barra más seccionador de transferencia	3
60	Yumbo	230	31,5	Doble barra más seccionador de By-pass o paso directo	6
61	El Río	220	40,0	Interruptor y medio	2
62	Panamericana	138		Barra Sencilla	1

*Fuente: ISA INTERCOLOMBIA*

**Tabla 19** *Subestaciones propiedad de otros agentes en las cuales ISA INTERCOLOMBIA tiene presencia*

Nombre	Nivel de tensión [kV]	Propietario Subestación	Configuración	Bahías de ISA INTERCOLOMBIA en otras subestaciones	Agente Operador	Agente que Mantiene los Activos
Ancón Sur EPM	230	EPM-Empresas Públicas de Medellín	Barra Sencilla	BL Ancón Sur EPM 230 kV - Heliconia 2	ISA INTERCOLOMBIA	ISA INTERCOLOMBIA
Betania	230	GEB-Grupo Energía de Bogotá	Barra Principal Seccionada más Transferencia	BL Betania 230 kV - Tuluní 1	ISA INTERCOLOMBIA	ISA INTERCOLOMBIA
				BT Betania 230 kV - ATR-1		
				BT Betania 230 kV - ATR-2		
Cartago	230	EPSA-Empresa de Energía del Pacífico	Barra Doble más Bypass	BL Cartago 230 kV - La Virginia 2	ISA INTERCOLOMBIA	ISA INTERCOLOMBIA
				BL Cartago 230 kV - La Virginia 1	CELSIA	ISA INTERCOLOMBIA
El Copey	220	TRANSELCA-Transportadora de la Costa Atlántica	Barra Principal y Transferencia	BL Copey 220 kV - Valledupar 2	ISA INTERCOLOMBIA	ISA INTERCOLOMBIA
				BT Copey 220 kV - ATR-1		
				BT Copey 220 kV - ATR-2		
Guatapé	230	EPM-Empresas Públicas de Medellín	Barra Doble más Bypass y Seccionamiento	BL Guatapé 230 kV - Jaguas 1	EPM	ISA INTERCOLOMBIA
				BL Guatapé 230 kV - Jaguas 2		
				BL Guatapé 230 kV - San Carlos 1		
				BL Guatapé 230 kV - San Carlos 2		
				BL Guatapé 230 kV - Variante 1		
				BL Guatapé 230 kV - Variante 2		
Los Palos	230	ESSA-Electrificadora de Santander	Barra Principal y Transferencia	BL Los Palos 230 kV - Ocaña 1	ISA INTERCOLOMBIA	ISA INTERCOLOMBIA
				BL Los Palos 230 kV - Toledo 1		
Playas	230	EPM-Empresas Públicas de Medellín	Barra Principal y Transferencia	BL Playas 230 kV - Primavera 1	EPM	ISA INTERCOLOMBIA
Sabanalarga	220	TRANSELCA-Transportadora de la Costa Atlántica	Interruptor y Medio	BL Sabanalarga 220 kV - Bolívar 2	TRANSELCA	ISA INTERCOLOMBIA
				BL Sabanalarga 220 kV - Caracolí 1		
				BT Sabanalarga 220 kV - ATR-11		
				Sabanalarga 220 kV - 8930 - D09 - Corte Central		
				Sabanalarga 220 kV - 8b30 - D0B - Corte Central		
Tasajero	230	DISTASA-Distribuidora de Tasajero	Interruptor y Medio	BL Tasajero 230 kV - Guatiguará 1	ISA INTERCOLOMBIA	ISA INTERCOLOMBIA
				Tasajero 230 kV - B02 - D00 - Corte Central		
TermoCartagena	220	TRANSELCA-Transportadora de la Costa Atlántica	Interruptor y Medio	BL Termocartagena 220 kV - Bolívar 1	TRANSELCA	ISA INTERCOLOMBIA
TermoFlores	220		Barra Doble más Bypass	BL Termoflores 220 kV - El Río 1	TRANSELCA	

Nombre	Nivel de tensión [kV]	Propietario Subestación	Configuración	Bahías de ISA INTERCOLOMBIA en otras subestaciones	Agente Operador	Agente que Mantiene los Activos
		TRANSELCA-Transportadora de la Costa Atlántica		BL TermoFlores II 220 kV - Caracolí 1		ISA INTERCOLOMBIA
Valledupar	220	TRANSELCA-Transportadora de la Costa Atlántica	Anillo	BC Valledupar 220 kV - BCP1	TRANSELCA	ISA INTERCOLOMBIA
				BC Valledupar 220 kV - BCP12		
				BC Valledupar 220 kV - BCP2		
				BL Valledupar 220 kV - Copey 2		
		Termobarranquilla SA ESP	Interruptor y Medio	BT Valledupar 220 kV - T-VAL11		
Tebesa	220			BL Tebsa 220 kV - El Río 1	TRANSELCA	ISA INTERCOLOMBIA

**Fuente:** ISA INTERCOLOMBIA

En lo que respecta a las líneas de transmisión de uso del Sistema de Transmisión Nacional – STN, cuentan con 11279,25 km, los cuales se distribuyen de la siguiente manera (ver

**Tabla 20):**

- 3.608,49 km de circuitos a 500 kV.
- 7.865,87 km de circuito a 230 kV.
- 295,43 km de circuitos a 220 kV.
- 9,45 km en circuitos a 138 kV (Panamericana – Tulcán a 138 kV, tramo colombiano). Activo de USO del STN.

**Tabla 20** Líneas de transmisión a 500 kV y 230 kV representadas por ISA INTERCOLOMBIA

No.	Nombre	Nivel de tensión [kV]	Longitud [km]	Capacidad transporte nominal [A]
1	LT Alférez - San Bernardino 230 kV - 1	230	99,63	1003
2	LT Alférez - Yumbo 230 kV - 1	230	23,14	1003
3	LT Ancón Sur - Esmeralda 230 kV - 1	230	129,51	1000
4	LT Ancón Sur - Esmeralda 230 kV - 2	230	129,36	1000
5	LT Ancón Sur - Heliconia 230 kV - 1	230	12,83	805
6	LT Ancón Sur - Heliconia 230 kV - 2	230	22,08	1000
7	LT Ancón Sur - San Carlos 230 kV - 1	230	107,04	971
8	LT Ancón Sur - San Carlos 230 kV - 2	230	107,04	971
9	LT Antioquia - Cerromatoso 500 kV - 1	500	112,56	2400
10	LT Antioquia - Cerromatoso 500 kV - 2	500	112,59	2400
11	LT Antioquia - Heliconia 500 kV - 1	500	109,59	2400
12	LT Antioquia - Porce III 500 kV - 1	500	112,80	2400
13	LT Armenia - La Hermosa 230 kV - 1	230	0,41	1000
14	LT Armenia - La Virginia 230 kV - 1	230	26,65	1000
15	LT Bacatá - Noroeste 230 kV - 1	230	5,46	1489
16	LT Bacatá - Noroeste 230 kV - 2	230	5,70	1489
17	LT Bacatá - Primavera 500 kV - 1	500	196,92	1905
18	LT Bacatá - Torca 230 kV - 1	230	19,84	1489
19	LT Bacatá - Torca 230 kV - 2	230	19,73	1489
20	LT Balsillas - La Mesa 230 kV - 1	230	27,61	1051
21	LT Balsillas - Noroeste 230 kV - 1	230	12,82	1100
22	LT Banadía - Caño Limon 230 kV - 1	230	86,46	800

No.	Nombre	Nivel de tensión [kV]	Longitud [km]	Capacidad transporte nominal [A]
23	LT Banadía - Samoré 230 kV – 1	230	51,20	800
24	LT Barranca - Comuneros 230 kV - 1	230	10,91	809
25	LT Belén - Tasajero 230 kV – 1	230	11,95	814
26	LT Betania - Ibagué 230 kV – 1	230	206,14	895
27	LT Betania - San Bernardino 230 kV - 1	230	143,96	800
28	LT Betania - San Bernardino 230 kV - 2	230	143,96	800
29	LT Betania - Tuluni 230 kV – 1	230	130,85	895
30	LT Bolívar - Cartagena 220 kV – 1	220	18,30	929
31	LT Bolívar - El Copey 500 kV – 1	500	166,68	1905
32	LT Bolívar - Sabanalarga 220 kV - 2	220	63,21	929
33	LT Bosque - Bolívar 220 kV – 1	220	17,08	800
34	LT Bosque - Ternera 220 kV – 1	220	14,73	630
35	LT Bucaramanga - Guatiguará 230 kV - 1	230	12,11	837
36	LT Bucaramanga - Sogamoso 230 kV - 1	230	0,63	900
37	LT Caracolí - Nueva Barranquilla 220 kV - 1	220	0,90	839
38	LT Caracolí - Sabanalarga 220 kV - 1	220	30,29	1000
39	LT Caracolí - Tebsa 220 kV – 1	220	0,90	839
40	LT Caracolí - Termoflores 220 kV - 1	220	35,97	1000
41	LT Cartago - La Virginia 230 kV – 1	230	17,09	984
42	LT Cartago - La Virginia 230 kV – 2	230	17,38	984
43	LT Cartago - San Marcos 230 kV - 1	230	146,72	984
44	LT Cartago - San Marcos 230 kV - 2	230	148,43	984
45	LT Cerromatoso - Chinú 500 kV - 3	500	136,30	2400
46	LT Cerromatoso - Chinú 500 kV - 2	500	132,26	2500
47	LT Cerromatoso - Porce III 500 kV - 1	500	141,65	1905
48	LT Cerromatoso - Primavera 500 kV - 1	500	245,21	2500
49	LT Cerromatoso - Sahagún 500 kV - 1	500	78,82	2400
50	LT Cerromatoso - Urrá 230 kV – 1	230	84,61	800
51	LT Cerromatoso - Urrá 230 kV – 2	230	84,64	800
52	LT Chinú - Copey 500 kV – 1	500	232,57	2400
53	LT Chinú - Montería 230 kV – 1	230	65,49	1000
54	LT Chinú - Sahagún 500 kV – 1	500	52,66	2400
55	LT Chivor - Sochagota 230 kV – 1	230	116,03	960
56	LT Chivor - Sochagota 230 kV – 2	230	116,03	960
57	LT Chivor - Torca 230 kV – 1	230	102,84	960
58	LT Chivor - Torca 230 kV – 2	230	102,65	960
59	LT Comuneros - Guatiguará 230 kV - 1	230	18,98	809
60	LT El Copey - La Loma 500 kV – 1	500	72,98	1905
61	LT El Copey - Valledupar 220 kV - 2	220	96,13	588
62	LT El Rio - Tebsa 220 kV – 1	220	7,37	1005

No.	Nombre	Nivel de tensión [kV]	Longitud [km]	Capacidad transporte nominal [A]
63	LT El Rio - Termoflores 220 kV – 1	220	8,15	1000
64	LT Esmeralda - La Enea 230 kV – 2	230	31,57	896
65	LT Esmeralda - La Hermosa 230 kV - 1	230	21,84	1045,68
66	LT Esmeralda - La Hermosa 230 kV - 2	230	22,10	1000
67	LT Esmeralda - La Virginia 230 kV - 1	230	23,85	985
68	LT Esmeralda - La Virginia 230 kV - 2	230	23,85	985
69	LT Esmeralda - Yumbo 230 kV – 2	230	194,16	1000
70	LT Esmeralda - Yumbo 230 kV – 3	230	194,21	1000
71	LT Guatapé - Jaguas 230 kV – 1	230	18,65	939
72	LT Guatapé - Jaguas 230 kV – 2	230	14,28	1023
73	LT Guatapé - San Carlos 230 kV - 1	230	35,77	1154
74	LT Guatapé - San Carlos 230 kV - 2	230	35,79	1154
75	LT Guatapé - Variante 230 kV – 1	230	13,30	998
76	LT Guatapé - Variante 230 kV – 2	230	13,31	998
77	LT Guatiguará - Palenque 230 kV - 1	230	29,28	1017
78	LT Guatiguará - Palenque 230 kV - 2	230	29,28	1017
79	LT Guatiguará - Primavera 230 kV - 1	230	162,93	979
80	LT Guatiguará - Sochagota 230 kV - 1	230	142,50	830
81	LT Guatiguará - Sochagota 230 kV - 2	230	155,26	1001
82	LT Guatiguará - Tasajero 230 kV - 1	230	127,69	987
83	LT Guavio - Chivor 230 kV – 1	230	22,69	1021
84	LT Guavio - Chivor 230 kV – 2	230	22,74	1021
85	LT Guavio - La Reforma 230 kV - 1	230	0,31	1440
86	LT Guavio - Torca 230 kV – 1	230	82,30	1250
87	LT Guavio - Torca 230 kV – 2	230	82,36	1250
88	LT Heliconia - Occidente 1 230 kV - 1	230	12,83	805
89	LT Ibagué - La Mesa 230 kV – 1	230	86,66	966
90	LT Ibagué - La Mesa 230 kV – 2	230	86,79	966
91	LT Ibagué - Tuluní 230 kV – 1	230	75,26	895
92	LT Jamondino - Pimampiro 230 kV - 1	230	76,91	1053
93	LT Jamondino - Pimampiro 230 kV - 2	230	76,91	1053
94	LT Jamondino - San Bernardino 230 kV - 1	230	189,05	800
95	LT Jamondino - San Bernardino 230 kV - 2	230	189,05	800
96	LT Juanchito - Páez 230 kV – 1	230	35,19	1003
97	LT Juanchito - San Marcos 230 kV - 1	230	21,46	984
98	LT La Enea - Esmeralda 230 kV – 1	230	31,42	800
99	LT La Enea - San Felipe 230 kV – 1	230	66,34	800
100	LT La Enea - San Felipe 230 kV – 2	230	66,23	896
101	LT La Loma - Ocaña 500 kV – 1	500	168,00	1905
102	LT La Mesa - San Felipe 230 kV - 2	230	77,20	952

No.	Nombre	Nivel de tensión [kV]	Longitud [km]	Capacidad transporte nominal [A]
103	LT La Reforma - Tunal 230 kV – 1	230	0,31	960
104	LT La Reforma - Tunal 230 kV – 2	230	0,27	960
105	LT La Sierra - Primavera 230 kV - 1	230	59,78	811
106	LT La Sierra - Purnio 230 kV – 1	230	100,47	984
107	LT La Sierra - Purnio 230 kV – 2	230	100,47	984
108	LT La Sierra - San Carlos 230 kV - 1	230	30,18	812
109	LT La Virginia - San Carlos 500 kV - 1	500	212,14	2000
110	LT La Virginia - San Marcos 500 kV - 1	500	165,78	2000
111	LT Los Palos - Guatiguará 230 kV - 1	230	17,11	836
112	LT Los Palos - Toledo 230 kV – 1	230	79,45	800
113	LT Malena - Jaguas 230 kV – 1	230	69,35	768
114	LT Malena - Primavera 230 kV – 1	230	8,31	768
115	LT Miel I - Purnio 230 kV – 1	230	25,75	988
116	LT Miel I - Purnio 230 kV – 2	230	25,75	988
117	LT Miel I - San Felipe 230 kV – 1	230	58,73	996
118	LT Miel I - San Felipe 230 kV – 2	230	58,73	996
119	LT Montería - Uraba 230 kV – 1	230	131,60	1000
120	LT Noroeste - La Mesa 230 kV – 1	230	40,18	1000
121	LT Noroeste - Purnio 230 kV – 1	230	102,61	970
122	LT Noroeste - Purnio 230 kV – 2	230	102,52	970
123	LT Ocaña - Los Palos 230 kV – 1	230	160,39	887
124	LT Ocaña - Sogamoso 500 kV – 1	500	164,08	1905
125	LT Páez - San Bernardino 230 kV - 1	230	117,97	800
126	LT Palenque - Sogamoso 230 kV - 1	230	25,65	1017
127	LT Palenque - Sogamoso 230 kV - 2	230	25,65	1017
128	LT Panamericana - Tulcán 138 kV - 1	138	9,45	644
129	LT Playas - Primavera 230 kV – 1	230	104,34	982
130	LT Porce III - San Carlos 500 kV - 1	500	106,47	1905
131	LT Porce III - Sogamoso 500 kV - 1	500	235,72	2400
132	LT Primavera - Comuneros 230 kV - 1	230	111,60	810
133	LT Primavera - Comuneros 230 kV - 2	230	101,47	809
134	LT Primavera - San Carlos 500 kV - 1	500	82,64	2500
135	LT Primavera - Sogamoso 500 kV - 1	500	135,70	1905
136	LT Purnio - San Carlos 230 kV – 1	230	91,39	968
137	LT Purnio - San Carlos 230 kV – 2	230	91,39	968
138	LT Sabanalarga - Bolívar 500 kV - 1	500	66,56	2400
139	LT Sabanalarga - Chinú 500 kV – 1	500	182,58	2500
140	LT Sabanalarga - Chinú 500 kV – 2	500	185,20	2375
141	LT Samoré - Toledo 230 kV – 1	230	44,69	868
142	LT San Antonio - Sochagota 230 kV - 1	230	30,60	1000

No.	Nombre	Nivel de tensión [kV]	Longitud [km]	Capacidad transporte nominal [A]
143	LT San Antonio - Sochagota 230 kV - 2	230	30,60	1000
144	LT San Carlos - Esmeralda 230 kV - 1	230	194,42	970
145	LT San Carlos - Esmeralda 230 kV - 2	230	194,42	970
146	LT San Felipe - La Mesa 230 kV - 1	230	77,20	952
147	LT San Marcos - Yumbo 230 kV - 1	230	6,30	986
148	LT Barranca - Sogamoso 230 kV - 1	230	0,63	900
149	LT San Mateo - Ocaña 230 kV - 1	230	120,57	875
150	LT Santa Marta - Termocol 220 kV - 1	230	0,70	656
151	LT Sochagota - Paipa 230 kV - 1	230	5,19	1237
152	LT Sochagota - Paipa 230 kV - 2	230	5,19	1237
153	LT Suria - La Reforma 230 kV - 1	230	0,38	1440
154	LT Tasajero - Los Palos 230 kV - 1	230	101,46	820
155	LT Termocol - Termogujira 220 kV - 1	230	0,70	656
156	LT Urabá - Urrá 230 kV - 1	230	51,12	800
157	LT Bolívar - Sabanalarga 220 kV - 1	220	2,40	929
158	LT San Antonio - Suamox 230 kV - 1	230	0,52	1000
159	LT San Antonio - Suamox 230 kV - 2	230	0,52	1000

**Fuente:** ISA INTERCOLOMBIA

Frente la capacidad de transformación, la SSPD consulto el aplicativo Paratec de la firma Expertos en mercados - XM SA. ESP., encontrando que ISA INTERCOLOMBIA representa transformadores de Uso, transformadores de conexión y sistema de transmisión regional a nivel de 500 kV, 230 kV y 115 kV. La **Tabla 21** muestra el detalle de cada uno de los transformadores.

**Tabla 21** Transformadores propiedad de ISA administrados, operados y mantenidos por ISA INTERCOLOMBIA

TRANSFORMADOR	TIPO	USO	TENSIÓN NOMINAL ALTA (kV)	CAPACIDAD ALTA (MVA)	CAPACIDAD EMERGENCIA ALTA (SOBRECARGA)(%)	TENSIÓN NOMINAL MEDIA (kV)	CAPACIDAD MEDIA (MVA)	CAPACIDAD EMERGENCIA MEDIA (SOBRECARGA)(%)	TENSIÓN NOMINAL BAJA (kV)	CAPACIDAD BAJA (MVA)	CAPACIDAD EMERGENCIA BAJA (SOBRECARGA)(%)	FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN
BACATA (ISA) 1 450 MVA 500/230/34.5 kV	T	Uso	500	450	115% por 20 minutos	230	450	115% por 20 minutos	500	150	115% por 20 minutos	29/12/2006
BANADIA 1 50 MVA 230/115/34.5 kV	T	Str	230	50	115% por 20 minutos	115	40	115% por 20 minutos	230	30	No permite sobrecarga	1/01/2001
BETANIA 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	T	Str	230	150	110 % por 30 minutos	115	150	110 % por 30 minutos	230	25	110 % por 30 minutos	1/01/1987
BETANIA 10 MVA 115/34.5 kV	B	Str	115	10		N.A.	N.A.	N.A.	115	10		20/04/2006
BETANIA 2 168 MVA 230/115/13.8 kV	T	Str	230	168	115 % por 30 minutos	115	168	115 % por 30 minutos	230	60	115 % por 30 minutos	24/07/2002
BOLIVAR (CARTAGENA) 1 450 MVA 500/220/34.5 kV	T	Uso	500	450	115% por 20 minutos	220	450	115% por 20 minutos	500	150	115% por 20 minutos	31/03/2007
BOLIVAR 2 450 MVA 500/220/34.5 kV	T	Uso	500	450	115% por 30 minutos	220	450	115% por 30 minutos	500	150	115% por 30 minutos	6/02/2023
CAÑO LIMON 1 50 MVA 230/34.5/13.8 kV	T	Cnx	230	50	115% por 20 minutos	34.5	50	115% por 20 minutos	230	16.6	No permite sobrecarga	1/01/2001
CAÑO LIMON 2 50 MVA 230/34.5/13.8 kV	T	Cnx	230	50	115% por 20 minutos	34.5	50	115% por 20 minutos	230	16.6	No permite sobrecarga	1/01/1991
CAÑO LIMON 3 50 MVA 230/34.5/13.8 kV	T	Cnx	230	50	115% por 20 minutos	34.5	50	115% por 20 minutos	230	16.6	No permite sobrecarga	18/01/2005
CAÑO LIMON 4 50 MVA 230/34.5/(13.8) kV	T	Cnx	230	50	115% por 15 minutos	34.5	50	115% por 15 minutos	230	16.67	No permite sobrecarga	15/06/2024
CERROMATOSO 1 150 MVA 500/110/34.5 kV	T	Cnx	500	150	105% por 30 minutos	110	150	105% por 30 minutos	500	72	150% por 105 minutos	1/01/2001
CERROMATOSO 2 150 MVA 500/110/34.5 kV	T	Cnx	500	150	105% por 30 minutos	110	150	105% por 30 minutos	500	72	150% por 105 minutos	27/07/1994
CERROMATOSO 3 360 MVA 500/230 kV	B	Uso	500	360	105 % por 30 minutos	N.A.	N.A.	N.A.	500	360	105 % por 30 minutos	26/05/1999
CERROMATOSO 4 150 MVA 500/110/34.5 kV	T	Cnx	500	150	115% por 30 minutos	110	150	115% por 30 minutos	500	72	No permite sobrecarga	11/10/2014
CERROMATOSO 5 450 MVA 500/110 kV	B	Cnx	500	450	114% por 30 minutos	N.A.	N.A.	N.A.	500	450	114% por 30 minutos	18/07/2017
CHINU 1 150 MVA 500/110/34.5 kV	T	Cnx	500	150	110% por 30 minutos	110	150	110% por 30 minutos	500	72	110% por 30 minutos	2/06/1997
CHINU 2 150 MVA 500/110/34.5 kV	T	Cnx	500	150	110% por 30 minutos	110	150	110% por 30 minutos	500	72	110% por 30 minutos	1/01/2001
CHINU 3 150 MVA 500/110/34.5 kV	T	Cnx	500	150	115% por 30 minutos	110	150	115% por 30 minutos	500	72	115% por 30 minutos	23/10/2013
CHINU 4 450 MVA 500/230/34.5 kV	T	Uso	500	450	125% por 30 minutos	230	450	125% por 30 minutos	500	150	125% por 30 minutos	27/12/2018
CHIVOR 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	T	Cnx	230	150	115% por 30 minutos	115	150	115% por 30 minutos	230	25	115% por 30 minutos	13/06/2017

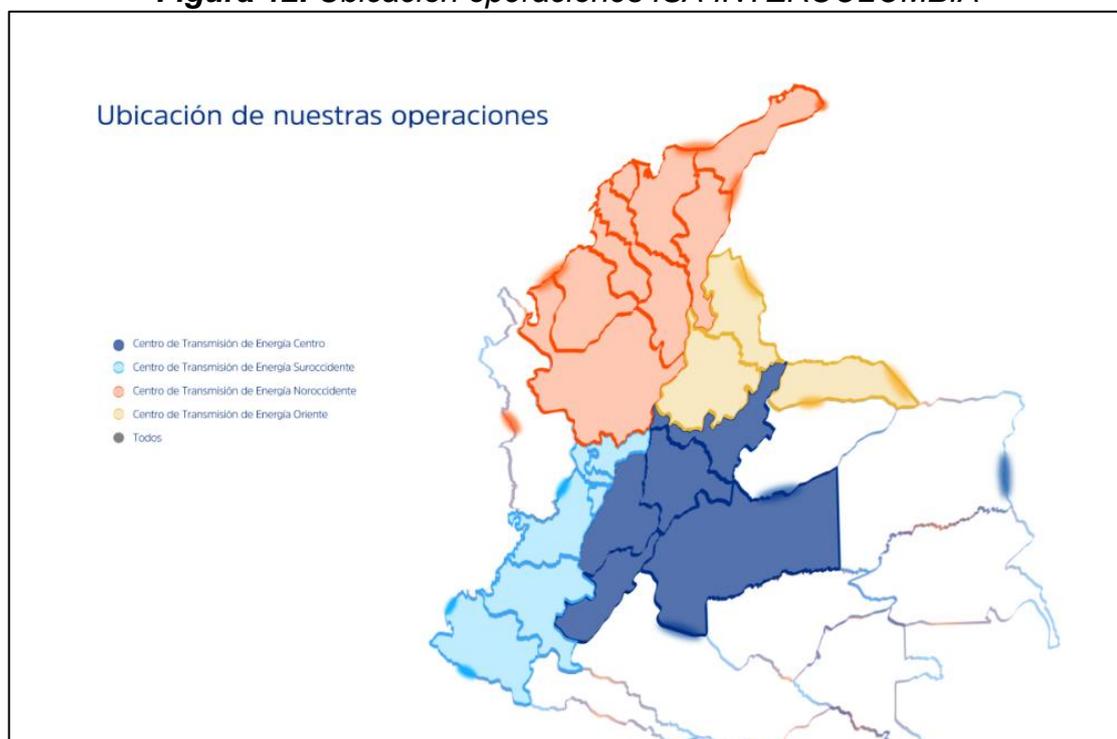
TRANSFORMADOR	TIPO	USO	TENSIÓN NOMINAL ALTA (kV)	CAPACIDAD ALTA (MVA)	CAPACIDAD EMERGENCIA ALTA (SOBRECARGA)(%)	TENSIÓN NOMINAL MEDIA (kV)	CAPACIDAD MEDIA (MVA)	CAPACIDAD EMERGENCIA MEDIA (SOBRECARGA)(%)	TENSIÓN NOMINAL BAJA (kV)	CAPACIDAD BAJA (MVA)	CAPACIDAD EMERGENCIA BAJA (SOBRECARGA)(%)	FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN
EL COPEY 1 450 MVA 500/220/34.5 KV.	T	Uso	500	450	115% por 20 minutos	220	450	115% por 20 minutos	500	150	115% por 20 minutos	31/03/2007
EL COPEY 2 450 MVA 500/220/34.5 kV	T	Uso	500	450	105% por 30 minutos	220	450	105% por 30 minutos	500	150	105% por 30 minutos	24/11/2015
ESMERALDA 1 90 MVA 220/115/13.8 kV	T	Str	220	90	115% por 20 minutos	115	90	115% por 20 minutos	220	30	115% por 20 minutos	1/01/1996
ESMERALDA 2 90 MVA 220/115/13.8 kV	T	Str	220	90	115% por 20 minutos	115	90	115% por 20 minutos	220	30	115% por 20 minutos	1/01/1996
HELICONIA 1 450 MVA 500/230/34.5 KV	T	Uso	500	450	130% por 30 minutos	230	450	130% por 30 minutos	500	150	130% por 30 minutos	9/03/2021
HELICONIA 2 450 MVA 500/230/34.5 KV	T	Uso	500	450	130% por 30 minutos	230	450	130% por 30 minutos	500	150	130% por 30 minutos	9/03/2021
IBAGUE (MIROLINDO) 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	T	Str	230	150	115% por 20 minutos	115	150	115% por 20 minutos	230	25	115% por 20 minutos	1/01/2001
JAGUAS 1 10 MVA 230/13.8 kV	B	Cnx	230	10	115% por 20 minutos	N.A.	N.A.	N.A.	230	10	115% por 20 minutos	1/01/2001
JAMONDINO 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	T	Str	230	150	115% por 30 minutos	115	150	115% por 30 minutos	230	25	115% por 30 minutos	8/06/1993
JAMONDINO 2 150 MVA 230/115/13.8 kV	T	Str	230	150	115% por 30 minutos	115	150	115% por 30 minutos	230	25	115% por 30 minutos	6/02/2014
LA CIRA INFANTAS 90 MVA 230/34.5 kV	B	Cnx	230	90	No permite sobrecarga	N.A.	N.A.	N.A.	230	90	No permite sobrecarga	25/01/2010
LA ENEA 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	T	Str	230	150	115% por 20 minutos	115	150	115% por 20 minutos	230	25	115% por 20 minutos	1/01/2001
LA HERMOSA 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	T	Str	230	150	115% por 20 minutos	115	150	115% por 20 minutos	230	25	115% por 20 minutos	1/01/1994
LA REFORMA 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	T	Cnx	230	150	110% por 30 minutos	115	150	110% por 30 minutos	230	25	110% por 30 minutos	1/01/2001
LA VIRGINIA 1 90 MVA 230/115/13.8 kV	T	Str	230	90	No permite sobrecarga	115	90	No permite sobrecarga	230	30	No permite sobrecarga	25/06/2004
LA VIRGINIA 2 450 MVA 500/230/34.5 kV	T	Uso	500	450	105% por 30 minutos	230	450	105% por 30 minutos	500	150	105% por 30 minutos	27/06/2000
OCAÑA 1 360 MVA 500/230/34.5 kV	T	Uso	500	360	115% por 20 minutos	230	360	115% por 20 minutos	500	120	115% por 20 minutos	29/03/2007
OCAÑA 1 90 MVA 220/115/13.8 kV	T	Str	220	90	115% por 20 minutos	115	90	115% por 20 minutos	220	30	115% por 20 minutos	1/01/2001
OCAÑA 4 360 MVA 500/230/34.5 kV	T	Uso	500	360	115% por 30 minutos	230	360	115% por 30 minutos	500	120	115% por 30 minutos	21/12/2020
PAEZ 1 90 MVA 220/115/13.8 kV	T	Str	220	90	115% por 20 minutos	115	90	115% por 20 minutos	220	30	115% por 20 minutos	5/11/1998
PANAMERICANA 1 40 MVA 138/115/6.6 kV	T	Str	138	40	105% por 30 minutos	115	40	105% por 30 minutos	138	6	No permite sobrecarga	4/05/1998
PRIMAVERA 1 450 MVA 500/220/34.5 kV	T	Uso	500	450	115% por 20 minutos	230	450	115% por 20 minutos	500	150	115% por 20 minutos	29/12/2006

TRANSFORMADOR	TIPO	USO	TENSIÓN NOMINAL ALTA (kV)	CAPACIDAD ALTA (MVA)	CAPACIDAD EMERGENCIA ALTA (SOBRECARGA)(%)	TENSIÓN NOMINAL MEDIA (kV)	CAPACIDAD MEDIA (MVA)	CAPACIDAD EMERGENCIA MEDIA (SOBRECARGA)(%)	TENSIÓN NOMINAL BAJA (kV)	CAPACIDAD BAJA (MVA)	CAPACIDAD EMERGENCIA BAJA (SOBRECARGA)(%)	FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN
SABANALARGA 1 450 MVA 500/220/34.5 kV	T	Uso	500	450	105% por 30 minutos	220	450	105% por 30 minutos	500	150	105% por 30 minutos	1/01/2001
SABANALARGA 2 450 MVA 500/220/34.5 kV	T	Uso	500	450	105% por 30 minutos	220	450	105% por 30 minutos	500	150	105% por 30 minutos	1/01/2001
SABANALARGA 3 450 MVA 500/220 kV	B	Uso	500	450	105 % por 30 minutos	N.A.	N.A.	N.A.	500	450	105 % por 30 minutos	4/04/1998
SAMORE 1 50 MVA 230/34.5/13.8 kV	T	Cnx	230	50	115% por 20 minutos	34.5	50	115% por 20 minutos	230	16.6	No permite sobrecarga	1/01/2001
SAN BERNARDINO 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	T	Str	230	150	115% por 20 minutos	115	150	115% por 20 minutos	230	25	115% por 20 minutos	1/01/2001
SAN CARLOS 2 450 MVA 500/230/34.5 kV	T	Uso	500	450	130% por 25 minutos	230	450	130% por 25 minutos	500	150	130% por 25 minutos	1/01/2001
SAN CARLOS 3 450 MVA 500/230/34.5 kV	T	Uso	500	450	130% por 25 minutos	230	450	130% por 25 minutos	500	150	130% por 25 minutos	1/01/2001
SAN CARLOS 4 450 MVA 500/230/34.5 kV	T	Uso	500	450	130% por 25 minutos	230	450	130% por 25 minutos	500	150	130% por 25 minutos	28/07/1999
SAN FELIPE 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	T	Str	230	150	115% por 20 minutos	115	150	115% por 20 minutos	230	25	115% por 20 minutos	1/01/2001
SAN MARCOS (VALLE) 2 450 MVA 500/230/34.5 kV	T	Uso	500	450	105% por 30 minutos	230	450	105% por 30 minutos	500	150	105% por 30 minutos	30/06/2000
SAN MATEO (CUCUTA) 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	T	Str	230	150	115% por 20 minutos	115	150	115% por 20 minutos	230	25	115% por 20 minutos	1/01/1987
SOGAMOSO 1 450 MVA 500/230/34.5 kV	T	Uso	500	450	115% por 30 minutos	230	450	115% por 30 minutos	500	45	115% por 30 minutos	22/08/2014
SOGAMOSO 2 450 MVA 500/230/34.5 kV	T	Uso	500	450	115% por 30 minutos	230	450	115% por 30 minutos	500	45	115% por 30 minutos	22/08/2014
SOGAMOSO 3 450 MVA 500/230/34.5 kV	T	Uso	500	450	115% por 30 minutos	230	450	115% por 30 minutos	500	45	115% por 30 minutos	31/10/2019
TOLEDO 1 50 MVA 230/34.5/13.8 kV	T	Cnx	230	50	115% por 20 minutos	34.5	50	115% por 20 minutos	230	16.6	No permite sobrecarga	1/01/2001
TORCA 1 168 MVA 230/115/13.8 kV	T	Str	230	168	120% por 20 minutos	115	168	120% por 20 minutos	230	60	120% por 20 minutos	1/01/2001
TORCA 2 168 MVA 230/115/13.8 kV	T	Str	230	168	120% por 20 minutos	115	168	120% por 20 minutos	230	60	120% por 20 minutos	1/01/2001
TORCA 3 168 MVA 230/115/13.8 kV	T	Str	230	168	115% por 20 minutos	115	168	115% por 20 minutos	230	60	115% por 20 minutos	1/01/2001
TORCA 4 168 MVA 230/115/13.8 kV	T	Str	230	168	115% por 20 minutos	115	168	115% por 20 minutos	230	60	115% por 20 minutos	18/04/1999
YUMBO 1 90 MVA 220/115/13.8 kV	T	Str	220	90	115% por 20 minutos	115	90	115% por 20 minutos	220	30	115% por 20 minutos	1/01/2001
YUMBO 2 90 MVA 220/115/13.2 kV	T	Str	220	90	115% por 20 minutos	115	90	115% por 20 minutos	220	27.5	115% por 20 minutos	1/01/2001
YUMBO 4 90 MVA 220/115/13.8 kV	T	Str	220	90	115% por 20 minutos	115	90	115% por 20 minutos	220	30	115% por 20 minutos	24/07/2008

Adicionalmente, ISA INTERCOLOMBIA cuenta con dos Centros de Supervisión y Maniobra - CSM, uno en la ciudad de Medellín y uno de respaldo que se encuentra ubicado en la costa caribe colombiana. Adicionalmente, menciona el Transportador que se encuentran en proceso de actualización de los mismos, el cual finaliza en el mes de marzo de 2025. En la **Figura 12** se observa la ubicación de operaciones de ISA INTERCOLOMBIA por Centro de Transmisión de energía.

El Centro de Control opera 24/7 por turnos, cada turno está compuesto por tres operadores.

**Figura 12.** Ubicación operaciones ISA INTERCOLOMBIA



Fuente: Web isaintercolombia.com

### 5.5.3 Procesos de Operación y Mantenimiento

#### 5.5.3.1. Operación

La operación de la infraestructura de ISA es gestionada de manera centralizada por la Gerencia de Operaciones de ISA INTERCOLOMBIA, a través del Centro de Supervisión y Maniobras (CSM). Desde este centro, se planea supervisa, controla y opera de manera remota los diferentes activos del sistema de transmisión nacional propiedad de este prestador, según

su ubicación territorial en los diferentes Centros de Transmisión de Energía, como son: CTE Centro, CTE Suroccidente, CTE Noroccidente, CTE Oriente, los cuales tienen la distribución de activos detallada en la **Tabla 22**

**Tabla 22** *Distribución Activos por CTE - ISA INTERCOLOMBIA*

Centro de Transmisión de Energía	Porcentaje de Activos
Noroccidente	44,8%
Oriente	18,7%
Suroccidente	19,9%
Centro	16,6%

**Fuente:** Elaboración SSPD con base en información aportada por ISA INTERCOLOMBIA

Cada CTE dispone de personal técnico especializado en operación y mantenimiento, disponible las 24 horas para atender cualquier eventualidad en sitio.

El CSM visitado por la Superintendencia en el marco de evaluación integral, según la **Figura 13** un papel fundamental en la operación de la infraestructura eléctrica del prestador, actuando como un pilar clave al integrar tecnología avanzada y protocolos robustos para asegurar el óptimo desempeño de los equipos.

**Figura 13** *Centro de Supervisión y Maniobras (CSM) de ISA INTERCOLOMBIA*



**Fuente:** Visita de Evaluación Integral de la SSPD al CSM de ISA INTERCOLOMBIA.

Según lo indicado por el prestador, dentro de las principales funciones del CSM se incluyen:

**Supervisión y maniobras:** En el CSM se realiza el monitoreo, la supervisión y ejecución de maniobras en tiempo real, utilizando herramientas como el SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) el cual es operado mediante una infraestructura segura y confiable, procesando mediciones y valores de equipos como RTU (Unidad de Terminal Remota, por sus siglas en inglés) y SAS (Sistema de Automatización de Subestaciones) en las subestaciones.

Para la gestión de estas maniobras en el CSM, el prestador define indicadores de eficiencia que son evaluados anualmente para verificar el cumplimiento regulatorio. En la **Figura 14** se presentan los resultados correspondientes a 2023, en los cuales se observa a corte de diciembre, un total de 24.166 maniobras ejecutadas, alcanzando un índice de ejecución de 99.996%

**Figura 14** *Indicadores ejecución maniobras ISA INTERCOLOMBIA*



**Fuente:** Elaboración SSPD con base en información aportada por ISA INTERCOLOMBIA

**Operación 24/7:** Operación continua con turnos de operarios e ingenieros expertos en operación de sistemas de potencia en tiempo real.

**Gestión de Maniobras:** La operación de la infraestructura se realiza bajo estrictos protocolos de seguridad establecidas al interior de la compañía, siguiendo la normativa vigente. Esta se lleva a cabo a distintos niveles: directamente en las subestaciones o de manera remota desde el CSM, dependiendo del tipo de subestación, ya sea digital o convencional, y del tipo de acción que se requiera ejecutar.

**Comunicación Operativa:** Desarrollo de procedimientos para la transmisión precisa y segura de mensajes operativos, siguiendo las disposiciones regulatorias definidas por la CREG. La comunicación se respalda mediante la grabación, y los interlocutores confirman la instrucción para garantizar la correcta operación.

### 5.5.3.2 *Mantenimiento*

En el marco de la evaluación integral, ISA INTERCOLOMBIA remitió a la Superintendencia tres procedimientos documentados en los cuales se describe la planificación, ejecución, evaluación y mejora continua del proceso de mantenimiento de los activos, según lo mostrado en la **Figura 15**.

**Figura 15** *Procesos relacionados con el mantenimiento de Activos*



**Fuente:** Elaboración SSPD con base en información aportada por ISA INTERCOLOMBIA

Procedimientos, que a continuación serán mirados con mayor detalle.

### **Planeación del Mantenimiento (N5P1)**

Este proceso tiene como objeto garantizar la confiabilidad y disponibilidad de los activos mediante actividades de planeación estructurada, que integra estrategias a corto, mediano y largo plazo. Las principales actividades desarrolladas en el marco de este proceso incluyen:

- Adaptación de necesidades específicas de cada activo según sus características técnicas y normativas.
- Caracterización de activos mediante la identificación de sus componentes, registro de su ubicación en la plataforma SAP y análisis de criticidad.
- Elaboración de planes tácticos y estratégicos mediante la programación de mantenimientos periódicos, renovaciones y capacitaciones.
- Gestión de recursos a través de la estimación de horas-hombre, materiales y servicios necesarios para alcanzar los objetivos relacionados con la planeación de mantenimientos.

### **Realización del mantenimiento (N5P2)**

Mediante este proceso, el prestador transforma las estrategias planeadas a través de la ejecución de tareas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivos, estructurados en las siguientes etapas:

- **Preparación del mantenimiento.** En esta etapa, se asignan los responsables para cada tipo de mantenimiento, se verifican los recursos disponibles y finalmente se realiza el análisis de la condición actual de los equipos y la evaluación de riesgos asociados.
- **Realización del mantenimiento.** Consiste en la ejecución de maniobras técnicas necesarias para aislar y asegurar las áreas de trabajo, así mismo, en la implementación de actividades de mantenimiento, según las guías de referencia técnica.
- **Cierre técnico y verificación.** Mediante este procedimiento, el prestador valida que todos los equipos intervenidos cumplan con las condiciones operativas requeridas. Finalmente, realiza la validación en la plataforma SAP de los mantenimientos realizados, incluyendo la elaboración de los informes con los análisis de resultados.

### **Evaluación y Mejora (N5P3)**

Busca optimizar las estrategias definidas en los procedimientos anteriores, mediante un análisis constante del desempeño de los activos y el cumplimiento de los planes de mantenimiento. Dentro de este procedimiento ISA INTERCOLOMBIA define las siguientes actividades:

- **Evaluación del desempeño de activos.** Consiste en el análisis del índice de salud y vida remanente del equipo, así como la identificación de activos críticos y oportunidades de mejora.
- **Análisis de indicadores.** Revisión de la efectividad de los mantenimientos preventivos y la comparación con las fallas reportadas. Así mismo, en esta actividad el prestador verifica el cumplimiento presupuestal y analiza las desviaciones encontradas.
- **Gestión de oportunidades de mejora.** Mediante esta actividad, el prestador realiza el registro de las acciones correctivas en plataformas corporativas. Así mismo, actualiza las metodologías e implementa las estrategias de mantenimiento.

Los procedimientos descritos anteriormente, fueron validados por la Superintendencia durante las diferentes reuniones desarrolladas en la evaluación integral realizada al prestador. Actividad, que fue complementada con recorridos a las subestaciones que cuentan en sus patios con dispositivos FACTS, tal como se presenta en los nodos Chinú 500 kV (ver **Figura 16**) Bacatá 500 kV.

**Figura 16** SVC CHINÚ 500 kV



**Fuente:** Recorrido en subestación CHINÚ 500 kV. Vista de barraje 11 kV y ramal de banco de reactores.

En la **Figura 16** se observa el Compensador Estático SVC conectado a la subestación Chinú 500 kV, su propósito es mantener una reserva de MVAR para soportar la estabilidad transitoria

de voltaje durante las perturbaciones o eventos que afecten la red eléctrica en el área de influencia.

El propósito de la visita fue verificar los procedimientos ejecutados durante los mantenimientos, toda vez que el SVC de Chinú 500 kV fue identificado como el activo con mayor número de horas de indisponibilidad en 2023, con un total de 208,67 horas, entre los activos administrados por ISA INTERCOLOMBIA.

Durante el recorrido, el prestador indicó las actividades que se desarrollan como parte de los mantenimientos preventivos programados, los cuales incluyen inspecciones visuales para la identificación de posibles anomalías en los componentes del SVC, el monitoreo continuo de parámetros operativos como temperaturas y variables eléctricas, así como la identificación de componentes críticos del SVC (válvulas de tiristores, bancos de capacitores, reactores, sistemas de enfriamiento, sistemas de control y protección). De igual manera, se verificó que se tiene la disponibilidad de varios componentes importantes del equipo, necesarios para atender eventuales fallas de manera oportuna.

Con base en lo anterior, la Superintendencia verificó mediante los registros del Sistema Integrado de Información (SIO) de XM SA. ESP. que las horas a compensar, a corte de noviembre de 2024, ascienden a un total de 45,43 HC.

En la sección 5.5.4, **Calidad del servicio en el STN**, del presente informe, se detallan las indisponibilidades presentadas en el SVC de Chinú 500 kV durante el periodo evaluado.

Ahora bien, en el recorrido realizado por la Superintendencia al STATCOM conectado a la subestación Bacatá 500 kV (**Figura 17**), se validaron los procedimientos implementados por ISA INTERCOLOMBIA para el mantenimiento del activo. Estas acciones se enfocan en prácticas orientadas a la gestión de componentes críticos, como módulos de potencia, bancos de capacitores, sistemas de enfriamiento y dispositivos de control. Así mismo, se incluyen inspecciones visuales, verificación de conexiones eléctricas, calibración de dispositivos de protección y control, entre otros.

**Figura 17** STATCOM en Bacatá 500 kV



**Fuente:** Recorrido en subestación BACATÁ 500 kV.

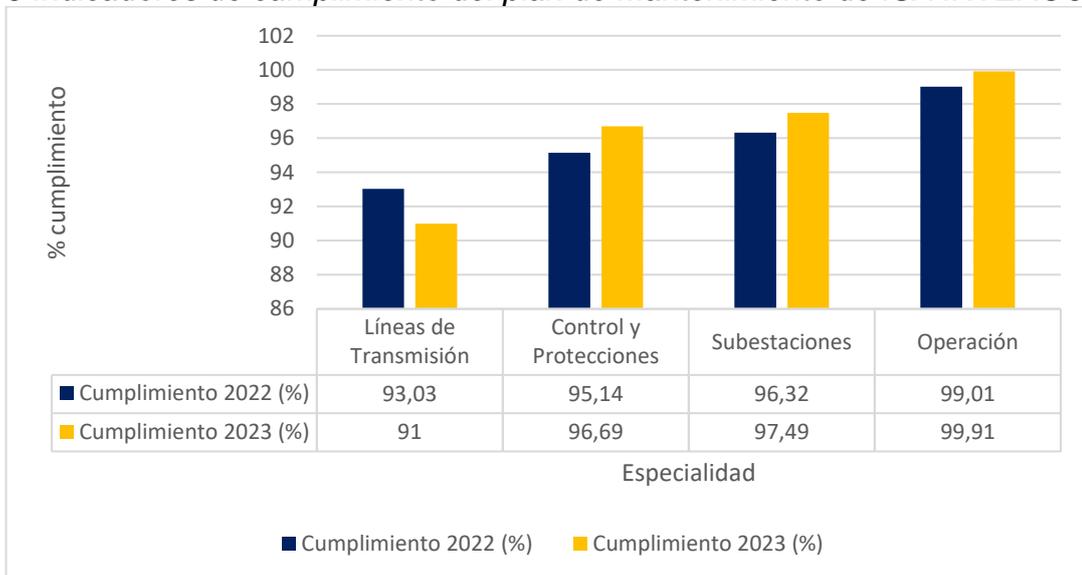
Frente a lo anterior, la Superintendencia verificó la correcta aplicación de estos procedimientos, los cuales constituyen un insumo fundamental para la planificación de estrategias de mantenimiento del activo y la evaluación de su desempeño.

#### **5.5.3.2.1. Gestión del Plan de Mantenimiento**

Durante el año 2023, ISA INTERCOLOMBIA logró un nivel de cumplimiento en su plan de mantenimiento del 96.12%, superando el porcentaje de cumplimiento de 95.74% de 2022.

En la **Figura 18**, se muestra un nivel de ejecución del plan de mantenimiento en las vigencias 2022 y 2023, con valores que superan el 90% en todas las especialidades.

**Figura 18** Indicadores de cumplimiento del plan de Mantenimiento de ISA INTERCOLOMBIA.



**Fuente:** Elaboración SSPD con base en información aportada por ISA INTERCOLOMBIA

Para la especialidad de Líneas de Transmisión se presentó una ligera disminución, pasando del 93.03% en 2022 al 91.00% en 2023. Una de las causas expresadas por el prestador, fue la no ejecución de algunos avisos de mantenimientos planeados, frente a lo cual, se implementaron procedimientos para evaluar posibles riesgos sobre los equipos, tomando las acciones correctivas en el corto plazo.

El cumplimiento de la especialidad de control y protecciones presentó mejoras notables, incrementando de 95.14% a 96.69%, lo que evidencia un esfuerzo en la priorización de esta especialidad. Frente a la especialidad de subestaciones, se presentó un avance notable pasando de 96.32% en 2022 al 97.49% en 2023, reflejando el enfoque del prestador en mantener los equipos de potencia en óptimas condiciones y la efectividad en las estrategias de mantenimiento implementadas.

Finalmente, la especialidad de Operación mantuvo los niveles más altos de cumplimiento, incrementando del 99.01% en 2022 a 99.91% en 2023. Este resultado destaca el compromiso del prestador en garantizar una operación continua y eficiente.

### **5.5.3.3. Plan de renovación de activos**

De acuerdo con lo analizado y mostrado por el Prestador, la estrategia de renovación de activos es un componente fundamental en el plan de mantenimiento de ISA INTERCOLOMBIA.

Su objetivo principal es garantizar la sostenibilidad y reducción de riesgos en el ciclo de vida de los activos.

El modelo establecido por la empresa en evaluación incluye la identificación de factores que justifican la evaluación de activos para renovación, dentro de las cuales se destacan: requisitos normativos, altos costos de mantenimiento recurrentes, obsolescencia tecnológica, restricciones operativas y/o resultados de estudios eléctricos, oportunidades tecnológicas, incompatibilidad con sistemas y activos nuevos.

La priorización de las actividades se basa en el análisis de la matriz de riesgos, que combina la vida remanente de equipos y su criticidad. Una vez se obtienen los análisis, el prestador consolida dos tipos de planes, uno a corto y otro a largo plazo. En el plan de corto plazo, diseñado con un horizonte de cinco años, se enfoca en activos de alta prioridad, mientras que el plan de largo plazo establece estrategias para abordar renovaciones futuras.

Respecto a lo anterior, esta Superintendencia verificó el plan de renovación del Compensador estático SVC de Chinú 500 kV, el cual será reemplazado por un nuevo STATCOM. De acuerdo con lo expuesto por la Empresa, este proyecto está motivado por la obsolescencia tecnológica y recurrencia en fallas, tiene una duración estimada de 33 meses, su ejecución iniciará en enero de 2025 y su puesta en operación está prevista para el segundo semestre de 2027, según cronograma de actividades aportado por ISA INTERCOLOMBIA.

#### **5.5.4. Calidad del servicio en el STN**

##### **5.5.4.1. Disponibilidad de activos**

En esta sección se tratan los aspectos relacionados con la calidad del servicio del Sistema de Transmisión Nacional del Transportador ISA INTERCOLOMBIA de acuerdo con lo establecido en el capítulo 4 del Anexo de la Resolución CREG 011 de 2009. Sobre el particular, la mencionada Resolución establece que los activos utilizados para la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el STN, relacionados y categorizados en la **Tabla 23**, no deberán superar en una ventana móvil de doce meses el número máximo de horas de indisponibilidad establecido en la misma:

**Tabla 23** Máximas Horas Anuales de indisponibilidad por activo

Activos	Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad (MHAI)
Bahía de Línea	15
Bahía de Transformación	15
Bahía de Compensación	16
Módulo de Barraje	15
Módulo de Compensación	15
Autotransformador	28
Línea de 220 o 230 kV	20
Línea de 500 kV	37
VQC	5
Otros Activo	10

Fuente: Resolución CREG 011 de 2009

Así mismo, la citada resolución en su numeral 4.4 establece que las MHAI se podrán reducir en 0,5 horas cada vez que se presenten alguna de estas situaciones:

- i. Consignación de Emergencia solicitada.
- ii. Modificación al Programa Semestral de Consignaciones y/o Mantenimientos.
- iii. Retraso en el Reporte de Eventos (Artículo 19 de la Resolución CREG 011 de 2009).

Lo anterior quiere decir, que la referencia del indicador de calidad se ajustará para volverse más exigente en la medida que el prestador incurra en alguna de las tres situaciones mencionadas, este ajuste se realizará a través del cálculo de la variable Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas (MHAIA).

De igual manera, se debe tener presente que la norma en comento a través del numeral 4.8., define la manera de calcular las Horas de Indisponibilidad Acumulada – HIDA, las cuales, no deberán superar las MHAIA para determinar el nivel de cumplimiento del indicador por activo. Este indicador está orientado a penalizar la indisponibilidad del activo responsable del evento.

En este informe, específicamente se revisará la indisponibilidad de activos para la vigencia 2023, a cargo y responsabilidad de este prestador, identificando los activos con mayor cantidad de horas de indisponibilidad al superar las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas.

#### **5.5.4.1.1. Horas de indisponibilidad que excedieron las MHAIA para aplicar la compensación**

La SSPD realizó la verificación y comparación de los activos para el año 2022 (2998,62 HC) vs el 2023 (1234,3 HC), encontrando una mejora de Horas Compensadas en el año 2023 respecto al año 2022, en cuanto a los activos operados por ISA INTERCOLOMBIA.

A pesar de que la presente evaluación integral comprende el periodo 2023, esta Superintendencia realizó una revisión de dos (2) activos que presentaron un número significativo de horas a compensar. Por ello, se solicitó indicar las causas que originaron la indisponibilidad de los siguientes activos:

- BL1 SAN FELIPE LA ENEA 230 kV - 313,98 HC
- GUATIGUARÁ - SOCHAGOTA 2 230 kV - 283,69 HC

Frente al activo Guatiguará – Sochagota el Prestador menciona que se presentó la ruptura del aislador de la fase A de la torre 35 localizada a 13.8 km desde la Subestación Sochagota. Adicionalmente, el Prestador suministro a la SSPD el informe de “Análisis Forense\_Guat-Socha2” el cual menciona que al parecer:

*“(...) el aislador falló mecánicamente por fractura frágil por el agrietamiento encontrado en la goma silicónica que permitió el ingreso de humedad y degenero internamente el núcleo del aislador en ese punto, sumado a los flameos producidos posiblemente a descargas eléctricas evidenciadas en todos los elementos metálicos (herrajes y anillos corona) de la torre 35 por los signos de fusión encontrados, genero la falla”(...).*

Mencionan adicionalmente que el aislador llevaba un tiempo de 23 años instalado. Finalmente, menciono ISA INTERCOLOMBIA que el Aislador fue remplazado por uno nuevo.

Para el periodo comprendido entre 01 de enero de 2023 y 31 de diciembre de 2023, se presentaron un total de 1234.3 horas compensadas tal como se mencionó anteriormente, por superar las metas de indisponibilidad de activos, de acuerdo con lo señalado en la **Tabla 24**.

**Tabla 24 HC por superar las MHAIA.**

<b>Activo</b>	<b>HC</b>
CHINU COMPENSADOR ESTATICO SVC	208,67
CERROMATOSO REACTOR TERCIARIO 02 35 MVAR 34.5 kV	81,4
BL1 PURNIO A LA SIERRA (ANTIOQUIA) 230 kV	78,27
BL1 CERROMATOSO A PORCE III 500 kV	70,78
BL2 PURNIO A MIEL I 230 kV	69,11
CHINU BAHIA COMPENSADOR ESTATICO SVC 500 kV	63,02
MODULO COPEY DIFERENCIAL BARRAS 500 kV	56,42
BL1 SAN CARLOS A ANCON SUR (ISA) 230 kV	48,08
BAHIA TRANSFERENCIA 1 CHIVOR 230 kV	37,83
BL1 LA ENEA A ESMERALDA 230 kV	34,8
CERROMATOSO - CHINU 3 500 kV	32,09
SABANALARGA A CHINU REACTOR LINEA 01 84 MVAR 500 kV	31,5
SAN MARCOS CONDENSADOR PARALELO BANCO 01 72 MVAR 230 kV	29,68
BL2 JAGUAS A GUATAPE 230 kV	28,62
OCAÑA REACTOR TERCIARIO 01 9 MVAR 13.8 kV	26,32
MODULO CHINU DIFERENCIAL BARRAS 500 kV	25,6
BT SAN CARLOS 2 450 MVA 500 kV	22,41
LA VIRGINIA A SAN MARCOS REACTOR LINEA 01 60 MVAR 500 kV	20,77
CHINU A CERROMATOSO BAHIA REACTOR LINEA 03 60 MVAR 500 kV	18,39
SAN BERNARDINO BAHIA CONDENSADOR PARALELO 02 60 MVAR 230 kV	18,12
BT CHINU 2 150 MVA 500 kV	17,36
CERROMATOSO REACTOR TERCIARIO 01 35 MVAR 34.5 kV	16,54
MODULO YUMBO DIFERENCIAL BARRAS 230 kV	15,71
SABANALARGA CAMPO M020 500 kV	13,87
BL2 ESMERALDA (ISA) A ANCON SUR (ISA) 230 kV	12,15
MODULO PRIMAVERA DIFERENCIAL BARRAS 500 kV	12,05
BL1 CAÑO LIMON A BANADIA 230 kV	10,8
BL2 MIEL I A PURNIO 230 kV	10,7
CERROMATOSO A SAHAGUN REACTOR LINEA 01 60 MVAR 500 kV	10,69
SABANALARGA 2 450 MVA 500/220/34.5 kV	10,52
BL1 SABANALARGA A CHINU 500 kV	9,87
BARRA YUMBO 230 kV	9,38
CHINU CAMPO M010 500 kV	9,02
BL1 URRRA A URABA 230 kV	8,73
BL1 LA REFORMA A GUAVIO 230 kV	8,29
MODULO SABANALARGA DIFERENCIAL BARRAS 500 kV	7,55
IBAGUE - TULUNI 1 230 kV	7,22
PRIMAVERA CAMPO M060 230 kV	6,52
BL1 LA ENEA A SAN FELIPE 230 kV	6,04
BL1 SAN FELIPE A LA MESA 230 kV	5,35

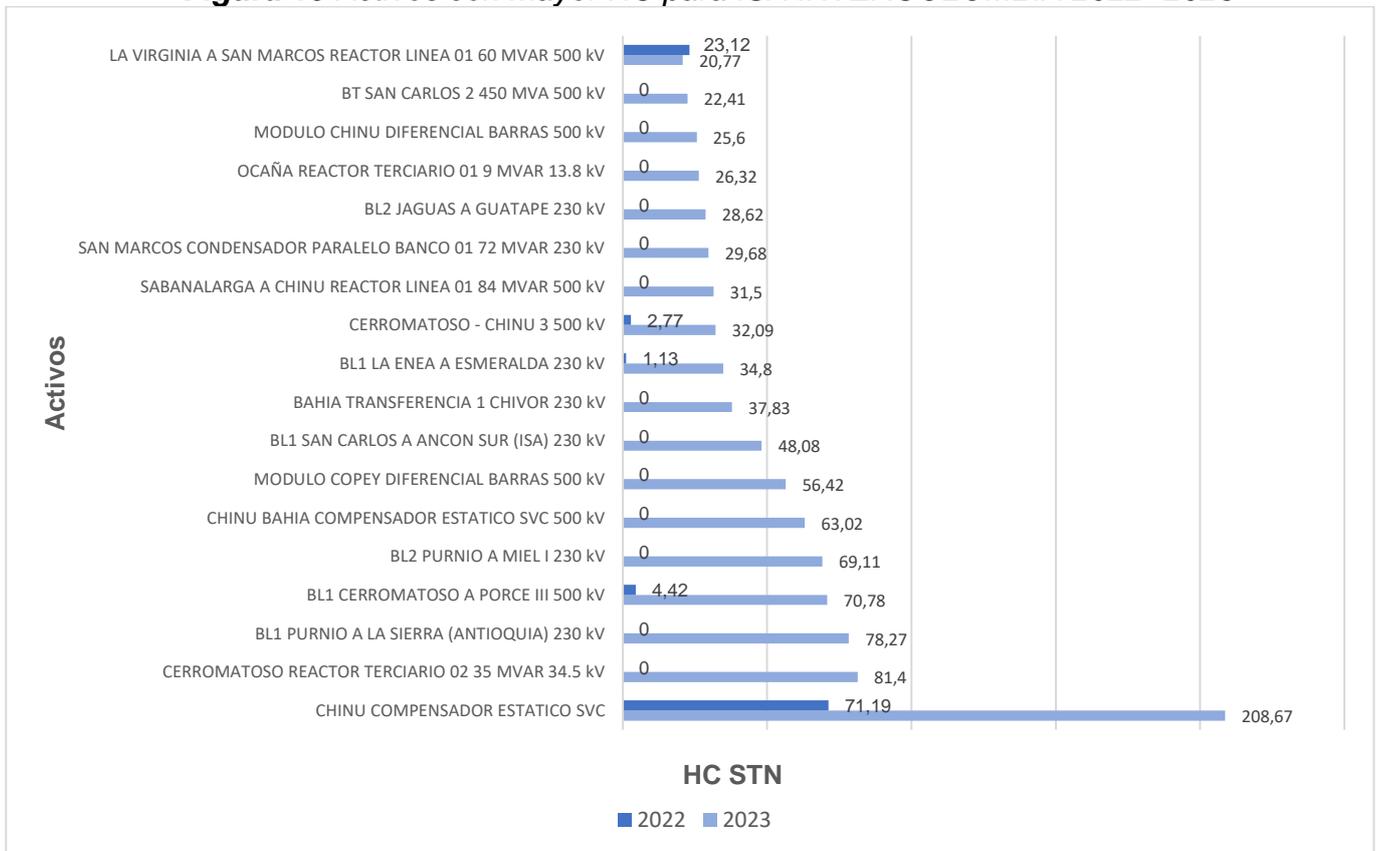
Activo	HC
BL1 LOS PALOS A OCAÑA 230 kV	4,32
COMUNEROS CAMPO M030 230 KV	3,25
SOGAMOSO 1 450 MVA 500/230/34.5 kV	2,87
BL1 BOLIVAR (CARTAGENA) A EL COPEY 500 kV	2,52
MIEL I - PURNIO 2 230 kV	1,52
SABANALARGA CAMPO M010 500 KV	1,5
PORCE III CAMPO M020 500 kV	0,93
SAN MARCOS REACTOR TERCIARIO 2 BANCO 02 50 MVAR 34.5 kV	0,9
CUESTECITAS BAHIA REACTOR DE BARRA 01 20 MVAR 230 kV	0,86
BT SABANALARGA 3 450 MVA 500 kV	0,77
BETANIA - TULUNI 1 230 kV	0,75
BL1 COMUNEROS A PRIMAVERA 230 kV	0,59
BL1 BOLIVAR (CARTAGENA) A TERMOCARTAGENA 220 kV	0,5
BL2 SAN CARLOS A ANCON SUR (ISA) 230 kV	0,5
MODULO HELICONIA DIFERENCIAL BARRAS 230 KV	0,5
BL1 YUMBO A SAN MARCOS 230 kV	0,49
MODULO CAÑO LIMON DIFERENCIAL BARRAS 230 kV	0,45
BT SAN MARCOS (VALLE) 2 168 MVA 220 kV	0,18
SAN MARCOS CAMPO M010 230 KV	0,18
BAHIA TRANSFERENCIA 1 JAGUAS 230 kV	0,15
CHINU REACTOR TERCIARIO 01 35 MVAR 34.5 kV	0,12
GUATIGUARA - SOCHAGOTA 2 230 kV	0,12
HELICONIA A ANTIOQUIA BAHIA REACTOR LINEA 01 60 MVAR 500 KV	0,09

**Fuente:** Elaboración propia a partir de la información del suministrada por XM

Dentro de la revisión realizada por esta Superintendencia, se encontró que el activo que presentó mayor HC fue el SVC de Chinú el cual presentó 208,67 HC. Con relación a ello, ISA INTERCOLOMBIA dio una explicación amplia de lo que ha venido sucediendo con este activo desde el año 2021, en particular a las condiciones operativas del STN y las medidas que ha tomado para mejorar tal situación. Adicionalmente, tal como se mencionó previamente, informó que se tiene contemplado el reemplazo del SVC en el plan de renovaciones de activos de la empresa.

Adicionalmente, dicho activo presentó un incremento significativo en cuanto a la indisponibilidad, pues paso de tener 71.19 HC en el año 2022 a 208.67 HC representando un 65.9% de crecimiento de HC entre un año y otro. En la **Figura 19** se muestra los activos que presentaron mayor HC para ISA INTERCOLOMBIA comparativamente entre los años 2022 y 2023

**Figura 19** Activos con mayor HC para ISA INTERCOLOMBIA 2022- 2023



**Fuente:** Elaboración propia a partir de la información del suministrada por XM

Por lo anterior, en el marco de esta evaluación integral, la Superintendencia solicitó al agente transmisor toda la información asociada a la indisponibilidad del activo SVC Chinú compensador estático, además de la realización de visita en campo a la subestación Chinú para validar la condición del activo y la disponibilidad de este.

En el marco de esta reunión, también se realizó la revisión de otros activos, adicionalmente, la SSPD suministró a ISA INTERCOLOMBIA un listado de activos que presentaron horas a compensar, por lo cual solicitó al Prestador información de lo sucedido con los mismos y las medidas de corrección que aplicaron para mejorar dicha condición.

#### **5.5.4.2. Consignaciones nacionales**

En el año 2023, ISA INTERCOLOMBIA registró un total de 2160 consignaciones, de las cuales 905 corresponden a consignaciones dentro de Plan, lo que representa el 41,9% del total de consignaciones para el año 2023; 1081 consignaciones Fuera del Plan, equivalentes al 50,05%; y 174 consignaciones por estado de emergencia, lo que representa el 8,06% del total

registrado, como se observa en la **Figura 20**. Los datos fueron obtenidos del Sistema Integrado de Operación (SIO) de XM COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A.S. E.S.P. y de la información proporcionada por ISA INTERCOLOMBIA, en respuesta a lo solicitado durante la visita de inspección integral realizada del 27 al 29 de noviembre de 2024. Es de notar que la cantidad de consignaciones Fuera del Plan y por Estado de Emergencia equivalen al 58,1% del total de consignaciones del año 2023.

**Figura 20.** *Consignaciones registradas por ISA INTERCOLOMBIA para el año 2023.*



Fuente. SSPD

Para las consignaciones Dentro del Plan, se presenta la siguiente desagregación: 595 consignaciones ejecutadas, lo que equivale al 65,75% del total de consignaciones Dentro del Plan; 210 consignaciones canceladas, que representan el 23,2%; 89 consignaciones reprogramadas, equivalentes al 9,83%; 8 consignaciones ingresadas, lo que corresponde al 0,88%; y 3 consignaciones solicitadas, que representan el 0,33%. Se observa que más del 65% de las consignaciones dentro del Plan fueron ejecutadas (ver **Figura 21**).

**Figura 21.** *Consignaciones Dentro del Plan para el año 2023.*



Fuente: SSPD

Por otra parte, las consignaciones Fuera del Plan se desglosan de la siguiente manera: 968 consignaciones ejecutadas, lo que equivale al 89,55% del total de consignaciones Fuera del Plan; 76 consignaciones canceladas, que representan el 7,03%; 30 consignaciones ingresadas, lo que equivale al 2,78%; y 7 consignaciones reprogramadas, representando el 0,65%. Se identifica que cerca del 90% de las consignaciones fuera del plan fueron ejecutadas, tal como se muestra en la **Figura 22**.

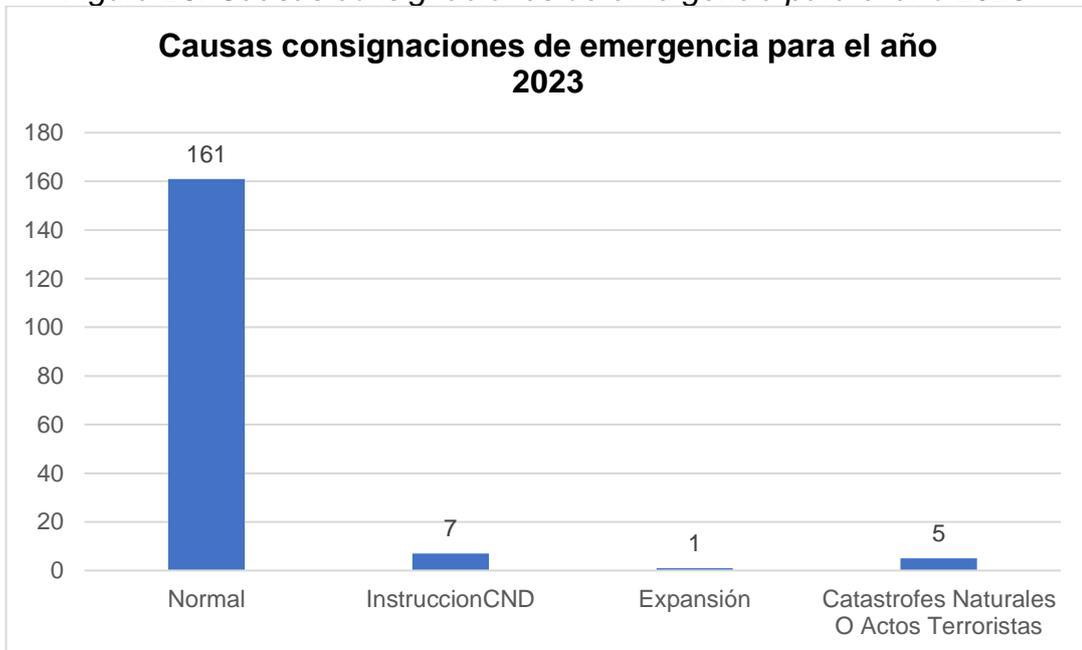
**Figura 22.** *Consignaciones Fuera del Plan para el año 2023*



Fuente: SSPD

En cuanto a las consignaciones por estado de emergencia presentadas en el año, se observa que 153 consignaciones fueron ejecutadas, lo que equivale al 87,93% del total de consignaciones por estado de emergencia; 17 consignaciones ingresadas, que representan el 9,77%; 3 consignaciones canceladas, equivalentes al 1,72%; y 1 consignación por Análisis del CND, que equivale al 0,57% del total de las consignaciones presentadas por estado de Emergencia en lo transcurrido del año 2023. De estas consignaciones, la principal causa se ilustra en la **Figura 23**, siendo la causa “Normal” la que causo la mayor cantidad de consignaciones, seguido de instrucciones del CND, las causadas por catástrofes naturales o actos terroristas y las asociadas a proyectos de expansión.

*Figura 23. Causas consignaciones de emergencia para el año 2023.*



**Fuente.** SSPD

Ahora bien, al analizar los principales activos con el mayor número de consignaciones por estado de emergencia, se destaca CHINÚ COMPENSADOR ESTÁTICO SVC con un total de 9 consignaciones, seguido por el activo CHINÚ – SABANALARGA 1 500 KV con 4 consignaciones, entre otros. Esta información se detalla en la **Figura 24**.

**Figura 24.** Activos con mayor número de consignaciones por emergencia en el año 2023.



Fuente. SSPD

Por otra parte, con relación al consolidado de consignaciones del año 2023 plasmado en el “Informe General de Auditoría de Gestión y Resultados 2023”, desarrollado por la firma CASO Auditorías y Consultorías, se observó una diferencia con la información reportada por ISA INTERCOLOMBIA, en el mencionado informe se registraron 1572 consignaciones en el año 2023, de las cuales 844 se enmarcan como consignaciones Fuera del Plan y 728 consignaciones dentro del Plan. Sin embargo, en respuesta a lo solicitado durante el desarrollo de la Evaluación Integral, el Prestador remitió las razones de las diferencias presentadas, las cuales, se pueden resumir en que ISA INTERCOLOMBIA reportó la información asociada a activos administrados por el Prestador, utilizando como base la información almacenada en el sistema SAP para el informe de auditoría. En cambio, en atención a la solicitud realizada por

esta Superintendencia, se reportó la información de las consignaciones ingresadas en el aplicativo SIO, correspondiente a los activos operados por ISA INTERCOLOMBIA.

Además, el Prestador indicó que existe una cantidad de consignaciones que no fueron o no han sido ejecutadas durante el 2023, así como consignaciones correspondientes a activos de propiedad de otros agentes del sistema, pero que son operados por ISA INTERCOLOMBIA, al igual que aquellos activos administrados por ISA INTERCOLOMBIA, pero operados por otros agentes.

#### **5.5.4.3. Proyectos de expansión**

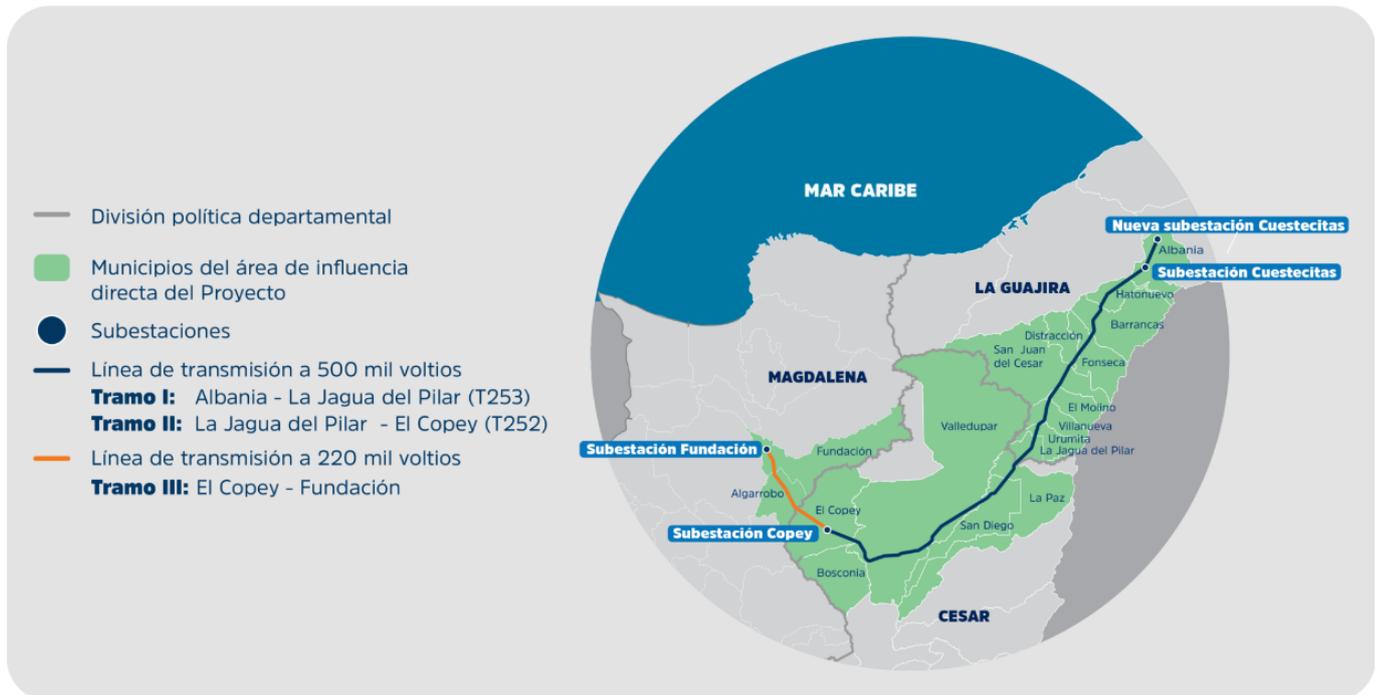
ISA INTERCOLOMBIA se encuentra ejecutando varios proyectos de expansión en el Sistema de Transmisión Nacional – STN. Estos proyectos de acuerdo a lo informado son definidos por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, dado que son proyectos a nivel de 220 kV y 500 kV son convocados por esa entidad.

ISA INTERCOLOMBIA, en virtud del Contrato de Gerenciamiento celebrado con ISA ejecuta en nombre y representación de esta los proyectos de expansión de la transmisión que adjudica la UPME. A continuación, se describe cada uno de ellos junto con la estimación de las Fechas de Puesta en Operación (FPO).

##### **5.5.4.3.1. Proyecto de Interconexión Cuestecitas – Copey – Fundación a 500/220 kV.**

Este proyecto atraviesa 17 municipios de los departamentos de La Guajira, Cesar y Magdalena, con un total de 270 km de línea a doble circuito a 500 kV y 50 km de líneas de transmisión en circuito sencillo. Adicionalmente, se requiere la ampliación de las subestaciones Fundación y Cuestecitas a nivel de 220 kV, Copey a 500 y 220 kV y la construcción de la Nueva Subestación Cuestecitas. La Figura 25 muestra la ubicación general del proyecto.

**Figura 25** Ubicación general Proyecto de Transmisión Convocatoria UPME 09-2016



Fuente: ISA - INTERCOLOMBIA<sup>4</sup>

De acuerdo con lo informado por ISA – INTERCOLOMBIA el proyecto obtuvo licencia ambiental en el año 2022. Inicio construcción y el pasado 15 de noviembre entró en operación comercial la línea de transmisión El Copey – Fundación 2 220 kV, en la **Figura 26** se muestra la información de la fecha de puesta en operación de acuerdo con lo reportado por PARATEC.

**Figura 26** Fecha de entrada en operación LT El Copey - Fundación 2 220 kV

**15  
NOV  
2024**

**Operación - UPME 09 - 2016: LT EL COPEY - FUNDACION 2 220 kV**

Categoría: Transmisión

ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. declara la entrada en operación comercial del proyecto UPME 09 - 2016: LT EL COPEY - FUNDACION 2 220 kV, a partir de las 18:00 horas del 15 de noviembre de 2024.

Fuente: PARATEC

Adicionalmente, informa que el proyecto a nivel de 500 kV presenta un avance de 90%. Frente a las Subestaciones mencionan que se estarían finalizado en el mes de diciembre, sin embargo, queda pendiente la llegada de las líneas. La fecha Oficial de entrada en operación aprobada por el Ministerio de Minas y Energía es 22 de agosto de 2025.

<sup>4</sup> <https://www.isaintercolombia.com/proyecto-de-interconexion-cuestecitas-copey-fundacion-a-500-220-mil-voltios/>  
VI-F-004 V.3

#### **5.5.4.3.2. Proyecto de ampliación segundo circuito Copey – Cuetestecitas 500 kV**

De acuerdo con lo informado por el Prestador, este proyecto es desarrollado mediante el mecanismo de ampliación, tal como se encuentra establecido en la Resolución CREG 022 de 2001, modificada entre otras mediante la Resolución CREG 147 de 2011 y CREG 193 de 2020. Indican que frente a las Subestaciones se estarían finalizado en el mes de diciembre de 2024, quedando pendiente la llegada de las líneas. Sin embargo, presentan algunos inconvenientes al parecer de tipo social y predial en algunos predios por donde atraviesa la mencionada línea de transmisión. La fecha Oficial de entrada en operación en 16 de noviembre de 2025, ISA INTERCOLOMBIA espera tenerla lista y por ende ponerla en operación en la misma fecha que entre el primer circuito 500 kV objeto de la convocatoria UPME 09-2016 es decir 22 de agosto de 2025.

#### **5.5.4.3.3. Proyecto Carrieles 230 kV**

Este proyecto se ubica entre las veredas Cauca de Jericó y Puente de Iglesias de Fredonia en el departamento de Antioquia, construirá la nueva subestación Carrieles 230 kV junto una línea doble circuito de aproximadamente 6 KM, la cual intervendrá la línea Ancón Sur – Esmeralda 230 kV para reconfigurarla en Ancón Sur – Carrieles – Esmeralda 230 kV. La **Figura 27** muestra la ubicación general del proyecto.

**Figura 27** Ubicación general Proyecto de Transmisión Convocatoria UPME 03 - 2021



Fuente: ISA - INTERCOLOMBIA<sup>5</sup>

Con base en lo informado por ISA – INTERCOLOMBIA se encuentra en proceso Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental – EIA y justo en la visita de la Evaluación integral se informó que el día 30 de noviembre se llevaría a cabo la Audiencia ambiental requisito previo para la obtención de la Licencia Ambiental. La fecha de puesta en operación oficial es 31 de diciembre de 2025, pero se menciona que ISA – INTERCOLOMBIA radico ante el Ministerio de Minas y Energía solicitud de modificación de esta fecha.

#### **5.5.4.3.4. Proyecto Línea de transmisión La Loma - Sogamoso 500 kV**

En este proyecto se construirá una doble línea doble circuito entre las subestaciones La Loma 500 kV y Sogamoso 500 kV con una longitud aproximada de 296 km. Adicionalmente, se requiere la ampliación de la subestación La Loma 500 kV ubicada en el municipio de La Loma departamento de Cesar propiedad de Grupo Energía Bogotá y ampliación en la Subestación Sogamoso ubicada en el municipio de Betulia Departamento de Santander esta subestación es propiedad de ISA. La línea de transmisión a 500 kV atraviesa 18 municipios en los

departamentos de Santander, Norte de Santander y Cesar. La **Figura 28** muestra la ubicación general del proyecto.

**Figura 28** Ubicación general del Proyecto línea de transmisión La Loma - Sogamoso



Fuente: ISA - INTERCOLOMBIA<sup>6</sup>

Menciona el Prestador que obtuvo licencia ambiental a lo cual el Prestador interpuso Recurso de Reposición, el cual se encuentra en análisis de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA. En cuanto a las Subestaciones La Loma y Sogamoso mencionan que las obras se encuentran en construcción. La fecha oficial de Puesta en Operación modificada por el Ministerio de Minas y Energía es 20 de marzo de 2025, sin embargo, dado que no se ha iniciado la construcción del mencionado proyecto al parecer se requerirá de una nueva modificación de la FPO. Menciona ISA- ITCO que la construcción de la línea de transmisión tomaría alrededor de 24 meses.

#### 5.5.4.3.5. Instalación cuarto Transformador en la Subestación Sogamoso

<sup>6</sup> <https://www.isaintercolombia.com/proyecto-de-interconexion-sogamoso-la-loma-500-a-mil-voltios/>  
VI-F-004 V.3

En este proyecto construirá e instalará el cuarto transformador junto con sus bahías de transformación 500/230 kV en la subestación Sogamoso. La subestación Sogamoso se encuentra ubicada en el municipio de Betulia Departamento de Santander. La fecha de puesta en Operación oficial es 31 de octubre de 2025, menciona el Prestador que el transformador ya se encuentra fabricado y en pruebas. A la fecha no se presentan alertas frente a la FPO. En la **Figura 29** se muestran algunos activos de la subestación Sogamoso

**Figura 29** Activos Subestación Sogamoso



*Subestación Sogamoso*

Fuente: ISA - INTERCOLOMBIA<sup>7</sup>

#### 5.5.4.3.6. Instalación segundo Transformador en la Subestación Primavera

En este proyecto construirá e instalará el segundo transformador junto con sus bahías de transformación 500/230 kV en la subestación Primavera. En la se muestra una imagen de un transformador en la subestación Primavera

<sup>7</sup> <https://www.isaintercolombia.com/instalacion-de-transformador-en-la-subestacion-sogamoso/>  
VI-F-004 V.3



*Transformador de la subestación Primavera*

Fuente: ISA - INTERCOLOMBIA<sup>8</sup>

La subestación Primavera se encuentra ubicada en el municipio de Cimitarra Departamento de Santander. La fecha de puesta en Operación oficial es 31 de octubre de 2025, menciona el Prestador que el transformador ya se encuentra fabricado y en pruebas. A la fecha no se presentan alertas frente a la FPO.

#### **5.5.4.3.7. Proyecto Subestación Pasacaballos**

Este proyecto construirá la nueva subestación Pasacaballos 220 kV, una línea doble circuito junto una línea doble circuito de aproximadamente 17 KM, la cual intervendrá la línea Bolívar – Toluviejo 220 kV para reconfigurarla en Bolívar – Pasacaballos - Toluviejo 220 kV. Menciona el Prestador que se radico ante la Autoridad de Licencias Ambientales ANLA la necesidad de Diagnóstico Ambiental de Alternativas – DAA, se encuentran a la espera de la respuesta por parte del prestador, es un proyecto que recientemente inicio ejecución y su fecha de puesta en operación es 31 de enero de 2027.

Finalmente, el prestador mencionó que encuentra desarrollando dos proyectos adicionales mediante el mecanismo de ampliación uno relacionado con la Subestación Chinú 230 kV el cual consiste en la instalación de un corte central y el otro la instalación del reactor en la

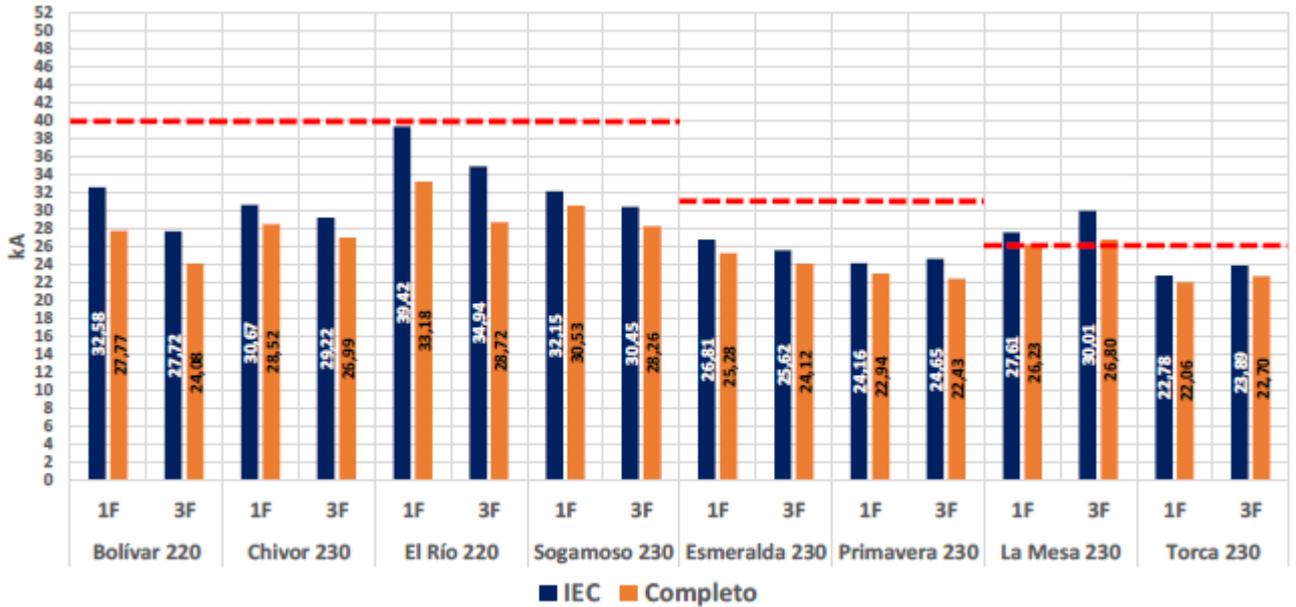
<sup>8</sup> <https://www.isaintercolombia.com/instalacion-de-transformador-en-la-subestacion-primavera/>  
VI-F-004 V.3

Subestación San Marcos los dos proyectos se encuentran actualmente en ejecución.

#### **5.5.4.3.8. Nivel de Cortocircuito**

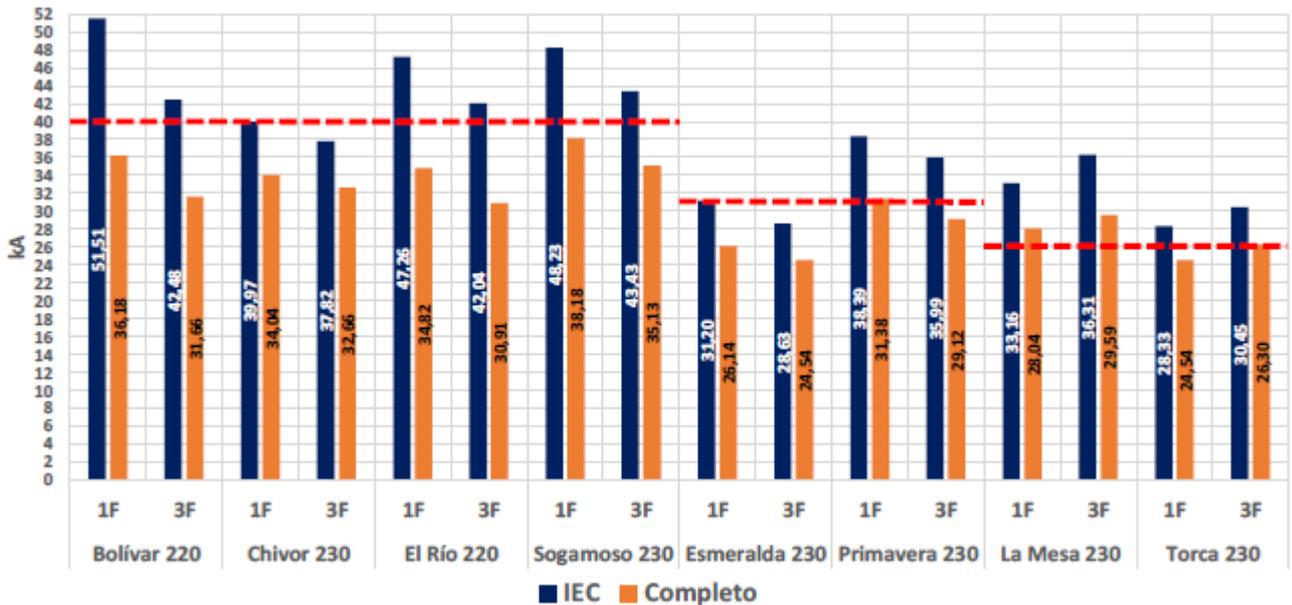
ISA-INTERCOLOMBIA dentro de la visita a la evaluación integral presentó una explicación amplia sobre el estado de sus activos que tienen altos niveles de cortocircuito y aquellas subestaciones que se acercan a su capacidad nominal. Frente a lo anterior, está Superintendencia solicitó dentro de la visita remitir un listado de subestaciones que presenten un alto nivel de Corto Circuito. En respuesta el Prestador remitió el documento *“Alto nivel de Cortocircuito calculado respecto a la Capacidad de Interrupción – Subestaciones de ISA”*, en dicho documento ISA- INTERCOLOMBIA identifica algunas subestaciones que tienen altos niveles de cortocircuito o se encuentran por encima de la capacidad reportada para el horizonte 2024 -2040. Las subestaciones identificadas son Bolívar, Chivor 230 kV, El Rio 220 kV, Esmeralda 230 kV, La Mesa 230 kV, Primavera 230 kV, Sogamoso 230 kV y Torca 230 kV. La Figura 30 muestra las subestaciones que presentan alto nivel de Cortocircuito a diciembre de 2024, siendo la Subestación La Mesa la única que sobrepasa su capacidad y la Figura 22 muestra las subestaciones con alto nivel de cortocircuito o que sobrepasan su capacidad a diciembre de 2040. La muestra de las subestaciones que sobrepasan su capacidad.

**Figura 30** Subestaciones representadas por ISA INTERCOLOMBIA con máxima corriente de cortocircuito a diciembre de 2024



Fuente: ISA - INTERCOLOMBIA<sup>9</sup>

**Figura 31** Subestaciones representadas por ISA INTERCOLOMBIA con máxima corriente de cortocircuito a diciembre de 2040



Fuente: ISA - INTERCOLOMBIA<sup>10</sup>

<sup>9</sup> Documento ISA INTERCOLOMBIA "ALTO NIVEL DE CORTOCIRCUITO CALCULADO RESPECTO A LA CAPACIDAD DE INTERRUPTOR - SUBESTACIONES DE ISA"

<sup>10</sup> Documento ISA INTERCOLOMBIA "ALTO NIVEL DE CORTOCIRCUITO CALCULADO RESPECTO A LA CAPACIDAD DE INTERRUPTOR - SUBESTACIONES DE ISA"

Adicionalmente, menciona el Prestador algunas de las acciones planeadas para las subestaciones que presentan la condición antes mencionada dentro de las cuales se encuentran:

1. Monitoreo continuo de la evolución de cortocircuito:
2. Análisis metodología de cálculo de cortocircuito y modelos de las FERNC
3. Priorización de subestaciones con alto nivel de cortocircuito

Específicamente para la Subestación La Mesa, mencionan de acuerdo con las recomendaciones presentadas en el Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2020-2034, se vio la necesidad de aumentar la capacidad de esta. ISA INTERCOLOMBIA mencionó algunas de las gestiones y acciones que ha realizado. Dentro de las acciones que se tienen previstas incluyen actividades de renovación y repotenciación de los activos de la subestación La Mesa 230. En términos generales de acuerdo con el Cronograma suministrado varias de las actividades iniciaron en noviembre de 2023 y la renovación y repotenciación finaliza en el mes de abril de 2028. La Superintendencia realizará seguimiento a la renovación planteada por ISA INTERCOLOMBIA.

Respecto a las demás Subestaciones, mencionan que se encuentran en revisiones al interior de la compañía y que además se creó un grupo específico para revisar los niveles de cortocircuito desde la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. Sobre el particular, desde la SSPD se conoció que desde la UPME se contrató una consultoría con el fin de tener resultados a las necesidades de Cortocircuito que se presentan actualmente en el Sistema.

#### **5.5.5. Cumplimiento RETIE**

El Ministerio de Minas y Energía mediante el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), 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.

En este sentido, el RETIE tiene como objeto fundamental:

*«(...) 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.»*

A continuación, se presenta un análisis del cumplimiento de los lineamientos RETIE por parte de la ISA INTERCOLOMBIA SA. ESP.

#### **5.5.5.1. Seguimiento de accidentes de origen eléctrico**

El reporte de información al SUI se detalla a profundidad en el capítulo de información al SUI, se evidenció que ISA INTERCOLOMBIA realizó de manera adecuada el reporte de los formatos para el año 2023 y es consciente con la información presentada durante la visita.

Asimismo, ISA INTERCOLOMBIA reportó accidentes de personas que realizaban labores, en modalidad de contratistas, en los activos que opera la empresa. Se pudo evidenciar durante la visita que la empresa lleva un registro minucioso de estos accidentes, ha realizado la investigación correspondiente de cada uno y procedió a implementar las medidas de mitigación pertinentes.

#### **5.5.5.2. Identificación de riesgos de origen eléctrico – distancias de seguridad**

Para evitar situaciones de riesgo eléctrico y accidentes por descargas eléctricas de la infraestructura eléctrica de transmisión, los agentes involucrados deben considerar la importancia de guardar las normas asociadas a las zonas de servidumbre y distancias mínimas de seguridad, puede ocasionar incidentes con consecuencias desde lesiones y graves quemaduras, incluyendo la muerte de personas.

En este sentido, el Artículo 22.2 ZONAS DE SERVIDUMBRE del RETIE, establece los lineamientos a tener en cuenta para las líneas de transmisión con tensión nominal de operación mayor a 57,5 kV.

*«a. Toda línea de transmisión aérea con tensión nominal igual o mayor a 57,5 kV, debe tener una zona de seguridad o derecho de vía. (...) El propietario u operador de la línea debe hacer uso periódico de la servidumbre ya sea con el mantenimiento de la línea o poda de la vegetación y debe dejar evidencia de ello. En los casos que la servidumbre se vea amenazada, en particular con la construcción de edificaciones, debe solicitar el amparo policivo y demás figuras que tratan las leyes.*

*b. Dentro de la zona de servidumbre se debe impedir la siembra o crecimiento natural de árboles o arbustos que con el transcurrir del tiempo comprometan la distancia de seguridad y se constituyan en un peligro para las personas o afecten la confiabilidad de la línea.»*

Como parte de las actividades de su plan de riesgo eléctrico, ISA INTERCOLOMBIA ha realizado la formulación de solicitudes de amparo policivo respecto de diversos casos de violación de las zonas de servidumbre en diferentes tramos de los activos de transmisión que opera, estas situaciones son detectadas a través de las labores de mantenimiento desarrolladas, según lo informado por la empresa.

De acuerdo con lo anterior, la Empresa informó que ha formulado de amparos policivos durante los años 2022 y 2023, con el fin de reestablecer las zonas de servidumbres en algunos tramos de líneas de transmisión operada por la empresa. Además de lo anterior, la empresa manifiesta que ha tomado medidas como el cambio de doble cadena de aisladores en aquellos vanos críticos identificados previamente. A continuación, se listan algunas de las acciones de mitigación del riesgo de origen eléctrico y seguridad eléctrica que realiza ISA INTERCOLOMBIA y son necesarias mencionar.

- Caminatas de seguridad: Esta iniciativa consiste en recorridos planificados donde se procura fortalecer el liderazgo en SST mediante conversaciones de alta influencia.

- 5 minutos para la vida: Este es un espacio que es liderado por la Gerencia de Operación y consiste en presentaciones relacionadas con temas para la mejora de la seguridad y cuidado de la vida.
- Plan de Formación Integral: Actividades de formación en el que se evidencia en el diseño de instrucción el componente de seguridad y salud en trabajo donde se hace énfasis en Seguridad Eléctrica.
- Participación Comisión Nacional Seguridad y Salud en el Trabajo del Sector Eléctrico del Ministerios de Trabajo.

Sin embargo, la DTGE considera pertinente que se tenga en cuenta que la condición de riesgo eléctrico requiere acciones de mitigación, como lo indica el artículo 9.4. del RETIE:

«(...)

*En circunstancias que se evidencie **ALTO RIESGO** o **PELIGRO INMINENTE** para las personas, se debe interrumpir el funcionamiento de la instalación eléctrica, excepto en aeropuertos, áreas críticas de centros de atención médica o cuando la interrupción conlleve a un riesgo mayor; caso en el cual se deben tomar otras medidas de seguridad, tendientes a minimizar el riesgo.*

*En estas situaciones, la persona calificada que tenga conocimiento del hecho, debe informar y solicitar a la autoridad competente que se adopten medidas provisionales que mitiguen el riesgo, dándole el apoyo técnico que esté a su alcance; la autoridad que haya recibido el reporte debe comunicarse en el menor tiempo posible con el responsable de la operación de la instalación eléctrica, para que realice los ajustes requeridos y lleve la instalación a las condiciones reglamentarias; de no realizarse dichos ajustes, se debe informar inmediatamente al organismo de control y vigilancia, quien tomará las medidas pertinentes (...)*”

Por lo que será necesario que ISA INTERCOLOMBIA, siga acometiendo esfuerzos con los que se minimice, dentro del ámbito de sus capacidades, las posibles condiciones de riesgo por violación a las distancias de seguridad e invasión de zonas de servidumbre de sus activos de transmisión. Por lo que se recomienda a la empresa seguir adelantando las gestiones con las comunidades y entidades de orden territorial para

garantizar las zonas de servidumbre y socialización del riesgo de origen eléctrico asociado a las líneas de transmisión y demás activos que están bajo su operación.

#### **5.5.5.3. 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 ISA INTERCOLOMBIA durante los últimos 2 años, con el fin de validar el cumplimiento de la normatividad vigente.

A lo anterior, ISA INTERCOLOMBIA remitió un listado de cuatro líneas de transmisión que fueron objetos de obras de puesta en operación, modernización y normalización, los cuales son Termoflores – El Rio 220 kV, Tebsa – El Rio 220 kV, Sabanalarga – Bolívar 500 kV, Cuestecitas – Majayura 220 kV suministrando los soportes documentales respectivos, los cuáles permitieron evidenciar el cumplimiento de los lineamientos establecido por el RETIE para este tipo de redes eléctricas.

#### **5.5.5.4. Mantenimiento de Subestaciones, redes de distribución y líneas de transmisión**

Dentro de las reuniones adelantadas y la información remitida por ISA INTERCOLOMBIA, se presentó la evidencia de las actividades de mantenimientos preventivos y correctivos realizados por la empresa durante la vigencia 2020-2023. En este aspecto, la empresa manifiesta que divide las actividades de mantenimiento en predictivos, predictivos y correctivos, que son programados de acuerdo con los análisis que se realizan dentro del modelo de monitoreo establecido por la Compañía.

Tal como se expuso previamente, dentro de los indicadores remitidos por la empresa se evidenció una ejecución de los planes de mantenimientos de un 95,74% para 2022 y un 96,12% para el 2023, lo que representan valores muy cercanos a los porcentajes proyectados para las vigencias (95,97% y 96,44% respectivamente). La mayor parte de los mantenimientos ejecutados son de tipo preventivo con más del 50% de la totalidad de las actividades ejecutadas (59% para 2022 y 56,19% para 2023).

Por otra parte, se observó un incremento de los mantenimientos de tipo predictivo en

aproximadamente un 4%, a lo cual la DTGE consultó las razones que justifican esta situación. ISA INTERCOLOMBIA mencionó que ha implementado una estrategia basada en analítica de datos para mejorar la definición de las actividades de mantenimientos, tomando como insumos la información histórica de cada activo.

La programación de mantenimientos realizada por ISA INTERCOLOMBIA toma en cuenta un análisis de indicadores de criticidad, lo que permite realizar seguimiento al comportamiento de las redes eléctricas antes y después de la realización del mantenimiento, permitiendo comprobar la efectividad de estos.

#### 5.5.5.5. Sistemas de puesta a tierra

Los sistemas de puesta a tierra (SPT) son un componente principal para garantizar la operación segura de las instalaciones eléctricas, además que garantizan la seguridad de los seres vivos ya que permiten el despeje rápido de fallas eléctricas, control de tensiones de paso y contacto, disipación de las corrientes de falla, entre otros.

ISA INTERCOLOMBIA presentó el registro de las mediciones de la resistividad de los sistemas de puesta a tierra en 23 subestaciones operadas por la empresa, adelantado las verificaciones visuales y mediciones de los SPT de acuerdo con lo indicado en el Artículo 15 del RETIE. A continuación, la Tabla 25 presenta los resultados de las mediciones de los SPT de las subestaciones que fueron objeto de medición durante los años 2022-2023.

**Tabla 25.** Resultados de medición de resistividad de los SPT durante 2022-2023.

Nombre de Subestación	Resistividad de SPT ( $\Omega$ )
La Hermosa	0,561
La Mesa	0,745
La Reforma	0,856
Betania	0,733
Cartago	0,439
Cerromatoso	0,144
Chinú	0,469
Ibagué	1,48
Jamondino	0,409
La Sierra	0,380
Paez	0,329
Panamericana	0,492

Nombre de Subestación	Resistividad de SPT ( $\Omega$ )
Purnio	0,381
Termotasajero	0,08
Toledo	0,49
Torca	0,464
Ancon Sur	0,065
GECELCA 3.2	0,074
Jaguas	0,473
San Carlos	0,223
Sogomaso	0,21
Uraba	0,1
Urrá	0,335

Fuente: ISA INTERCOLOMBIA SA. ESP.

Se observa que, únicamente la subestación Ibagué 230 kV presenta valores superiores a los establecidos, a lo cual empresa mencionó que se han adelantado actividades de mantenimiento para mejorar la resistividad del SPT de esta subestación.

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, ISA INTERCOLOMBIA presentó la documentación de la ejecución de las actividades de medición de estos parámetros y se evidencia valores dentro de rangos aceptables.

Por otro lado, sobre el particular ISA INTERCOLOMBIA presentó a MINENERGIA una propuesta de modificación de los plazos para la inspección y mantenimiento del sistema de puesta a tierra para alta y extra alta tensión, contemplando las mediciones históricas y diferentes análisis técnicos.

No obstante, a consideración de la DTGE lo expresado por ISA INTERCOLOMBIA no representa una consideración válida para la ejecución de mantenimientos de los SPT de subestaciones de alta y extra alta tensión, ya que según lo establecido la última versión del RETIE no tomó en cuenta la solicitud de la empresa, ratificando de esta manera los periodos máximos para los mantenimientos de este tipo de infraestructura (ver Tabla 26)

**Tabla 26.** *Periodo máximo entre mantenimientos de un SPT.*

Nivel de tensión de la instalación	Inspección visual (años)	Inspección visual y mediciones (años)	Sistemas críticos <sup>11</sup> Inspección visual y mediciones (años)
Baja	1	5	1
Media	3	6	1
Alta y Extra Alta	2	4	1

Fuente: Tabla 3.12.6. a., Artículo 3.12.6, Libro 3 del RETIE

### 5.5.5.6. Evaluación campos electromagnéticos

Según el numeral 14.4 CÁLCULO Y MEDICIÓN DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS,

*«Los diseños de líneas o subestaciones de tensión superior a 57,5 kV, en zonas donde se tengan en las cercanías edificaciones ya construidas, deben incluir un análisis del campo electromagnético en los lugares donde se vaya a tener la presencia de personas».*

En este sentido, ISA INTERCOLOMBIA remitió los informes de medición de campos electromagnéticos realizados durante la vigencia 2022-2023. A continuación, la Tabla 27 presenta el listado de los proyectos en los cuales se realizó la medición de la intensidad de los campos eléctricos y densidad de campo magnéticos.

**Tabla 27.** Listado líneas de transmisión en los que se realizó medición de campos electromagnéticos durante 2022-2023.

Nombre del proyecto	Nivel de tensión	Año de informe
Proyecto El Bosque	220 kV	2022
Línea de Transmisión Cerromatoso – Chinú – Copey 500 kV	500 kV	2022
Línea de Transmisión Sabo 500 kV	500 kV	2023
Caserío Hidrosogamoso	230 kV	2022
Línea de Transmisión Pasto – Quito 230 kV	230 kV	2023
Línea de Transmisión Bolívar – Termocartagena 230 kV	230 kV	2022
Proyecto El Río 220 kV	220 kV	2022
Caserío Hidrosogamoso	230 kV	2023

<sup>11</sup> Los sistemas críticos deben ser definidos por cada empresa o usuario  
VI-F-004 V.3

Fuente: ISA INTERCOLOMBIA SA. ESP.

Una vez revisada la información remitida, se pudo verificar que los valores de intensidad de los campos eléctricos y campos magnéticos están debajo de los valores límites establecidos en el artículo 14.3 del RETIE (ver Tabla 28).

**Tabla 28.** *Valores límites de exposición a campos electromagnéticos. Elaboración DTGE, tomado de la Tabla 14.1 del RETIE.*

Tipo de Exposición	Intensidad de Campo Eléctrico (kV/m)	Densidad de Flujo Magnético ( $\mu$ T)
Exposición ocupacional en un día de trabajo de ocho horas	8,3	1000
Exposición del público en general hasta ocho horas continuas	4,16	200

Fuente: ISA INTERCOLOMBIA SA. ESP.

### 5.5.6. Acceso a redes

En lo relacionado con solicitudes de conexión, se analizaron aspectos relacionados con proyectos correspondientes a la Resolución CREG 075 de 2021 por la cual se definen las disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

#### 5.5.6.1. Sobre la firma de contratos de conexión y comentarios a proyectos

En lo correspondiente a proyectos clase 1, la Resolución CREG 075 de 2021 en su artículo 31 indica con relación a la firma de contratos que:

*«(...) Para suscribir el contrato, las partes tendrán un plazo de cuatro (4) meses, contado a partir de la fecha de emisión del concepto de conexión, y podrán incluir las garantías y los demás compromisos que acuerden entre ellas. (...)»*

Al respecto, ISA INTERCOLOMBIA para el periodo evaluado, presentó una relación de 13 proyectos con concepto UPME como se presenta en la **Tabla 29**, con 2 proyectos con contratos firmados dentro de los tiempos regulatorios, 10 proyectos con capacidad liberada y 1 proyecto sin garantías.

**Tabla 29. Proyectos con concepto UPME**

Proyecto	Fecha de aprobación UPME	Número Concepto UPME	Estado
Parque Solar Fotovoltaico Melgar con 180 MW	2/03/2023	20231540025161	Firmado a tiempo
Aumento de toma de carga de SierraCol Arauca	3/03/2023	20231540026411	Firmado a tiempo
Parque Eólico Vientos de Bolívar	2/03/2023	20231540023371	Capacidad liberada
CSF Continua Armero	2/03/2023	20231540024071	Capacidad liberada
CSF CONTINUA LA VIRGINIA 120 MW	2/03/2023	20231540024241	Capacidad liberada
Cerromatoso Solar	3/03/2023	20231540024691	Capacidad liberada
Parque Eólico Valle	3/03/2023	20231540025651	Capacidad liberada
Parque Eólico Monsaui 19,9 MW	3/03/2023	20231540026481	Capacidad liberada
Marte 100 MW	8/03/2023	20231540028791	Capacidad liberada
Neguanje	14/03/2023	20231540030851	Capacidad liberada
Proyecto de generación Eólico Norte	2/03/2023	20231540024361	Capacidad liberada
Hatillo Solar	1/03/2023	20231540022351	Capacidad liberada
Gen Arauca	3/03/2023	20231540026161	Sin Garantías

**Fuente:** Elaboración SSPD a partir de información de ISA INTERCOLOMBIA SA. ESP.

Por otro lado, ISA INTERCOLOMBIA manifestó que recibió 85 solicitudes de conexión para el año 2023 en la Ventanilla Única de la UPME, sin embargo, manifestó que estos proyectos fueron remitidos para comentarios para el año 2024. De igual manera, vale la pena indicar que, si bien el año 2024 no hace parte del objeto de la evaluación integral, dentro del proceso de inspección de encontró que la empresa manifestó haber recibido 194 solicitudes de conexión adicionales en el año 2025, pero con vigencia del año 2023, para un total de 279 solicitudes de conexión. Conforme con el artículo 10 de la Resolución ibídem, se estableció:

*«(...) Es obligación del transportador, a su propio costo, revisar los estudios incluidos en la solicitud y entregar los respectivos comentarios a través de la ventanilla única, dentro de los veinte (20) días hábiles siguientes a la notificación. Los comentarios deberán ser todos aquellos que el transportador encuentre necesarios con respecto a los análisis y las conclusiones que los estudios contengan, y sobre los que considere que es importante llamar la atención del responsable de la asignación. (...)»*

A continuación, en la **Tabla 30** listan las 279 solicitudes de conexión, clasificados por el tipo de proyecto y/o tecnología:

**Tabla 30.** *Proyectos 2024 con concepto UPME - relación de solicitudes 2023*

Tipo de Proyecto	Cantidad	Capacidad solicitada MW	%
Carga	4	287	0.71%
Eólica	17	3022	7.45%
Eólica Onshore	11	1750	4.31%
Hidroeléctrica	3	242	0.60%
Solar fotovoltaica	240	34,821.4	85.84%
Térmica	4	4.42	1.09%

**Fuente:** Elaboración SSPD a partir de información de ISA INTERCOLOMBIA

De la anterior tabla se evidencia que predominan con un 85.84% de la capacidad solicitada, 240 proyectos con tecnología solar fotovoltaica.

#### **5.5.7. Plan de Gestión del Riesgo de desastres**

El Plan de Gestión de Riesgos de Desastres (PGRD) de ISA INTERCOLOMBIA vigencia 2023, correspondió al documento remitido por prestador denominado «*Plan de Gestión del Riesgo de Desastres Decreto 2157, Conocimiento, Reducción y Manejo del Riesgo de Desastres*» versión 05, para la actividad de «*Transmisión*» de energía eléctrica, con cobertura del nacional en la prestación de este componente del servicio, delimitado al siguiente alcance:

*«El Plan de Gestión del Riesgo de Desastres es el instrumento mediante el cual ISA INTERCOLOMBIA identifica, prioriza, formula, programa y hace seguimiento a las acciones necesarias para conocer y reducir las condiciones de riesgo (actual y futuro) de las Líneas de Transmisión, de las Subestaciones Eléctricas y de aquellas derivadas de la propia actividad u operación que puedan generar daños y pérdidas al entorno, así como dar respuesta a los desastres que puedan presentarse, permitiendo además la articulación con el Sistema Integrado de Gestión (SIG) de la empresa, los Entes Territoriales, y la Comunidad»*

El objetivo de esta evaluación correspondió a la verificación de las estrategias, procesos y acciones implementadas para la gestión de riesgos de desastres en la infraestructura y actividades desarrolladas por la empresa, en cumplimiento de los lineamientos mínimos establecidos en el Decreto 2157 de 2017. La evaluación se realizó mediante reuniones técnicas con funcionarios de diversas áreas operativas y de gestión de riesgos del prestador, revisión de documentos aportados y visitas a subestaciones priorizadas.

ISA INTERCOLOMBIA estructuró su PGRD institucional, bajo tres procesos fundamentales: *Conocimiento del Riesgo*, *Reducción del Riesgo* y *Manejo del Desastre*, alineados con el Decreto 2157 de 2017, complementado con acciones de armonización con los Consejos Municipales y Departamentales de Gestión de Riesgo de Desastres, así como criterios para su revisión y actualización.

### 5.5.7.1. Conocimiento del riesgo

El proceso de Conocimiento del Riesgo es integral, teniendo en consideración que la empresa aplicó la metodología ISO 31000 para identificar, analizar y evaluar los riesgos. Este análisis incluye amenazas naturales, como terremotos, inundaciones e incendios forestales, así como amenazas antrópicas como sabotajes y fallas técnicas. A través de matrices de riesgo, el prestador evalúa la probabilidad e impacto de estas amenazas en los recursos clave de la empresa, y su impacto en la infraestructura, los recursos humanos, ambiental, reputacional e impacto financiero.

El mapa de calor de riesgos generado por la empresa clasifica las amenazas según su probabilidad de ocurrencia frente a la severidad de impacto en desarrollo de sus actividades y procesos (ver **Figura 32**).

**Figura 32. Mapa de calor de riesgo ISA INTERCOLOMBIA**

Probabilidad: Amenaza	Nivel del Riesgo			
	$\geq 75\%$ (4)	8	16	32
$>50\% - \leq 75\%$ (3)	6	12	24	48
$>25\% - \leq 50\%$ (2)	4	8	16	32
$\leq 25\%$ (1)	2	4	8	16
<b>Impacto:</b>	Leve (2)	Moderado (4)	Crítico (8)	Muy crítico (16)
<b>Vulnerabilidad</b>				

**Fuente:** Documento PGRD ISA INTERCOLOMBIA 2024, numeral 2.2.2.3.1 Niveles de aceptabilidad del riesgo (página 32).

Este mapa o tabla de calor, es utilizado para la priorización de acciones en los otros procesos de gestión de riesgo de desastres del prestador a nivel institucional. No obstante, es preciso indicar que, pero cada infraestructura requiere un análisis del proceso de conocimiento de riesgo específico, ya que el análisis general no cubre las particularidades de cada instalación, especialmente aquellas con ubicación geográfica con amenazas específicas, como lo determina el mencionado Decreto 2157.

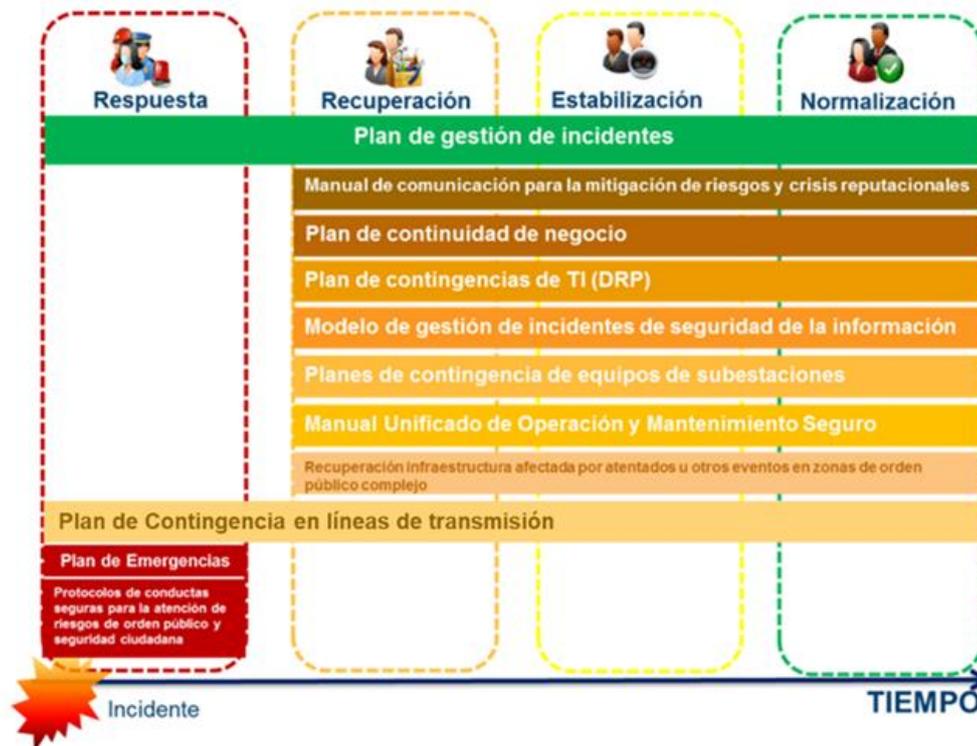
#### **5.5.7.2. *Proceso de Reducción del Riesgo.***

El proceso de Reducción del Riesgo implementado por ISA INTERCOLOMBIA es consecuente en términos generales, con estrategias de mantenimiento y operación de la infraestructura a cargo del prestador, adicional a las medidas de protección financiera. Sin embargo, algunas de las medidas adoptadas no contemplan específicamente los riesgos de cada infraestructura, lo que implica que las medidas de mitigación no están completamente alineadas con los requerimientos específicos de las instalaciones.

#### **5.5.7.3. *Proceso de Manejo del Desastre.***

En cuanto al manejo del desastre, ISA INTERCOLOMBIA ha estructurado un Plan de Gestión de Incidentes que incluye planes de emergencia, contingencia y continuidad, así como manuales de comunicación, operación y mantenimiento seguro. Estos planes están diseñados para garantizar la respuesta ante emergencias y minimizar los impactos sobre las infraestructuras críticas, como se indica en la **Figura 33**:

**Figura 33.** Plan de Gestión de Incidentes ISA INTERCOLOMBIA



**Fuente:** Tomado del Documento PGRD ISA INTERCOLOMBIA 2024, numeral 4 - Proceso para el manejo del desastre, 4.1 - Introducción (página 43).

#### 5.5.7.4. Aspectos específicos de la evaluación del PGRD

Durante la revisión de los documentos proporcionados por ISA INTERCOLOMBIA y las visitas de campo realizadas a diversas infraestructuras, se observó que, si bien la empresa cuenta con un PGRD general institucional que abarca los riesgos transversales, no dispone de un PGRD específico para cada infraestructura, lo cual es un requerimiento mínimo requerido por el Decreto 2157, artículo 2.3.1.5.1.1.2. en los siguientes términos:

*«**Artículo 2.3.1.5.1.1.2- Alcance.-** El Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP) incluirá, entre otros aspectos, el análisis específico de riesgo que considere los posibles efectos de eventos de origen natural, socio-natural, tecnológico, biosanitario o humano no intencional, sobre la infraestructura expuesta y aquellos que se deriven de los daños de la misma en su área de influencia de posible afectación por la entidad, así como de su operación que puedan generar una alteración intensa, grave y extendida en las condiciones normales de funcionamiento de*

*la sociedad. Con base en ello realizará el diseño e implementación de medidas para reducir las condiciones de riesgo actual y futuro, además de la formulación del plan de emergencia y contingencia, con el fin de proteger la población, mejorar la seguridad, el bienestar y sostenibilidad de las entidades». (subrayado fuera de texto).*

El Decreto 2157 de 2017, en su artículo 2.3.1.5.2.1.1, establece que cada infraestructura de una entidad pública o privada que gestione riesgos debe contar con un PGRD y un PEC específicos, ajustados a sus características geográficas y operacionales. En este sentido, ISA INTERCOLOMBIA cuenta con un PGRD institucional general, es preciso asegurar que cada infraestructura crítica cuente con planes específicos.

En particular, en la evaluación se identificó que se debe alinear este enfoque institucional general con los criterios mínimos del Decreto 2157, especialmente en los planes específicos PGRD para la infraestructura, tales como la Subestación Chinú. EL PGRD con su respectivo PEC de esta subestación, no contempló todos los elementos exigidos por el Decreto 2157, en particular en lo que corresponde a las acciones detalladas de respuesta ante desastres, que contemple todas las amenazas posibles a las que se enfrenta, ni las respuestas específicas a cada tipo de desastre.

De manera similar, en la Subestación Ancón Sur, se solicitó evidencia sobre las socializaciones internas y externas del PGRD y PEC específicos. Este es otro ejemplo donde la socialización y capacitación sobre estos planes deben ajustarse y mejorarse a nivel de cada infraestructura.

En cuanto a las lecciones aprendidas, ISA INTERCOLOMBIA presentó un análisis detallado sobre los riesgos volcánicos, que incluyen la actualización del riesgo por amenaza volcánica y la implementación de medidas específicas frente a la amenaza de erupción de los volcanes Nevado del Ruiz y Puracé. Además, se destacó la estrategia implementada para mitigar los efectos del Fenómeno El Niño 2023-2024, que incluyó el uso del software FIRMS de la NASA para monitorear puntos de calor y eventos críticos relacionados con incendios forestales.

Finalmente, se considera necesario mencionar que si bien ISA INTERCOLOMBIA dentro del PGRD general institucional documenta los sistemas de alarma, para la visita técnica realizada en la Subestación Cerromatoso 500/230 kV se evidenció el daño de la alarma principal por presuntas fallas ocasionadas por descargas atmosféricas, lo que conlleva a que en la

subestación se utilicen métodos de comunicación de las alertas por medio de bocinas y voz a voz según lo informado por personal de la subestación. Frente a lo indicado, se sugiere documentar en el PGRD los métodos alternativos utilizados ante cualquier eventualidad.

## 5.6. ASPECTOS CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

A continuación, se presenta la Información del cumplimiento de los reportes por parte de la empresa ISA INTERCOLOMBIA al Sistema Único de Información – SUI.

### 5.6.1. Inscripción y actualización RUPS

El prestador ISA INTERCOLOMBIA realizó actualización en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS bajo imprimible No. 2024126730430416 del 31 de enero del 2024 donde realizó el registro de los siguientes datos:

- Fecha de constitución: 09 de octubre de 2013.
- Fecha de inicio de operaciones: 01 de enero de 2014.
- NIT: 900667590-1
- Servicios Registrados: Energía Eléctrica
- Actividades Desarrolladas (Ver **Tabla 31**):

**Tabla 31** Registro actividades RUPS

Servicio	Actividad	Fecha de Inicio	Fecha Final
Energía	Transmisión	01/01/2014	-

**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).

### 5.6.2. 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 2 reportes en estado pendiente para el servicio de energía eléctrica. El porcentaje de cargue del prestador se evidencia en la **Tabla 32**:

**Tabla 32** *Porcentaje de cargue*

ID Empresa	Empresa	Año	Certificado	Certificado No Aplica	Pendiente	Porcentaje Cargue
26730	ISA INTERCOLOMBIA	2023	28	4	0	100 %

**Fuente:** Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 30/11/2024.

Tomando como base, el porcentaje de cargue de la Tabla 52, el prestador, para la vigencia 2023, no tiene formatos pendientes. Cabe destacar que para las vigencias anteriores al 2023, el prestador cuenta con formatos pendientes, los cuales durante el transcurso de esta integral fueron revisados en compañía del prestador.

Para los demás formatos, el prestador manifestó que, se pondría al día con el cargue de la información en el SUI antes del 03 de diciembre de 2024; verificando el estado de cargue se evidencia que el prestador ha cumplido con los compromisos y se encuentra en la corrección de los formatos pendientes.

Evaluando la oportunidad de cargue de la información al Sistema Único de Información SUI, del año 2023 se pudo constatar que la empresa ISA INTERCOLOMBIA presentó el 59.38% de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes, (Ver **Tabla 33** y **Figura 34**)

**Tabla 33** *Oportunidad en el cargue*

Variable	Fuera de Término	Con Oportunidad
Cantidad N°	13	19
Porcentaje %	40.63%	59.38%

**Fuente:** Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 30/11/2024.

**Figura 34** *Oportunidad de Cargue*



**Fuente:** Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 30/11/2024.

En cuanto a reversiones, durante 2023 la empresa ISA INTERCOLOMBIA solicitó las relacionadas en la **Tabla 34**

**Tabla 34** *Formatos Reversados*

<b>Año de la solicitud de reversión</b>	<b>Nombre formato o formulario revertido</b>	<b>Periodo</b>	<b>Fecha de ejecución</b>
2023	TT5. Información de Accidente Origen Eléctrico	2021-4	2023-01-23 10:21:06
2023	TT5. Información de Accidente Origen Eléctrico	2022-1	2023-01-23 10:21:06
2023	TT5. Información de Accidente Origen Eléctrico	2022-2	2023-01-23 10:21:06

**Fuente:** Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 30/11/2024.

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 adiciónese 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*

(...))»

Verificado 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.*

(...))»

De acuerdo con lo antes mencionado, el prestador no cumple, esto debido al porcentaje de oportunidad de cargue de la información reportada en el SUI de los formatos habilitados al prestador (59.38% con oportunidad) y establecidos las fechas límites de cargue en los lineamientos de la Resoluciones SSPD No. 20192200020155 de 2019 y SSPD No. 20212200012515 de 2021.

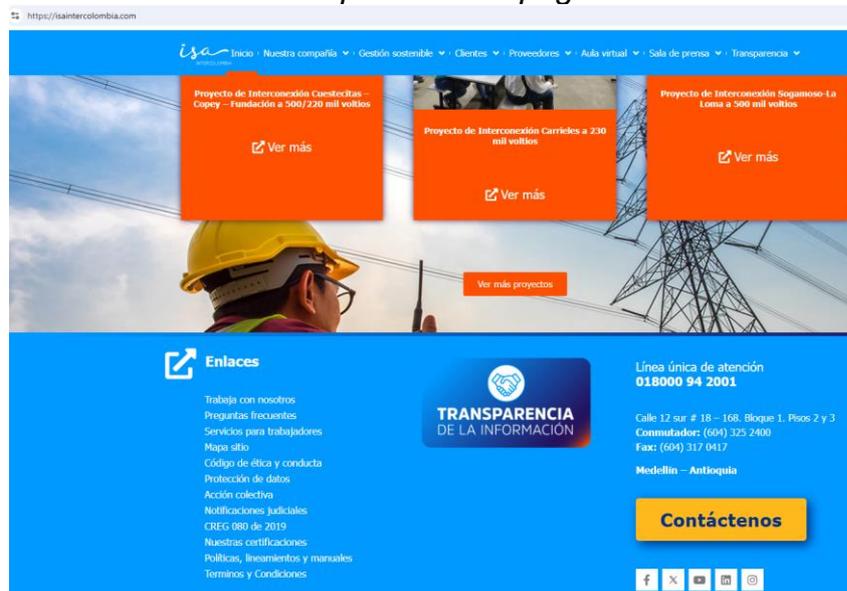
Con respecto al no cumplimiento en la oportunidad de cargue el prestador argumenta que el incumplimiento se presenta en el formato EI1 Encuesta Inventario dado que este habilita el reporte TT8 (Solicitudes de conexión) y se esperaba a que se confirmara si había o no solicitudes de conexión. Conforme a la recomendación realizada en la reunión, a partir de ahora el prestador empezará a reportar el formato EI1 independientemente de si la empresa tiene o no solicitudes de conexión en los tiempos establecidos de acuerdo con los lineamientos de cargue según las resoluciones anteriormente mencionadas.

Ahora bien, es necesario tener en cuenta la cantidad total de solicitudes de reversiones del prestador para el año 2023 (3 reversiones) son del tópico Comercial y de Gestión de la resolución antes mencionada.

## **5.7. ASPECTOS NORMAS GENERALES DE COMPORTAMIENTO**

Para la Evaluación integral, respecto 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. Estos se visualizan en la página web de la empresa: <https://www.isaintercolombia.com/>, los cuales se muestran en la **Figura 35**.

**Figura 35** visualización normas de comportamiento página web Isa Intercolombia S.A E.S.P.



**Fuente:** imagen tomada página web de la empresa

Al respecto la empresa publicó en su página web: chrome extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.isaintercolombia.com/wp-content/uploads/2024/10/DeclaracionCumplimientoReglasRCREG080\_2019\_INTERCOLOMBIA-firmada.pdf, la información pertinente a los procedimientos citados en la norma, de tal manera que se informa a los usuarios los distintos aspectos y procedimientos que consideran deben conocer los usuarios con el fin de obtener respuesta clara a las solicitudes que realicen a la empresa, estos procedimientos se relacionan en la **Tabla 35** con su respectivo enlace:

**Tabla 35** Procedimientos publicados ISA INTERCOLOMBIA S.A E.S.P., Resolución CREG 080

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Código de Ética y conducta	<a href="https://isaintercolombia.com/nuestro-enfoque/codigo-de-etica-y-conducta/">https://isaintercolombia.com/nuestro-enfoque/codigo-de-etica-y-conducta/</a>
Código Antifraude	<a href="https://isaintercolombia.com/codigo-antifraude/">https://isaintercolombia.com/codigo-antifraude/</a>
Gestión de la ética	<a href="https://isaintercolombia.com/gestion-de-la-etica/">https://isaintercolombia.com/gestion-de-la-etica/</a>
Procesos y Procedimientos Mapa de procesos de la Organización:	<a href="https://isaintercolombia.com/transparencia-de-la-informacion/">https://isaintercolombia.com/transparencia-de-la-informacion/</a>
Declaración de Cumplimiento	<a href="https://isaintercolombia.com/wp-content/uploads/2024/10/DeclaracionCumplimientoReglasRCREG080_2019_INTERCOLOMBIA-firmada.pdf">DeclaracionCumplimientoReglasRCREG080_2019_INTERCOLOMBIA-firmada.pdf</a>

**Fuente:** imagen tomada página web de la empresa

De la revisión general de los procedimientos, se observa que la empresa tiene establecido y publicados los procedimientos que considero eran necesarios para dar cumplimiento a la

normativa citada, al realizar la revisión de los citados procedimientos y documentos se encontró que dan cumplimiento a la premisa establecida por la Comisión en cuanto a la información que los agentes deben suministrar, independiente del tipo de actividad que desarrolle, a sus usuarios sea clara y sencilla, adicional de estar disponible.

De acuerdo con lo anterior, se encontró que a nivel general los procedimientos y la información suministrada por la empresa a los usuarios de su mercado, están diseñados en función de la comprensión clara, didáctica e instructiva que debieran aportar, en cumplimiento de la regulación citada.

## 6. HALLAZGOS

No.	Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
1.	<b>Compromiso No. 30 SUI:</b> Allegar soporte de certificación de los formatos: <b>TT8.</b> Solicitud de Conexión <b>12M2020</b>	Cargue de información	El prestador envía soporte de la certificación del formato y desde la SSPD se valida el cargue en base de datos.	NO CUMPLE
2.	PGRD	ISA INTERCOLOMBIA requiere ajustar sus PGRDs y PECs para cada infraestructura, conforme a lo establecido en el Artículo 2.3.1.5.2.1.1 y Artículo 2.3.1.5.1.1.2 del Decreto 2157.	Oficio ISA INTERCOLOMBIA N° 202477004952 y visitas a las instalaciones e infraestructuras	NO CUMPLE

## 7. ACCIONES CORRECTIVAS DEFINIDAS

NO APLICA

## 8. CONCLUSIONES

## **Aspectos Administrativos y Financieros**

- El análisis financiero de ISA se realizó a través de los estados financieros separados como complemento al concepto financiero de ISA INTERCOLOMBIA, esto con motivo de reforzar las conclusiones de carácter financiero que la Evaluación Integral reporta sobre esta última.
- ISA presenta solvencia, solidez y estabilidad financiera, con un margen de rentabilidad para los accionistas calculado en 15% y para la empresa del 13%, adicional, el cubrimiento del servicio de la deuda es superior a 3.5 veces con una perspectiva estable y un endeudamiento general que no supera el 40%. Esta opinión se refuerza con la calificación de riesgo de Fitch Ratings quienes posicionan a ISA dos niveles por encima de la calificación de su matriz Ecopetrol y su país de origen Colombia.
- Según la opinión del Auditor Externo de Gestión y Resultados, así como del Auditor Fiscal, no se presentan salvedades ni observaciones que generen alertas sobre la continuidad operativa o la viabilidad financiera de ninguna de las dos empresas.
- ISA INTERCOLOMBIA e ISA no revisten de un riesgo financiero alto o que lleve a pensar a esta Superintendencia que la prestación del servicio de energía se puede poner en riesgo, esta opinión se refuerza con los resultados favorables en el modelo de riesgo parametrizado por la Resolución CREG 072 de 2002 y modificada por la Resolución CREG 034 de 2004 en el cual ISA INTERCOLOMBIA presenta riesgo medio-bajo (1) e ISA presenta riesgo bajo (0).
- A nivel local, a pesar de que las cifras e indicadores financieros de ISA son robustos, es importante llamar la atención sobre el riesgo que significa la cartera producto de la aplicación de la opción tarifaria. Actualmente el impacto ha sido bien absorbido por la operación del negocio, sin embargo, desde la Superintendencia de Servicios Públicos se mantendrá realizando un monitoreo constante en la medida que el crecimiento y deterioro de esta cartera pueden afectar de forma razonable los resultados financieros de las dos empresas.
- A nivel internacional, ISA tiene la mayoría de sus inversiones en Brasil y Chile, inversiones que han sido rentables y positivas en los estados financieros del Holding, esta opinión la refuerza la calificación de riesgo que actualmente mantiene la calificadora Fitch Ratings en moneda extranjera en BBB con perspectiva estable, superior en dos

escaños a la de Ecopetrol y Colombia (BB+). Uno de los principales motivos es la estabilidad en la generación de flujo de caja positivo y predecible que tiene la empresa al tener la mayor parte de sus inversiones en un negocio regulado como lo es el transporte de energía.

- Siendo la principal fuente de financiamiento la deuda financiera en Bonos y créditos con la banca comercial, encontramos positivo el cubrimiento que la generación calculada del flujo de caja tiene sobre el servicio de la deuda, en el año 2022 se ubicó en 4.43 y en el año 2023 en 3.89 veces, y a pesar del deterioro del indicador, este sigue siendo holgado y con una perspectiva a mantenerse o mejorar bajo el supuesto de una operación constante como la observada en el periodo de estudio.
- Por último, se resalta la inversión en Capex de ISA que suma en los dos últimos años cerca de COP \$1 billón en inversiones marcando un crecimiento del 12% en el periodo señalado, inversiones que corresponden en su gran mayoría a la red de transmisión nacional.

### **Aspectos Normas Generales de Comportamiento**

- Una vez verificada el cumplimiento a las normas de comportamiento, Resolución CREG 080 de 2019, en especial lo referente a los artículo 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.

### **Aspectos Técnicos Operativos**

- Los procesos establecidos por ISA INTERCOLOMBIA permiten que los activos que opera cumplan los criterios establecidos en el RETIE. Por otra parte, la empresa implementa de manera proactiva acciones para la mitigación del riesgo de origen eléctrico, tanto con personal vinculado a la empresa (directos y contratistas), así como con comunidades y entes territoriales que estén ubicados en cercanías de sus instalaciones eléctricas.
- La evaluación del PGRD institucional general de ISA INTERCOLOMBIA muestra que la empresa ha implementado una gestión integral del riesgo alineada con los requerimientos generales del Decreto 2157. No obstante, se identificó deficiencias es la

carencia de PGRDs y PECs específicos para cada infraestructura, consecuente lo establecido en los Artículo 2.3.1.5.2.1.1 y Artículo 2.3.1.5.1.1.2 del Decreto 2157.

- El análisis de la ejecución del plan de mantenimiento para las vigencias 2022 y 2023, muestra que ISA INTERCOLOMBIA tiene unas metas bien cimentadas que se fortalecen del conocimiento de su sistema y la experiencia del personal que hace parte de la compañía. Se observaron procesos bien cimentados que permiten la mejora continua, mediante la implementación de estrategias predictivas y preventivas a fin de lograr una operación más segura y confiable.
- El plan de renovación de activos de ISA INTERCOLOMBIA es una estrategia clave para garantizar la sostenibilidad, reducir riesgos operativos y enfrentar la obsolescencia tecnológica. Actualmente se destaca el reemplazo del SVC de Chinú 500 kV por un nuevo STATCOM, previsto para entrar en operación en 2027.
- De forma general las visitas realizadas a las subestaciones Ancon Sur, Bacatá Cerromatoso, Chinú, Montería y Torca, permitieron observar nodos eléctricos en lo que ISA INTERCOLOMBIA desarrolla tareas operaciones y de mantenimiento con altos estándares de calidad. Lo anterior, sin desconocer que existen subestaciones que, si bien operan en buenas condiciones, cuentan con equipos de patio con más de 30 años de operación, los cuales, el prestador manifiesta que en su mayoría se encuentran en el plan de reposición de equipos de la Compañía.
- Desde la SSPD se continuará realizando una vigilancia especial al estado de operación de SVC de la subestación Chinú y STATCOM en la subestación Bacatá, ya que son activos de suma relevancia para las áreas operativas: Caribe y Oriental, respectivamente. Así mismo, porque el SVC de Chinú es un activo que, presentó desmejoras en sus horas de disponibilidad del año 2023 con relación al 2022 y continúa figurando dentro de los activos con mayor cantidad de HC de ISA INTERCOLOMBIA. En línea con el punto anterior, también la SSPD realizará seguimiento a la capacidad de corto circuito de las subestaciones del prestador en mención.

## **9. MEDIDAS RECOMENDADAS QUE PUDIERA SER OPORTUNO O PERTINENTE APLICAR**

### **Aspectos Técnicos Operativos**

- Adelantar las acciones necesarias para mejorar la resistividad del sistema de puesta a tierra de la subestación eléctrica Ibagué 230 kV.
- Ajustar el programa de mantenimientos para incluir la medición de los SPT tomando en cuenta el periodo máximo establecido en la Tabla 3.12.6. a., Artículo 3.12.6, Libro 3 del RETIE.

### **10. RESPONSABLES DE LA REALIZACIÓN (Menciona nombres y apellidos completos)**

10.1. Responsable General: Héctor Horacio Suarez Bernal – Director Técnico de Gestión de Energía.

10.2. Equipo de Evaluación

Mauricio Rengifo Bocanegra - Aspectos Administrativos y Financieros

Nelson Yesid González – Aspectos Comerciales – Código de Medida

Jhon Cristian Giraldo Parra – Coordinador Aspectos Técnicos Operativos

Carmen Andrea Rojas Castellanos - Aspectos Técnicos Operativos

Sandra Milena Sánchez Mendoza – Aspectos Técnicos Operativos

Luz Adriana Ocampo Naranjo – Aspectos Técnicos Operativos

Diego Martin Castillo Pinilla – Aspectos Técnicos Operativos

Juan Carlos Castiblanco Vargas – Aspectos Técnicos Operativos

Camilo Andrés Romero – Aspectos Técnicos Operativos

Walter Patiño Piñeros - Aspectos Calidad y Reporte de la Información al SUI

Luis Carlos Rodríguez Bello – Aspectos Normas Generales de Comportamiento

### **11. ANEXOS**

NO APLICA