

1 Identificador del prestador

1.1 Nombre o razón social: GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ SA ESP

1.2 NIT: 899999082-3

1.3 ID (SUI - RUPS): 594

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

1.6 Fecha de inicio de operación en la actividad a vigilar o inspeccionar: 12 de agosto de
1896

2 Identificación de la acción de vigilancia e inspección realizada:

2.1 Año del programa al que pertenece la acción: 2021

2.2 Clase acción: Vigilancia Inspección

2.3 Motivo de la acción: Especial Detallada Concreta

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

2.5 Ubicaciones físicas o virtuales objeto de la acción: Carrera 9 No. 73 – 44, Bogotá

3 Delimitación del marco de evaluación

3.1 Criterios evaluados: Aspectos administrativos, financieros, comerciales, técnicos, gestión del riesgo y reporte de información al SUI.

3.2 Marco temporal de evaluación: 2021

4 Descripción de lo desarrollado:

Se realiza la Evaluación Integral a la Grupo Energía de Bogotá SA ESP dentro del marco de las actividades de inspección, vigilancia y control que realiza la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

4.1 Información fuente usada:

Diagnóstico de la actividad de transmisión de energía eléctrica 2020, reportes en los aplicativos de XM (Herramientas Operativas – HEROPE, Sistema Nacional de Consignaciones – SNC y el Informe Diario de Operación – IDO), respuesta a requerimiento de información para la realización de la evaluación integral con el radicado SSPD No. 20225293560462 del 12 de septiembre de 2022, información registrada en el Registro único de Prestadores - RUPS, Prestador, Reportes SUI y la recolectada en la visita de inspección. Todo lo anterior, con fecha de corte a la realización de la visita por parte de la Superintendencia a GEB, es decir, el 14 de octubre de 2022.

4.2 Requerimientos realizados:

La Dirección Técnica de Gestión de Energía – DTGE, requirió a la empresa con radicado SSPD No. 20222203785471 del 28 de agosto de 2022, para que entregara información referente para cada uno de los aspectos que se evaluarían en el transcurso de la visita.

Además, mediante comunicación SSPD No. 20222204507401 del 10 de octubre de 2022, enviada al correo electrónico correspondencia@geb.com.co, la Superintendencia informó de los aspectos a revisar en el marco de la visita por Evaluación Integral a GEB SA ESP en la ciudad de Bogotá.

Finalmente, como parte de los compromisos del acta de visita se realizó requerimiento al prestador para solicitar la reversión de los formatos TC5 vigencia 2020 y 2021. Lo anterior, mediante el radicado SSPD No. 20222204741651 del 21 de octubre de 2022.

4.3 Estado de respuesta de requerimientos:

A la fecha el prestador no tiene requerimientos pendientes por respuesta a la Dirección Técnica de Gestión de Energía.

4.4 Evaluaciones realizadas:

Dentro del proceso de evaluación se tienen en cuenta aspectos administrativos, financieros, técnicos, comerciales y reporte de información al SUI. En este documento se presentará el detalle de los aspectos anteriormente mencionados para la vigencia 2021, además de identificar acciones correctivas y recomendaciones que tienen por objeto, la mejora en los procesos internos de la empresa y el cumplimiento a la normativa vigente. En ese sentido, se inicia con una breve descripción de la empresa.

4.4.1 Descripción general de la empresa

El Grupo Energía Bogotá SA ESP (en adelante «GEB»), es una empresa de servicios públicos mixta, constituida como sociedad anónima el día 12 de agosto de 1896, desarrolla la actividad de transmisión desde su constitución, según la información reportada en el Registro Único de Prestadores – RUPS, certifica el 5 de diciembre de 2022 mediante radicado SSPD No. 2 202212594411003.

Tabla 1. Datos Generales

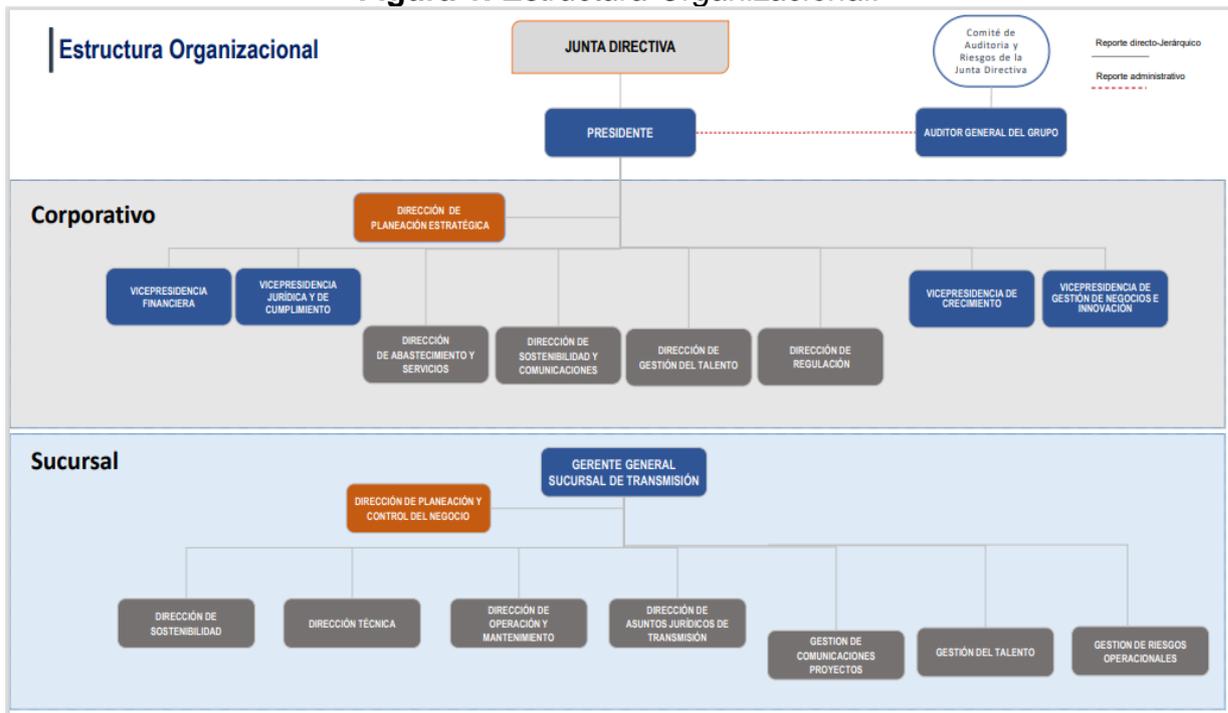
Tipo de Sociedad:	Sociedad Anónima
Razón social:	GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ SA ESP
Sigla:	GEB SA ESP
Representante Legal:	JUAN RICARDO ORTEGA LÓPEZ
Actividad Desarrollada:	Transmisión
Año de Entrada en Operación:	1986
Auditor – AEGR:	Bellicorp SAS
Clasificación:	Sistema Interconectado Nacional

Fecha Última Actualización RUPS: 05/12/2022

Fuente: Sistema Único de Información - SUI

4.4.1.1 Estructura organizacional

Figura 1. Estructura Organizacional.



Fuente: GEB.

La sede administrativa de la empresa está ubicada en la ciudad de Bogotá, D. C.

4.4.1.2 Composición accionaria

La composición accionaria de GEB se presenta en la

Tabla 2.

Tabla 2. Composición accionaria.

NOMBRE	Porcentaje de Participación (%)
Porvenir Fondo de Pensiones	8,00
Fondo de pensiones Obligatorias Colfondos	2,25
Fondo de pensiones Obligatorias Protección	5,84
Corporación Financiera Colombiana SA	5,18
Alcaldía de Bogotá	65,68

NOMBRE	Porcentaje de Participación (%)
Otros	13,05

Fuente: RUPS del 19 de febrero de 2021 – elaboración DTGE.

4.4.1.3 Planta de personal

La empresa para el desarrollo de sus actividades, al cierre de la vigencia del 2021, cuenta con una planta de personal de 411 empleados en donde el 57% de la planta se encuentra en el corporativo y en la sucursal de transmisión el 43% así:

Tabla 3. Planta de personal.

Clasificación	Indefinido
Corporativo	234
Sucursal (transmisión)	177
Total General	411

Fuente: GEB SA ESP

4.4.1.4 Informes externos

Tabla 4. Conceptos de otras entidades.

No.	INFORMES EMITIDOS	OPINIÓN
1	Auditoría Externa de Gestión y Resultados	El AEGR indica que «Las proyecciones financieras 2022 – 2024, el análisis de los estados financieros comparativos del 2021 con el 2020 y los indicadores de gestión y de riesgos del año 2021, permiten concluir de manera razonable que la empresa es viable, no se evidencian riesgos significativos que puedan comprometer la viabilidad financiera de la Empresa, ni la prestación de los servicios y su continuidad futura como negocio en marcha».
2	Contraloría de Bogotá	La opinión sobre los estados financieros: la Contraloría de Bogotá expresa «Los Estados Financieros arriba mencionados, presentan razonablemente, en todo aspecto significativo, la situación financiera del GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ S.A. - ESP – GEB S.A. – ESP, a 31 de diciembre de 2021, así como los resultados de las operaciones por el año terminado en esa fecha, de conformidad con los principios y normas prescritas por las autoridades competentes y/o los prescritos por el Contador General de la Nación».
3	Revisoría Fiscal	En Opinión del Revisor Fiscal «los estados financieros separados, tomados fielmente de los libros y adjuntos a este informe, presentan razonablemente, en todos los aspectos de importancia material, la situación financiera separada de la Compañía al 31 de diciembre de 2021, los resultados separados de sus operaciones y sus flujos separados de efectivo por el año que terminó en esa fecha, de

No.	INFORMES EMITIDOS	OPINIÓN
		<i>acuerdo con Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia, aplicadas de manera uniforme con el año anterior».</i>

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

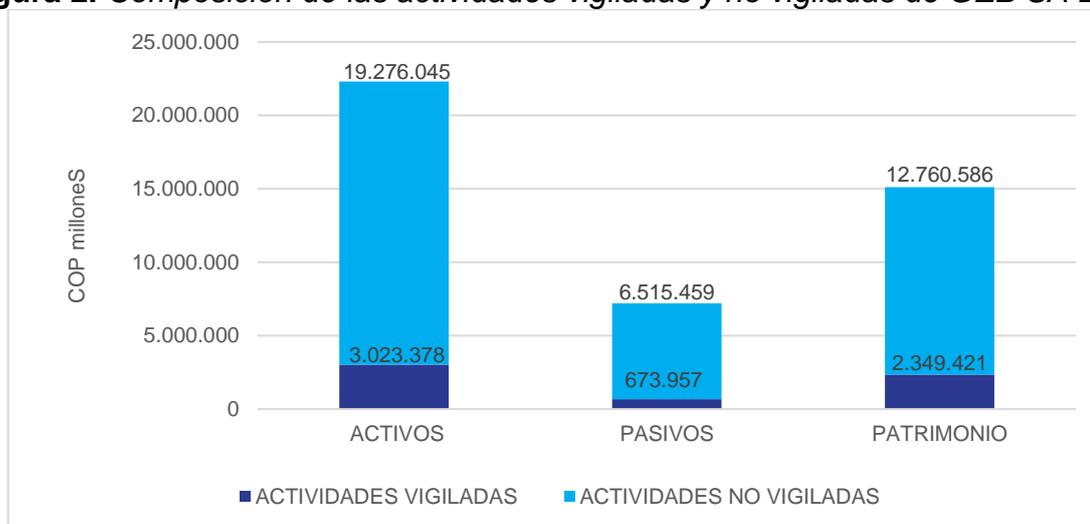
4.4.2 Aspectos y financieros

A continuación, se realiza una descripción de los principales componentes de carácter administrativo y financiero que competen al prestador para el año 2021. Se presentará el balance general (Estado de Situación Financiera) y el Estado de Resultados, y así mismo se complementa la información con el flujo de efectivo y la información correspondiente a la evaluación de la gestión y modelo de riesgo.

4.4.2.1 Estado de situación financiera

El prestador desarrolla la actividad de transmisión en el servicio de energía eléctrica, en el Sistema Interconectado Nacional, así como también otras actividades no vigiladas. La Figura 2 presenta los valores del activo, pasivo y patrimonio, desagregando por el servicio de energía y las otras actividades no vigiladas. El servicio de energía representa un 13,56% del activo, un 9,37% en el pasivo y un 15,55% en el patrimonio.

Figura 2. Composición de las actividades vigiladas y no vigiladas de GEB SA ESP.



Fuente: SUI – elaboración DTGE

De acuerdo con los estados financieros separados, certificados y dictaminados, de la vigencia 2021, a continuación, se muestra el estado de situación financiera comparada con el año 2020, así:

Tabla 5. Estado de situación financiera individual. Comparativos 2020 – 2021.

CONCEPTO FINANCIERO	2021 (millones COP)	2020 (millones COP)	Análisis vertical (%)	Análisis horizontal (%)
Efectivo y equivalentes al efectivo	304.807	31.178	1,37	877,63
Inversiones	4.214	1.069.688	0,02	-99,61
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	60.028	69.958	0,27	-14,19
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	1.514.711	213.722	6,79	608,73
Activos por impuestos	67.022	54.818	0,30	22,26
Inventarios	8.013	16.064	0,08	12,13
Operaciones de cobertura	107.108	5.057	0,48	2.018,01
otros activos	4.093	11.014	0,02	-62,84
Activos mantenidos para la venta	180.809	180.809	0,81	0,00
Total de activos corrientes	2.260.805	1.652.308	10,14	36,83
Propiedades, planta y equipo	2.785.448	2.489.311	12,49	11,90
Activos por derechos de uso	0	2.686	0	-100,00
Propiedad de inversión	30.123	29.832	0,14	0,98
Inversiones	7.500	11.924	0,03	-37,10
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	11.122	16.910	0,05	-34,23
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	494.319	1.589.275	2,22	-68,90
Activos intangibles	225.319	89.085	1,01	152,93
Inversiones en asociadas presentadas en estados financieros separados	8.689.502	8.604.824	38,97	0,98
Inversiones en subsidiarias presentadas en estados financieros separados	7.795.285	7.010.035	34,96	11,20
Total de activos no corrientes	20.038.618	19.843.882	89,86	0,98
TOTAL DE ACTIVOS	22.299.423	21.496.190	100,00	3,74
Obligaciones financieras	48.825	49.069	0,22	-0,50
Cuentas por pagar	70.263	83.598	0,32	-15,95
Cuentas por pagar a partes relacionadas	2.413	182.563	0,01	-98,68
Beneficios a empleados	56.526	54.575	0,25	3,57
Pasivos por impuestos	19.217	11.503	0,09	67,06
Otros pasivos	244	242	0,00	0,83
Pasivos por arrendamientos	0	2.760	0	-100,00
Total pasivos Corrientes	197.488	384.310	0,89	-48,61

CONCEPTO FINANCIERO	2021 (millones COP)	2020 (millones COP)	Análisis vertical (%)	Análisis horizontal (%)
Obligaciones financieras (pasivos financieros)	6.287.329	6.317.583	28,20	-0,48
Cuentas por pagar a partes relacionadas	310.981	100.000	1,39	210,98
Beneficios a empleados	105.025	158.863	0,47	-33,89
Otras provisiones	65.723	73.459	0,29	-10,53
Pasivos por impuesto diferido	222.088	217.333	1,00	2,19
Otros pasivos	782	939	0,00	-16,72
Total pasivos No Corrientes	6.991.928	6.868.177	31,35	1,80
TOTAL DE PASIVOS	7.189.416	7.252.487	32,24	-0,87
Capital emitido	492.111	492.111	2,21	0,00
Prima de emisión	837.799	837.799	3,76	0,00
Ganancias acumuladas	6.016.094	6.246.332	26,98	-3,69
Reserva legal	4.078.312	4.070.324	18,29	0,20
Otro resultado integral	3.685.691	2.597.137	16,53	41,91
TOTAL PATRIMONIO	15.110.007	14.243.703	67,76	6,08

Fuente: GEB SA ESP – elaboración DTGE.

En cuanto al estado de la situación financiera en la vigencia 2021, GEB SA ESP, tuvo un activo total de 22,30 billones COP, con un crecimiento del 3,74% frente al año 2020, de los cuales 2,26 billones COP corresponden a activo corriente y el valor de 20,04 billones COP a los activos no corrientes, así mismo, del total de 7,19 billones COP de los pasivos 197 488 millones COP corresponde a pasivos corrientes y 6,99 billones COP a pasivos no corrientes. El patrimonio total se ubicó en 15,11 billones COP, con un crecimiento del 6,08% frente al 2020, representando un 67,76% del activo total.

El activo corriente presenta una variación del 36,83% y el no corriente del 0,98% (teniendo este último un peso del 89,86% en el total del 2021). Por su parte, el pasivo corriente decrece un 48,61% y el corriente aumenta un 1,80%.

El rubro más representativo de la empresa son las Inversiones en asociadas, posicionado en 8,69 billones COP, equivalente al 38,97% de los activos totales. El siguiente rubro más significativo son las Inversiones en subsidiarias por valor de 7,80 billones COP, equivalente al 34,96% de los activos totales; seguido de la propiedad planta y equipo por valor de 2,79 billones COP, equivalente al 12,49%.

Comparado con la vigencia anterior, se encuentra que, la composición, según su importancia en el activo en cuanto al valor fue la siguiente: efectivo y equivalentes al efectivo por valor de 304 807 millones COP y las cuentas por cobrar a partes relacionadas corrientes por 1,51 billones COP; seguida de las operaciones de cobertura por 107 108 millones COP.

Las inversiones del prestador en entidades asociadas tuvieron un crecimiento del 0,98% entre los años 2020 y 2021, alcanzando un total de 8,69 billones COP, lo cual es un resultado del método de participación patrimonial. Así mismo, las inversiones en subordinadas presentaron una variación del 11,20%, llegando a los 7,80 billones COP para el año 2021.

Tabla 6. Inversiones partes relacionadas 2021.

CONCEPTO FINANCIERO	Número de empresas relacionadas	2021 (billones COP)
Inversiones en subsidiarias	10	7,80
Inversiones en asociadas	8	8,69
Total de inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	18	16,48

Fuente: XBRL SUI – elaboración DTGE.

Las obligaciones financieras representaron, en el año 2021, un 28,20% del total de los pasivos, con un valor de 6,29 billones COP, y una variación de -0,48% frente al año 2020. Este comportamiento obedece a las fuentes de financiación adquiridas con créditos bancarios, emisión de bonos y otros acreedores.

Por otra parte, respecto a la actividad de transmisión, vigilada y sujeta de inspección por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), se presenta el estado de situación financiera del servicio de energía reportado al SUI, así:

Tabla 7. Estado de Situación Financiera Servicio de Energía. Comparativos 2020 – 2021.

CONCEPTO FINANCIERO	2021 (millones COP)	2020 (millones COP)	Análisis vertical (%)	Análisis horizontal (%)
Efectivo y equivalentes al efectivo	6.534	1.887	0,22	246,33
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes	56.450	50.726	1,87	11,28
Inventarios corrientes	18.013	16.064	0,60	12,14
Activos por impuestos corrientes	0	2.380	0	-100,00

CONCEPTO FINANCIERO	2021 (millones COP)	2020 (millones COP)	Análisis vertical (%)	Análisis horizontal (%)
Otros activos no financieros corrientes	2.369	4.686	0,08	-49,45
Total de activos corrientes	83.366	75.742	2,76	10,07
Propiedades, planta y equipo	2.738.322	2.416.620	90,57	13,31
Propiedad de inversión	112	369	0,00	-69,67
Otras cuentas comerciales por cobrar no corrientes	12.668	7.092	0,42	78,62
Activos intangibles distintos de la plusvalía	0	83.524	0	-100,00
Otros activos financieros no corrientes	0	5.551	0	-100,00
Otros activos no financieros no corrientes	188.909	0	6,25	0
Total de activos no corrientes	2.940.012	2.513.157	97,24	16,98
TOTAL DE ACTIVOS	3.023.378	2.588.899	100,00	16,78
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	7.242	8.120	0,24	-10,82
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes corrientes	45.631	48.965	1,51	-6,81
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	7.961	6.883	0,26	15,66
Obligaciones financieras corrientes	3.836	2.656	0,13	44,44
Otros pasivos no financieros corrientes	0	243	0	-100,00
Total de pasivos corrientes	64.669	66.866	2,14	-3,29
provisiones no corrientes	29.271	25.683	0,97	13,97
Pasivo por impuestos diferidos	62.088	60.611	2,05	2,44
Obligaciones financieras no corrientes	517.929	811.526	17,13	-36,18
Total de pasivos no corrientes	609.288	897.820	20,15	-32,14
TOTAL DE PASIVOS	673.957	964.687	22,29	-30,14
Capital emitido	433.740	176.780	14,35	145,36
Prima de emisión	480.329	0	15,89	0
Ganancias acumuladas	491.796	693.952	16,27	-29,13
Otras reservas	943.556	753.482	31,21	25,23
TOTAL DE PATRIMONIO	2.349.421	1.624.213	77,71	44,65

Fuente: XBRL SUI – elaboración DTGE.

En cuanto al estado de situación financiera del servicio de energía eléctrica, en la vigencia 2021, el GEB SA ESP, tuvo un activo total de 3,02 billones COP, con un crecimiento del 16,78% frente al año 2020, de los cuales 83 366 millones COP corresponden a activo corriente y 2,94 billones COP a los activos no corrientes; así mismo, del total de 673 957 millones COP de los pasivos, 64 669 millones COP, corresponde a pasivos corrientes y 609 288 millones

COP a pasivos no corrientes. El patrimonio total se ubicó en 2,35 billones COP, con un crecimiento del 44,65% frente al 2020 y pesando un 77,71% del activo total.

El crecimiento del activo total se desglosa en un incremento del 10,07% del activo corriente y del 16,98% el no corriente (teniendo este último un peso del 97,24% en el total del año 2021).

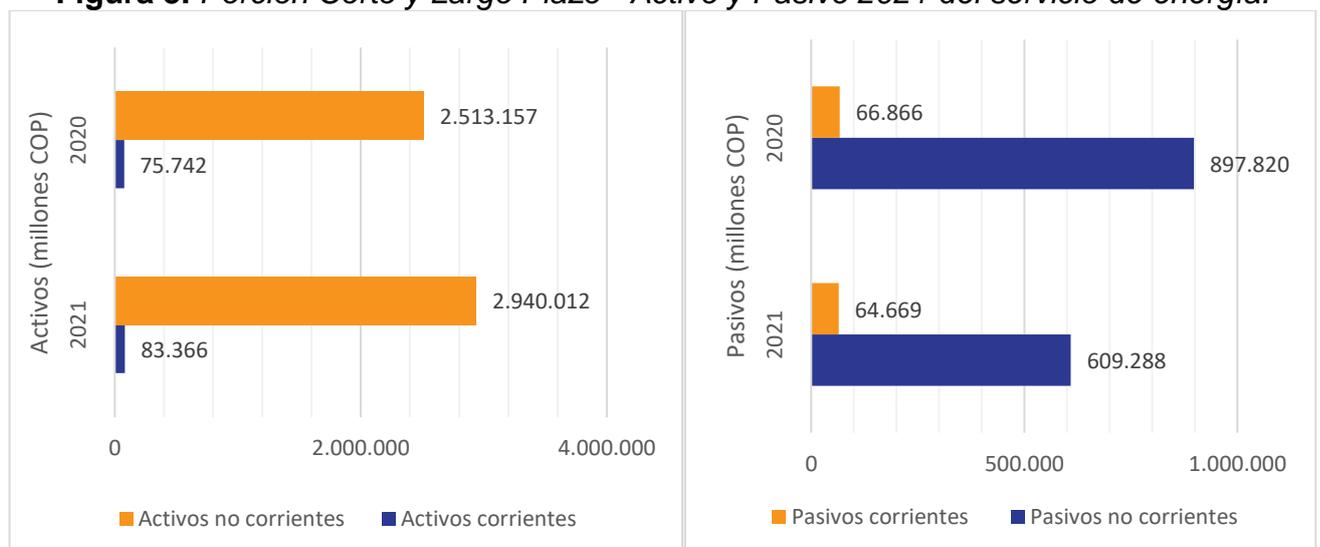
El pasivo corriente presentó una variación del -3,29%, ubicándose en 64 669 millones COP en el año 2021. Por su parte, el pasivo no corriente tuvo un decrecimiento de 32,14% (pesando un 20,15% del activo total).

En la siguiente sección se detallan los principales componentes que explican los crecimientos mencionados en cada rubro.

4.4.2.1.1 Activos

En cuanto al estado de situación financiera del servicio de energía, en la vigencia 2021, de los 3,02 billones COP del activo, 83 366 millones COP corresponden a parte corriente, dejando el restante de 2,94 billones COP al activo a largo plazo; la Figura 3 muestra la composición a corto y largo plazo del Activo y Pasivo.

Figura 3. Porción Corto y Largo Plazo - Activo y Pasivo 2021 del servicio de energía.



Fuente: XBRL SUI – elaboración: DTGE.

El rubro más representativo en el servicio de energía es la propiedad planta y equipo por 2,74 billones COP, equivalente al 90,57% del total del activo. A 31 de diciembre de 2021 se acumula una depreciación de 173 092 millones COP. Con relación a la vigencia anterior, se presenta un crecimiento del 13,31%, incremento, debido, principalmente, al aumento de las construcciones en curso (proyectos de inversión convocatorias UPME; SAP Hanna y Mantenimientos mayores) por un total de 287 018 millones COP llegando a 1,85 billones COP en el año 2021; seguido de redes, líneas y cables que presentaron un aumento de 47 952 millones COP, alcanzando los 436 881 millones COP.

Tabla 8. Composición Propiedad Planta y Equipo Servicio de Energía. 2020 – 2021.

PROPIEDADES PLANTA Y EQUIPO	2020 (millones COP)	2021 (millones COP)
Terrenos	15.813	15.813
Construcciones en Curso	1.559.109	1.846.128
Componente /repuestos equipos comunicaciones	1.735	1.735
Edificaciones	15.235	17.350
Plantas y Ductos	539.777	565.103
Redes Líneas y Cables	388.929	436.881
Maquinaria y Equipo	3.710	285
Muebles Enseres y Equipo Oficina	2.478	2.867
Equipo Comunicación y Computación	5.670	52
Equipo de Transporte Tracción y El	290	290
Derechos de Uso NIIF-16	0	13.038
Depreciación Acumulada (Cr)	-116.126	-161.221
Total Propiedad Planta y Equipo Servicio de Energía	2.416.620	2.738.322

Fuente: GEB SA ESP – elaboración DTGE.

Con relación a las cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes del servicio de energía, que ascienden a 56 450 millones COP, según las notas de los estados financieros corresponden a cuentas por cobrar: transmisión de energía por 55 963 millones COP; deudas de difícil cobro por 818 millones COP; otros deudores 3190 millones COP, y Provisión Prestación Servicio STN por -3521 millones COP.

Los otros activos no financieros no corrientes a 31 de diciembre de 2021, por valor de 188 909 millones COP, corresponden a cargos diferidos por 15 867 millones COP, y 173 042 millones COP a software aplicativo y servidumbres.

La variación del efectivo y equivalentes al efectivo, en el servicio de energía, correspondiente a 246,33%, de acuerdo con lo manifestado por la empresa, corresponde a: *«la reclasificación de 55 925 millones depósitos judiciales por la imposición de servidumbres. Al 31 de diciembre de 2020 estos depósitos hacían parte de las construcciones en curso»*.

4.4.2.1.2 pasivos

En el año 2021 el total de pasivos del servicio de energía de GEB alcanzó los 673 957 millones COP, reduciéndose en un 30,14%, con una participación de 22,3% sobre el activo. Esta variación obedece, principalmente, al decrecimiento de las obligaciones financieras no corrientes, que pasan de 811 526 millones COP a 517 928 millones COP, con un peso sobre el total del activo de 17,13%, presentando una reducción del -36,18%, debido, principalmente, según lo manifestado por la empresa a: *«reclasificación a patrimonio de obligaciones financieras con el segmento corporativo \$294.166 saldo a diciembre de 2020»*.

Las cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes corrientes presentan una reducción del -6,81%, ubicándose en 45 631 millones COP para el año 2021, compuestas por: proveedores, con 9 703 millones COP; acreedores por 18 338 millones COP; otras cuentas por pagar por 11 768 millones COP, y cuentas por pagar a entidades relacionadas por 5 822 millones COP; que se explica, principalmente, por el pago a proveedores y contratistas.

4.4.2.1.3 Patrimonio

En el año 2021, el patrimonio del GEB se ubicó en 2,35 billones COP, lo que representa un crecimiento del 44,65% con respecto al año anterior, además de una participación del 77,71% del activo total. Las otras reservas presentan un crecimiento del 25,23%, crecimiento que obedece a la apropiación de las reservas por utilidades del año 2020.

En el servicio de energía, el capital emitido por la empresa presentó un incremento del 145%, llegando a los 433 740 millones COP en el año 2021. Según lo manifestado por el prestador en los documentos remitidos en el marco de la evaluación integral, este comportamiento se debe a futuras capitalizaciones de las obligaciones financieras.

4.4.2.1.4 Estado de resultados integral

Teniendo en cuenta que la actividad del GEB SA ESP, en el servicio de energía, es la transmisión en el STN, a continuación, se realiza el análisis de las principales variaciones del Estado de Resultados Integral.

Tabla 9. Estado de Resultados Integral Servicio de energía Comparativos 2020 – 2021.

CONCEPTO FINANCIERO	2021 (millones COP)	2020 (millones COP)	Análisis vertical (%)	Análisis horizontal (%)
Ingresos de actividades ordinarias	598.429	570.071	100,00	4,97
Costo de ventas	192.633	179.029	32,19	7,60
Ganancia bruta	405.796	391.042	67,81	3,77
Otros ingresos	2.198	7.009	0,37	-68,63
Gastos de administración	34.044	33.192	5,69	2,57
Otros gastos	2.452	2.459	0,41	-0,29
Ganancia (pérdida) por actividades de operación	371.499	362.399	62,08	2,51
Ganancias (pérdidas) derivadas de la posición monetaria neta	0	-2.560	0	-100,00
Ingresos financieros	2.162	0	0,36	0
Costos financieros	26.998	27.417	4,51	-1,53
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	346.663	332.422	57,93	4,28
Gasto (ingreso) por impuestos	40.291	5.017	6,73	703,09
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	306.372	327.405	51,20	-6,42
Ganancia (pérdida)	306.372	327.405	51,20	-6,42

Fuente: SUI XBRL– elaboración DTGE.

En el año 2021, los ingresos por actividades ordinarias del GEB fueron de 598 429 millones COP, con un crecimiento del 4,97% frente al 2020, ocasionado por el incremento en la prestación servicio de transmisión, que, de acuerdo a la nota 28 de los Estados financieros, corresponde a: «los servicios facturados principalmente a XM Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P., como administrador y liquidador de cuentas del Sistema de Transmisión Nacional, por el uso de líneas y redes de la Empresa para transmisión de energía en Colombia».

El costo de ventas se incrementó en un 7,60%, pasando de 179 029 millones COP a 192 633 millones COP, debido, principalmente, al incremento en las depreciaciones por valor de 6280 millones COP; seguido por el incremento en las contribuciones por valor de 3653 millones COP, e incremento de beneficios a empleados 5024 millones COP y reducción de costos generales por 1468 millones COP.

Los otros ingresos tuvieron una reducción del -68,63%, pasando de 7009 millones COP a 2198 millones COP, disminución que, de acuerdo con lo manifestado por la empresa, «obedece a que en 2020 se recibieron indemnizaciones por seguros de \$3.582, durante 2021 no se tuvieron estos ingresos».

La ganancia bruta tuvo una variación positiva del 3,77%, llegando a 405 796 millones COP. La utilidad neta fue de 306 372 millones COP, decreciendo un - 642% y representando un 51,20% del ingreso total.

4.4.2.1.5 Flujo de efectivo

Tabla 10. Flujo de efectivo servicio energía 2021.

CONCEPTO FINANCIERO	2021 (millones COP)	2020 (millones COP)
Ganancia (pérdida)	306.372	327.405
Flujo de efectivo - Actividades de operación	412.293	258.577
Flujo de efectivo - Actividades de inversión	-752.399	-299.908
Flujo de efectivo - Actividades de financiación	-31.446	-32.695
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	1.887	10.523
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	6.534	1.887

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

Durante el año 2021, el efectivo disponible por parte de la empresa aumentó en 4647 millones COP, quedando un total de 6534 millones COP. Este incremento obedece a un flujo neto de efectivo positivo en las actividades de operación por 412 293 millones COP, en las actividades de inversión de 752 399 millones COP, y las de financiación en 31 446 millones COP.

4.4.2.2 Evaluación de la gestión y modelo de riesgo

Tabla 11. Evaluación de la gestión - Comparativos 2020 – 2021.

CONCEPTO FINANCIERO	2021	2020	Referente CREG 2021	Evaluación
Razón Corriente (veces)	1,29	1,13	>= 4,69	No Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar (días)	34,43	32,48	<=19,3	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar (días)	86,46	99,83	<=16,58	No Cumple
Margen Operacional %	71%	71%	>=74,0%	No Cumple
Cubrimiento de gastos financieros (veces)	15,7	14,9	>=14,26	Cumple

Fuente: SUI – elaboración DTGE

La evaluación de la gestión es realizada anualmente por esta Superintendencia, a partir de lo dispuesto en las Resoluciones CREG 072 de 2002 y 034 de 2004, y sirve como un instrumento de análisis y medición de la robustez y calidad de la gestión empresarial de los prestadores del servicio público domiciliario. Adicionalmente, se busca que los auditores externos de gestión puedan utilizar estos criterios como base para sus propios análisis financieros.

Los resultados de la evaluación de la gestión del año 2021, que se realiza con base en los referentes calculados con la metodología CREG, para cinco indicadores financieros, muestran que GEB cumple con el de cubrimiento de gastos financieros, alcanzando un valor 15,7 veces, frente al 14,26 que se toma como referente mínimo.

Como se puede observar en la Tabla 11, la empresa no cumple con cuatro de los cinco referentes. A pesar de que no cumplen con los referentes, no presentan una situación crítica o de alerta.

4.4.2.2.1 Modelo de riesgo

Para el año 2021 el prestador alcanza un nivel de riesgo de 0, lo cual se considera como bajo. Esta clasificación se obtiene a partir del modelo establecido en las Resoluciones CREG mencionadas previamente con las que se realiza la evaluación de la gestión. Se evalúan nueve indicadores financieros sobre los cuales se calcula un promedio ponderado y se establece una comparación a través de un proceso de clústeres. Cabe aclarar que, para este prestador, su

grupo de comparación estuvo conformado por un total de 115 empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica en Colombia.

La Tabla 12 muestra los resultados alcanzados en cada indicador y su ponderación en el modelo, asignándose un uno (1) cuando no se cumple el referente¹ y cero (0) en caso contrario. Al final se presenta el puntaje general, denominado «Y», el cual va en una escala de 0 a 1, donde el nivel de riesgo se mide de forma creciente.

Tabla 12. Resumen de indicadores evaluados en el modelo de riesgo 2021.

Indicador	Valor del prestador	Referente	Ponderación
ROA	13,97	≥ 0	0
ROE	15,12	≥ 0	0
Flujo de caja sobre activos	3,09	≥ 0	0
Ciclo operacional	-52,02	≤ 0	0
Cubrimiento de gastos financieros	16,65	≥ 1	0
Razón corriente	1,29	≥ 1	0
Patrimonio sobre activos	77,7	$\geq 43,39$	0
Pasivo corriente sobre pasivo total	9,59	$\leq 46,47$	0
Activo corriente sobre activo total	2,75	$\geq 29,42$	1
Y			0,12
Nivel de riesgo			0

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

De los nueve indicadores evaluados, el prestador cumple ocho en relación con el referente de las Resoluciones CREG 072 de 2002 y 034 de 2004. El activo corriente sobre activo total es de 2,75.

¹ Cabe anotar que estos referentes son fijos y no guardan relación con los de la evaluación de la gestión, que se actualizan cada año y dependen de la actividad del prestador.

4.4.2.2 Informe AEGR

De acuerdo con la información cargada por el AEGR, BELLICORP SAS, con base en los análisis realizados para la vigencia 2021, en cuanto a la viabilidad financiera dice:

«(...) el análisis de los estados financieros comparativos del 2021 con el 2020 y los indicadores de gestión y de riesgos del año 2021, permiten concluir de manera razonable que la empresa es viable, no se evidencian riesgos significativos que puedan comprometer la viabilidad financiera de la Empresa, ni la prestación de los servicios y su continuidad futura como negocio en marcha.

El Flujo de Caja generado por la operación es positivo para el periodo de las proyecciones, por lo que la AEGR no evidencia dificultades de tipo financiero para mantener la continuidad del negocio (...).»

4.4.3 Aspectos técnicos

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

4.4.3.1 Descripción general

La empresa GEB SA ESP es el segundo agente transmisor más grande en Colombia, contando con, aproximadamente, el 20% del porcentaje de participación en ingresos del mercado de transmisión. Lo anterior, con 1690 km de líneas en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) y 28 subestaciones con activos GEB en el STN y en el Sistema de Transmisión Regional (STR). Además de operar dos centros de control, actuando uno como respaldo del otro, garantizando la supervisión en tiempo real de aproximadamente 42 000 señales y la operación remota de los activos de su propiedad.

Por otra parte, esta empresa tiene una connotación muy importante en el país, pues los proyectos de expansión en transmisión que actualmente está ejecutando, materializarán la conexión de los grandes proyectos de generación con Fuentes No Convencionales de Energía

Renovable (FNCER) en la Guajira, además de tener un crecimiento significativo a mediano plazo, como se muestra en el diagrama de la Figura 4.

Figura 4. *Activos en operación y proyectos en ejecución GEB.*



Fuente: Elaboración propia a partir de información GEB.

A partir de la Figura 4, es posible establecer que, el GEB, se proyecta para el 2025 a aumentar sus líneas de transmisión en un 141 % y las subestaciones con activos de GEB en un 67,8%, mediante 10 proyectos de expansión que, actualmente, se encuentran en ejecución, tanto en el STN como en el STR.

Además, es preciso indicar que, el GEB, cuenta con infraestructura de transmisión de energía eléctrica desagregada en 4 regionales, y, por ende, el esquema de mantenimiento que se presentará en las siguientes secciones, corresponde a esta categorización por regionales como se muestra a continuación:

- Regional Norte: Está conformada por 17 subestaciones, categorizadas como: nueva, existente y en ampliación, como se muestra en la Figura 5.

Figura 5. Regional Norte GEB.



Fuente: GEB.

- Regional Occidente: Está conformada por 5 subestaciones, categorizadas como: nueva, existente y en ampliación, como se muestra en la Figura 6.

Figura 6. Regional Occidente GEB.



Fuente: GEB.

- Regional Centro: Está conformada por 17 subestaciones, categorizadas como: nueva, existente y en ampliación, como se muestra en la Figura 7.

Figura 7. Regional Centro GEB.



Fuente: GEB.

- Regional Sur: Está conformada por 7 subestaciones, categorizadas como: nueva, existente y en ampliación, como se muestra en la Figura 8.

Figura 8. Regional Sur.



Fuente: GEB.

Finalmente, se presenta el resumen de la infraestructura que, actualmente, opera el GEB, correspondiente a tres (3) subestaciones de 500 kV, veintitrés (23) subestaciones en el nivel de tensión 220 – 230 kV y dos (2) subestaciones en el nivel de tensión 115 kV en el STN. Así mismo, posee veintisiete (27) líneas de transmisión, respecto a lo cual es preciso indicar que nueve (9) de ellas son compartidas en cierto porcentaje con otros agentes, como se muestra en la Tabla 13.

Tabla 13. Listado de activos de transmisión operados por GEB.

Ítem	Subestación	Líneas de transmisión	Compartido	Porcentaje GEB (%)
1	ALFEREZ 230 KV	CIRCO - GUAVIO 1 230 kV	No	100
2	ALTAMIRA 230 KV	CIRCO - GUAVIO 2 230 kV	No	100
3	ARMENIA 230 KV	CIRCO - TUNAL 1 230 kV	No	100
4	BALSILLAS 230 KV	LA GUACA - LA MESA 1 230 kV	No	100
5	BETANIA 230 KV	LA GUACA - LA MESA 2 230 kV	No	100
6	BOLÍVAR 220 KV	LA GUACA - PARAISO 1 230 kV	No	100
7	CARTAGENA 220 KV	LA GUACA - PARAISO 2 230 kV	No	100
8	CIRCO 230 KV	BETANIA - ALTAMIRA 1 230 kV	No	100
9	EL COPEY 230 KV	ALTAMIRA - RENACER 1 230 kV	No	100
10	GUAVIO 230 KV	MOCOA (JUNÍN) - JAMONDINO 1 230 kV	No	100
11	JAMONDINO 230 KV	SAN MATEO (BOGOTA) - TUNAL 1 230 kV	No	100
12	LA GUACA 230 KV	GUAVIO - LA REFORMA 1 230 kV	No	100
13	LA LOMA 500 KV	LA REFORMA - TUNAL 1 230 kV	No	100
14	LA MESA 230 KV	BETANIA - TESALIA 1 230 kV	No	100
15	NOROESTE 230 KV	JAMONDINO - TESALIA 1 230 kV	No	100
16	OCAÑA 500 KV	ALTAMIRA - TESALIA 1 230 kV	No	100
17	PARAISO 230 KV	LA REFORMA - TUNAL 2 230 kV	No	100
18	RENACER 230 KV	NUEVA ESPERANZA - PARAISO 1 230 kV	Si	61
19	REFORMA 230 KV	NUEVA ESPERANZA - PARAISO 2 230 kV	Si	61
20	RÍO CORDOBA 220 KV	NUEVA ESPERANZA - SAN MATEO (BOGOTÁ) 1 230 kV	Si	61
21	SAN BERNARDINO 230 KV	CIRCO - NUEVA ESPERANZA 1 230 kV	Si	88
22	SAN MATEO (BOGOTA) 230 KV	BOLÍVAR - CARTAGENA 2 220 kV	No	100
23	TERMOCANDELARIA 220 KV	ARMENIA - LA VIRGINIA 1 230 kV	Si	59
24	TESALIA 230 KV	ARMENIA - LA HERMOSA 1 230 kV	Si	99

Ítem	Subestación	Líneas de transmisión	Compartido	Porcentaje GEB (%)
25	TULUNI 230 KV	GUAVIO - SURIA (DELSUR) 1 230 KV	Si	69
26	TUNAL 230 KV	JAMONDINO - PIMAMPIRO 3 230 KV	Si	59
27	TUNAL 115 KV	JAMONDINO - PIMAMPIRO 4 230 KV	Si	59
28	NOROESTE 115 KV	N/A	No	N/A

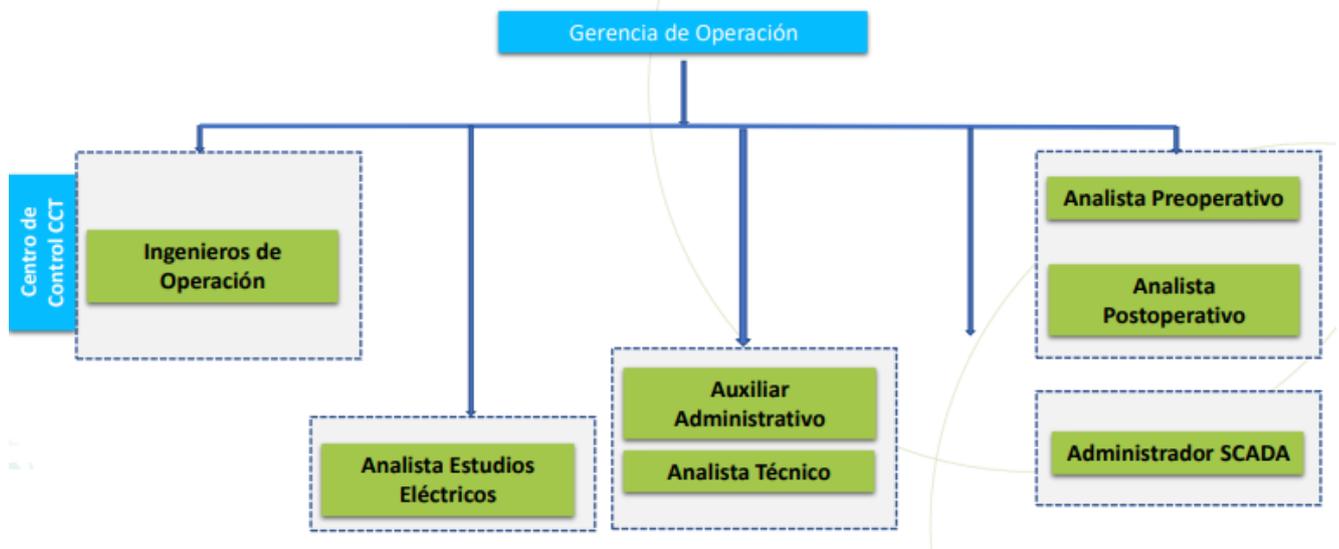
Fuente: Elaboración propia a partir de información GEB.

4.4.3.1.1 Operación

La operación de la infraestructura del GEB se realiza a través de una gerencia particular que tiene como objetivo operar de forma segura y confiable el sistema eléctrico mediante la planeación, supervisión, control y evaluación de la operación de los activos. Lo anterior, para cumplir con los indicadores de calidad establecidos por la regulación vigente.

La Gerencia de Operación está compuesta por un gerente, siete ingenieros de operación, dos analistas de operación, un especialista de estudios eléctricos, un supervisor SCADA, un técnico de operación y un apoyo logístico. Lo anterior, bajo el esquema que se muestra en la Figura 9.

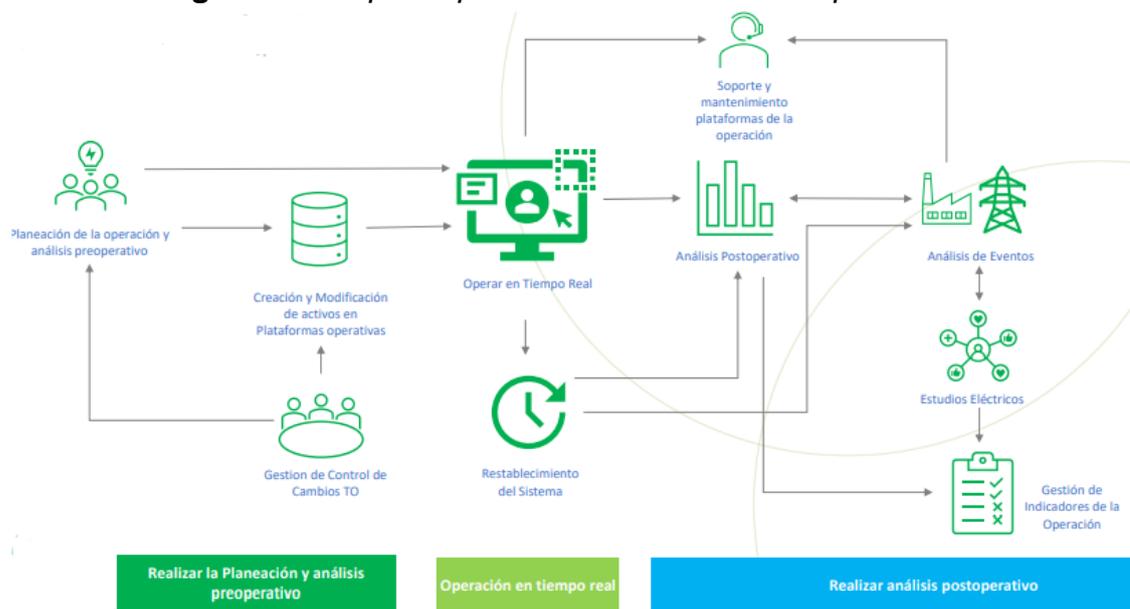
Figura 9. Gerencia de Operación GEB.



Fuente: GEB.

Desde la gerencia de operación del GEB se definió el mapa de procesos para realizar las actividades correspondientes a planeación y análisis preoperativo, operación en tiempo real y análisis posoperativo. Lo anterior se muestra en la Figura 10.

Figura 10. Mapa de procesos – Gerencia de Operación.



Fuente: GEB.

En el marco de esta evaluación integral, GEB remitió a la Superintendencia 12 procedimientos documentados para la operación de la infraestructura, de los cuales se seleccionaron 2 procedimientos por criterios asociados a eventos que se presentaron en el STN durante el año 2021. Lo anterior, con el objetivo de revisar y evaluar detalladamente la aplicación de los procedimientos que se presentan a continuación:

4.4.3.1.2 GOP-PRO-005 Análisis de eventos

Este es un procedimiento que tiene el objetivo de desarrollar el análisis de eventos y fallas especiales ocurridas en el sistema eléctrico del GEB de manera que se puedan establecer causas, generar correctivos y responsabilidades frente a la ocurrencia de eventos no programados sobre la infraestructura de GEB. Los registros de los resultados obtenidos mediante la aplicación del procedimiento se almacenan de acuerdo con la estructura definida

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

en su sistema de gestión documental y en cumplimiento a los tiempos definidos en la regulación vigente.

Este procedimiento inicia con la revisión del informe de cálculo ENS, con el registro del evento en bases de datos y termina con reportar estado acciones y recomendaciones. El ámbito de aplicación es en la Sucursal de Transmisión del GEB.

Para la aplicación de este procedimiento, la SSPD seleccionó el evento 2021-1745, con el propósito de validar los registros resultados de las actividades concernientes a la elaboración del informe de análisis del evento y la realización de ajustes al mismo. Al respecto, la empresa aportó la información y la trazabilidad en la misma, demostrando dar cumplimiento a sus procedimientos de operación, a los Acuerdos CNO y a la regulación vigente.

Por otra parte, la Superintendencia seleccionó el evento 2021-0057, identificando en el informe técnico de este evento que GEB no suministró información técnica ni informe al CND que permitiera realizar el análisis de operación de sistemas de protección para este evento. En referencia a esta condición, la empresa, indicó que sí se envió la información técnica y el informe al CND, pero de forma tardía, aportando todas las pruebas que soportan esta condición.

No obstante, se destaca que GEB es una de las empresas con menor número de acciones pendientes, como resultado de eventos por indisponibilidad de sus activos.

4.4.3.1.3 GOP-PRO-007 Coordinación de protecciones

Este es un procedimiento que tiene por objeto, adelantar los estudios correspondientes al ajuste y coordinación de protecciones del sistema de transmisión de propiedad de GEB. Sin embargo, de acuerdo con lo indicado por la empresa, este procedimiento ya no está vigente, pues se generó una actualización que incorporó el alcance de este procedimiento dentro de otro macro procedimiento referente a estudios eléctricos, que corresponde al GOP-PRO-010 Estudios Eléctricos.

Así, el procedimiento de estudios eléctricos inicia con el análisis de la información de operación del sistema eléctrico o con el requerimiento de estudios por parte de agentes externos o áreas interesadas del GEB y termina con la emisión de recomendaciones.

Por parte de la Superintendencia se recomendó a GEB, actualizar su sistema integrador de procedimientos, para que allí no se encuentren procedimientos que no están vigentes y que puedan dar lugar a confusiones o errores en el análisis posoperativo o en cualquiera de los procesos de la gerencia de operación.

Globalmente, GEB ha definido una serie de indicadores táctico-estratégicos referentes a la disponibilidad de sus activos y la compensación del ingreso. Sin embargo, en la sección de calidad del servicio, se entregará el detalle de las horas compensadas por GEB respecto a la indisponibilidad de activos que superaron las máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas, siendo este uno de los indicadores regulatorios para transmisión de energía eléctrica.

Finalmente, es importante indicar que el GEB, mediante la gerencia de operación de la sucursal transmisión, lleva a cabo la integración de procesos para gestión de riesgos en los activos que se encuentran en operación, mediante aspectos clave del ciclo de vida del activo y la alineación con la gestión integral de riesgos. Lo anterior se muestra en la Figura 11.

Figura 11. Aspectos clave ciclo de vida del activo.



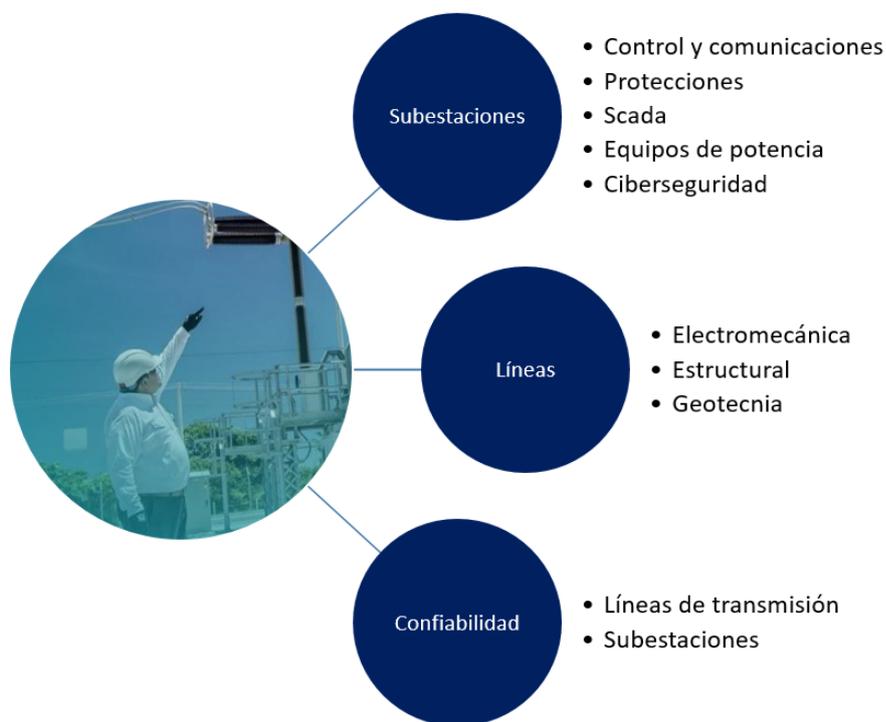
Fuente: Elaboración propia a partir de información GEB.

4.4.3.2 Mantenimiento

Las labores de mantenimiento a la infraestructura que opera el GEB, se realizan desde la gerencia de mantenimiento, con el objetivo de preservar la condición de la infraestructura de transmisión eléctrica a través de la planeación, programación, ejecución y evaluación de las actividades de mantenimiento sobre los activos, para asegurar su disponibilidad, teniendo en cuenta un adecuado balance entre costo, riesgo y desempeño.

Adicionalmente, se destaca la organización por parte de GEB para las actividades de mantenimiento, mediante líneas específicas de conocimiento desagregadas en Subestaciones, líneas y confiabilidad, como se muestra en la Figura 12.

Figura 12. Líneas de conocimiento mantenimiento.

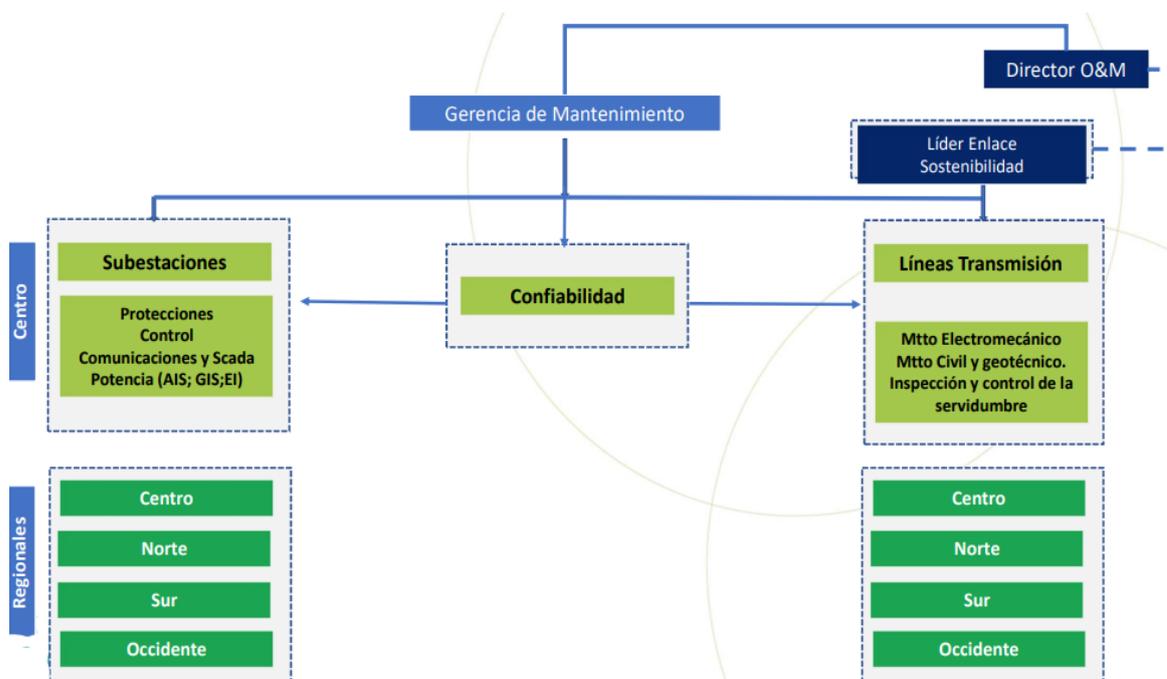


Fuente: Elaboración propia a partir de información GEB.

Esta focalización por líneas de conocimiento, a la vez de integrar dentro de estos procesos el carácter ambiental y social, le ha permitido al GEB ser reconocido de manera internacional, como una empresa sobresaliente y referente en cuanto a buenas prácticas de mantenimiento e indicadores técnicos.

La Gerencia de Mantenimiento está compuesta por un gerente, que tiene a cargo tres grupos que corresponden precisamente a las líneas de conocimiento mostradas en la Figura 12 y se resalta que el equipo de confiabilidad es transversal a los equipos de subestaciones y líneas de transmisión. Además, las labores de mantenimiento se realizan de acuerdo con las regionales en las que GEB opera infraestructura del STN y STR. Lo anterior se muestra gráficamente en la Figura 13.

Figura 13. Gerencia de Mantenimiento.

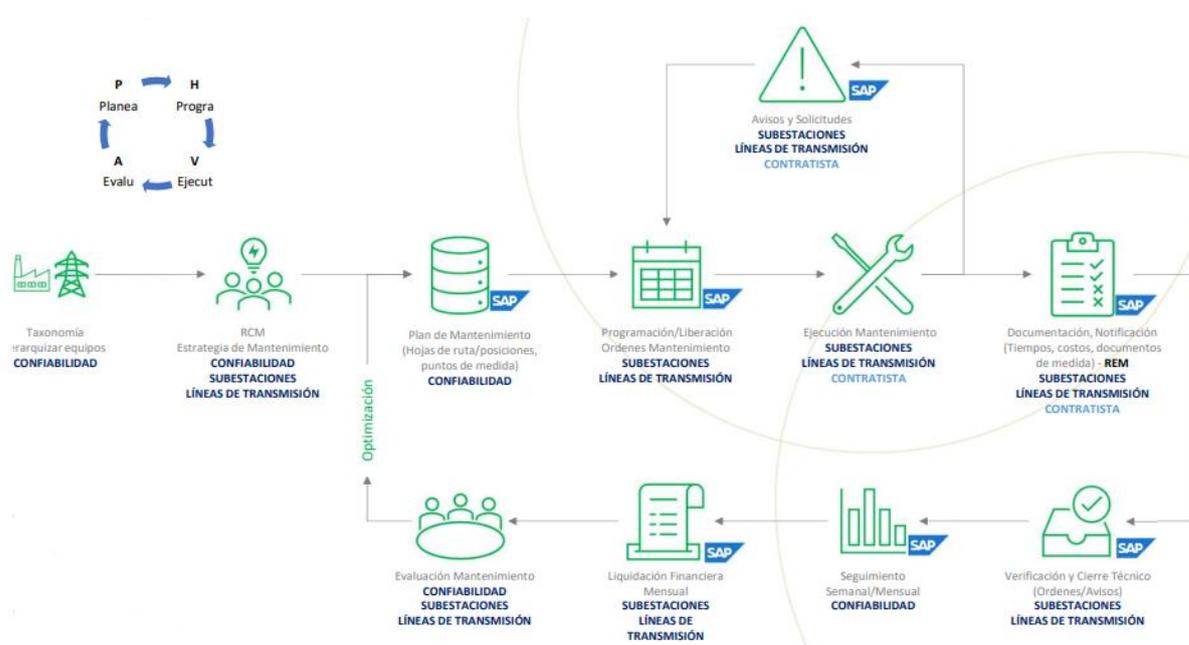


Fuente: GEB.

Es importante indicar que las actividades de planeación y programación de los mantenimientos se realizan directamente por parte de GEB, mientras que la ejecución de los mantenimientos se realiza a través de contratistas. No obstante, el transmisor supervisa y se responsabiliza por todos los procesos asociados al mantenimiento de sus activos.

De igual forma, desde la gerencia de mantenimiento del GEB se definió el mapa de procesos para realizar las actividades correspondientes a la estrategia y ciclo de planear, programar, ejecutar y evaluar. Lo anterior, se muestra en la Figura 14.

Figura 14. Mapa de procesos - Gerencia de Mantenimiento.



Fuente: GEB.

En el marco de esta evaluación integral, GEB remitió a la Superintendencia 36 procedimientos documentados para el mantenimiento de la infraestructura, de los cuales se seleccionaron 2 procedimientos por criterios asociados a la planeación de estrategias de mantenimiento que realiza la empresa y asociado a estas, la gestión de los activos de acuerdo con la criticidad y/o salud del activo. Lo anterior, con el objetivo de revisar y evaluar detalladamente la aplicación de los procedimientos que se presentan a continuación:

4.4.3.2.1 GMA-PRO-011 Planeación de estrategias de mantenimiento del activo

La aplicación de este procedimiento inicia con la actividad de actualizar directrices y definiciones estratégicas y finaliza con socializar el plan estratégico de mantenimiento centrado en la confiabilidad.

La validación de este procedimiento se aplicó en el caso de los mantenimientos realizados al activo Noroeste Condensador Paralelo 01 75 MVAR 115 kV, siendo el activo con mayor número de horas de indisponibilidad, como se expone en la siguiente sección de este documento.

Respecto a lo anterior, se visitó este activo en la subestación Noroeste, comprobando las actividades de mantenimiento que se han realizado para disminuir las horas de indisponibilidad y los distintos estudios eléctricos que hacen parte de las estrategias de mantenimiento, asociadas a determinar las problemáticas operativas del activo. Dentro de las actividades de mantenimiento y renovación que realizó GEB en el año 2021 respecto a este activo, está el suministro y la instalación de bobinas Noroeste 115 kV. En la Figura 15 en la parte izquierda se muestra el banco de condensadores y en la parte derecha se muestran las bobinas que fueron cambiadas.

Figura 15. Banco de condensadores Noroeste 115 kV.



Fuente: DTGE.

No obstante, en la siguiente sección referente a calidad del servicio se detallarán las gestiones realizadas desde la gerencia de mantenimiento con respecto al activo Noroeste Condensador Paralelo 01 75 MVAR 115 kV.

4.4.3.2.2 GMA-PRO-029 Gestión de la criticidad de activos

La aplicación de este procedimiento inicia con la actividad de identificar la necesidad de valoración de criticidad de los activos y finaliza con el registro en el sistema de información de acuerdo con el indicador de criticidad obtenido.

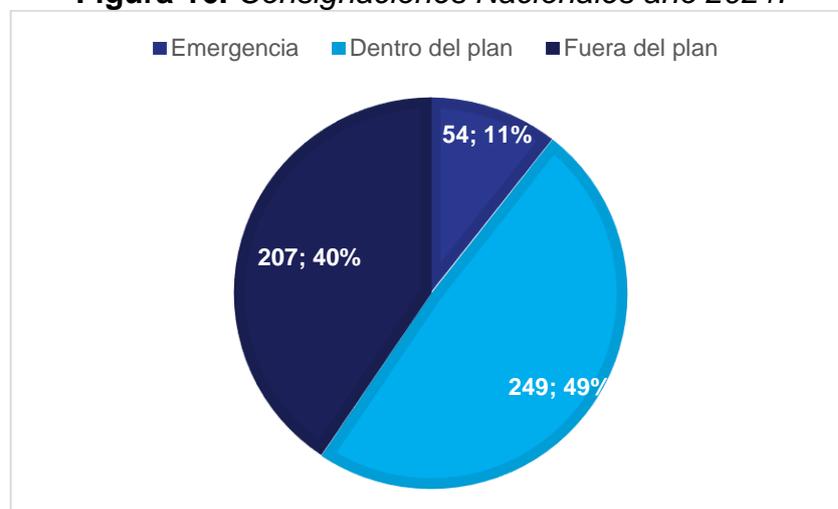
La validación de este procedimiento se realizó en función de la categorización que la gerencia de mantenimiento de GEB efectúa para seleccionar sus activos más críticos y el trámite asociado para cada uno de ellos por la condición que presentan.

Respecto a lo anterior, la empresa explicó los aspectos que se tienen en cuenta para considerar un activo como crítico, entre los cuales se encuentran los ingresos, los costos de renovación, el consolidado financiero, la operación, entre otros. Además, señaló que los indicadores de salud de los activos arrancan con los equipos más costosos.

En este sentido, se comprobó por parte de la Superintendencia que GEB aplica el procedimiento de gestión de la criticidad de activos, y que el resultado de este procedimiento es insumo para los procedimientos asociados a planeación de estrategias de mantenimiento del activo, evaluación del desempeño de los activos y gestión de la ingeniería de confiabilidad.

De otra parte, en cuanto a las consignaciones nacionales que el GEB ejecutó para el año 2021, se tienen un total de 510 consignaciones. La desagregación por emergencia, fuera del plan y dentro del plan de mantenimiento se muestra en la Figura 16, teniendo que un 11% de las consignaciones corresponde a tipificación por emergencia, el 40% corresponde a tipificación fuera del plan y el 49% corresponde a consignaciones dentro del plan semestral de mantenimientos.

Figura 16. Consignaciones Nacionales año 2021.



Fuente: Elaboración propia a partir de información del Sistema Nacional de Consignaciones - SNC.

Adicionalmente, de manera comparativa entre los años 2020 y 2021, se muestran los datos de la Figura 17, teniendo en cuenta que, para el año 2021, se presentaron 93 consignaciones adicionales al año 2020. También se destaca que entre un año y otro el número de consignaciones por emergencia disminuyó pasando de 70 a 54 consignaciones y en cuanto a la tipificación dentro del plan, aumentaron pasando de 181 en el 2020 a 249 en el 2021. Finalmente, las consignaciones fuera del plan aumentaron pasando de 166 a 207.

Respecto a lo anterior, el GEB indicó que, dentro de las buenas prácticas de mantenimiento que se realizan al interior de la empresa, se encuentra planificar la realización de los mantenimientos necesarios para preservar la condición de la infraestructura de transmisión. No obstante, ante la dinámica propia del sistema es necesario y pertinente ejecutar mantenimientos fuera del plan y por emergencia, dentro de lo que la regulación vigente establece, pues estas consignaciones constituyen la solución a un problema para el sistema en el corto plazo y en función de las necesidades sistémicas de los activos.

De acuerdo con la revisión realizada por esta Superintendencia no se identificaron irregularidades en las consignaciones ingresadas por emergencia y fuera del plan para el año 2021. Si bien, cada año cuenta con unas condiciones operativas distintas, se observó una mejora entre los años 2020 y 2021, pues las consignaciones por emergencia se redujeron y las consignaciones dentro del plan aumentaron, dando así un balance general de una buena planificación y ejecución de los mantenimientos por parte de GEB.

Figura 17. Consignaciones Nacionales 2020 vs 2021.



Fuente: Elaboración propia a partir de información del Sistema Nacional de Consignaciones - SNC.

4.4.3.3 Calidad del servicio

La calidad en la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el STN se mide de acuerdo con lo establecido en el capítulo 4 del anexo de la Resolución CREG 011 de 2009, teniendo como factor común la indisponibilidad de los activos. Lo anterior, para garantizar la continuidad y calidad del servicio en la transmisión de energía eléctrica en el STN, dentro de los niveles establecidos en la regulación vigente.

En la Figura 18 se presenta un diagrama que referencia las características de calidad asociadas a la indisponibilidad de activos.

Figura 18. Características de calidad en el STN.



Fuente: Resolución CREG 011 de 2009 – elaboración DTGE.

Teniendo en cuenta lo anterior, en este numeral se analizarán las indisponibilidades de los activos para el STN, durante la vigencia del año 2021, responsabilidad de GEB, identificando los activos con mayor cantidad de horas de indisponibilidad de activos que superaron las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas.

4.4.3.4 Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas – MHAIA

Para identificar los indicadores de calidad en el STN, es necesario, inicialmente, reconocer la metodología que define las metas o valores máximos de indisponibilidad para cada activo. Las MHAIA en el STN están definidas en el numeral 4.3 de la Resolución CREG 011 de 2009.

La Resolución, ibidem, establece que los activos utilizados para la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el STN, relacionados y categorizados en la Tabla 14 no deberán superar en una ventana móvil de doce meses, el número de horas de indisponibilidad establecido en la misma:

Tabla 14. Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad por activo.

Activos	Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad (MHAIA)
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 activos	10

Fuente: Resolución CREG 011 de 2009 – elaboración DTGE.

Otro aspecto por tener en cuenta se encuentra definido en el numeral 4.4 en donde se establece que las MHAIA 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 MHAIA.

Por otra parte, en el numeral 4.8.1 se 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.

Ahora bien, respecto a la revisión normativa antes mencionada, se procede a presentar los datos para el agente transmisor GEB.

4.4.3.5 Horas de indisponibilidad que excedieron las MHAIA para aplicar la compensación

Para el periodo comprendido entre el 01 de enero de 2021 y 31 de diciembre de 2021 se presentaron aproximadamente 1 902 horas compensadas por superar las metas de indisponibilidad de activos, de acuerdo con lo presentado en la Tabla 15.

Tabla 15. HC por superar las MHAIA.

Ítem	Activo	HC
1	NOROESTE CONDENSADOR PARALELO 01 75 MVAR 115 kV	1.118,61
2	MÓDULO BETANIA DIFERENCIAL BARRAS 230 kV	532,12
3	RENACER REACTOR DE BARRA 2 25 MVAR 230 kV	109,03
4	BL2 RIO CORDOBA A FUNDACION 220 KV	66,62
5	BCP1 CONDENSADOR PARALELO NOROESTE 115 kV	27,8
6	TUNAL CONDENSADOR PARALELO 01 75 MVAR 115 kV	25,97
7	RENACER BAHIA REACTOR BARRA 1 25 MVAR 230 kV	15,17
8	BL1 GUAVIO A SURIA (DELSUR) 230 kV	5,98
9	BL2 GUAVIO A CIRCO 230 kV	1,68
Total general		1.902,98

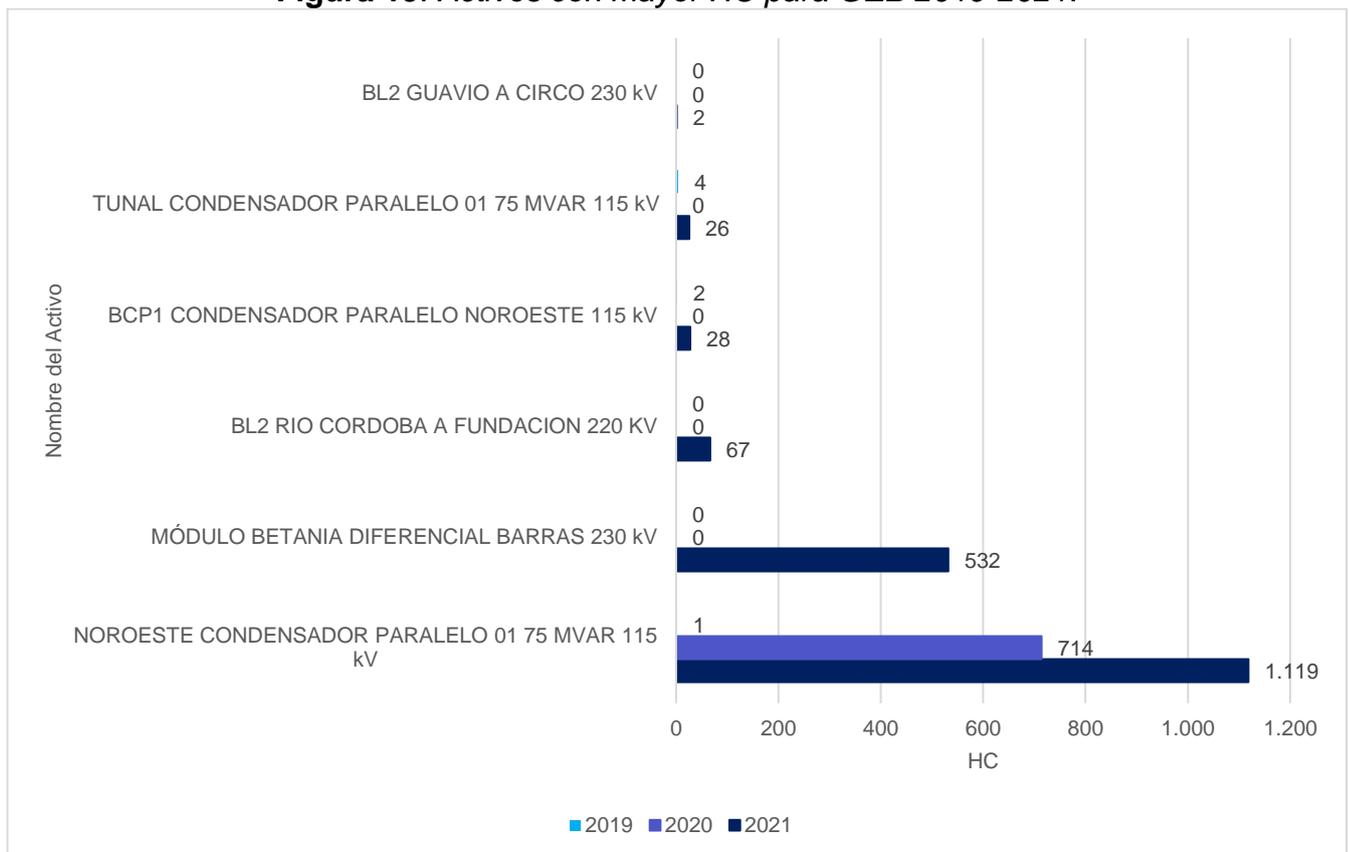
Fuente: Elaboración propia a partir de la información de Herramientas Operativas –HEROPE de XM.

Si bien, es un bajo número de activos que opera GEB los cuales presentan HC, es relevante identificar las condiciones particulares del activo Noroeste Condensador Paralelo 01 75 MVAR 115 kV. Lo anterior por ser el activo que concentra aproximadamente el 58,83 % de horas de indisponibilidad compensada para GEB durante el año 2021.

Adicionalmente, dicho activo tuvo un incremento significativo en cuanto a la indisponibilidad de este, pues, pasó de tener 714 HC en el año 2020, a 1119 HC en el año 2021, representando un 56,72 % de crecimiento de HC entre un año y otro, además de ser el único activo con una

conducta permanente de HC entre ambos años. Esta condición se puede evidenciar en la Figura 19 que muestra los activos con mayor HC para GEB comparativamente entre los años 2019, 2020 y 2021.

Figura 19. Activos con mayor HC para GEB 2019-2021.



Fuente: Elaboración propia a partir de la información de Herramientas Operativas –HEROPE de 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 Noroeste Condensador Paralelo 01 75 MVAR 115 kV, además de la realización de visita en campo a la subestación Noroeste para validar la condición del activo y la disponibilidad de este.

En ese sentido, GEB remitió los soportes asociados al siguiente procedimiento cronológico:

- En el segundo semestre del año 2020, mediante la aplicación del procedimiento interno de GEB: GMA – PRO – 017 Elaboración de Análisis causa raíz y eliminación de Causa

Riesgo, GEB aplicó la matriz de decisión en la cual el elemento disparador del análisis fue la indisponibilidad del activo.

- Durante el tercer trimestre de 2020 y el primer trimestre de 2021, GEB siguió los pasos del procedimiento descrito para validar las hipótesis de causa raíz, e identificó el activo Noroeste Condensador Paralelo 01 75 MVAR 115 kV como un mal actor dentro de los activos que opera y mantiene. Durante este análisis el agente transmisor indicó que, se encontraron problemas en las celdas capacitivas debido a causas de la tensión de trabajo y al efecto de las maniobras de los interruptores sobre estas.
- Con base en el anterior análisis, durante el primer trimestre de 2021 la gerencia de mantenimiento socializó los resultados y finalmente se llevó a Comité de Aprendizaje de la sucursal Transmisión de GEB el 27 de julio de 2021. Allí se presentó la necesidad operativa de renovar el Banco de condensadores Noroeste 115 kV, aprobándose la inversión de este proyecto de renovación por parte del comité de procesos y aprendizaje.
- En el mes de agosto de 2021, de forma alineada con lo presentado en el «Comité de procesos y aprendizaje» GEB inició con el proceso de gestión de ofertas, mediante el cual expuso las condiciones técnicas requeridas a los posibles oferentes, a partir del cual se generaron mesas técnicas para evaluar los diferentes fenómenos eléctricos de armónicos, sobretensiones y sintonización del filtro.
- Con base en la recepción de ofertas, el impacto en las mismas por la condición mundial, y anexando la Ley de garantías por las elecciones en Colombia, GEB identificó un sobrecosto de 936 millones COP versus lo aprobado en el comité de aprendizaje de julio de 2021 (1824 millones COP), razón por la cual no se inició con la ejecución presupuestal aprobada inicialmente para la renovación del activo.
- Para el tercer trimestre del año 2022, conjuntamente entre la sucursal transmisión y la Dirección Planeación y control del Negocio de GEB se realizó una nueva corrida de los casos y las alternativas para mitigar el riesgo de indisponibilidad de este activo. Lo anterior, para analizar nuevamente los escenarios técnicos y financieros con el objetivo de identificar el impacto en los índices del caso de negocio.

- Finalmente, a corte de la visita de la evaluación integral, 14 de octubre de 2022, el GEB confirmó que nuevamente se aprobó realizar la renovación del Banco de condensadores Noroeste 115 kV, sustentada en la aprobación del comité de aprendizaje del año 2021. Por lo anterior, se ajustó el presupuesto 2023 y 2024 para ejecutar esta actividad de renovación.

De conformidad con lo anteriormente expuesto, la Superintendencia analizó y evaluó los soportes a cada etapa del procedimiento, identificando gestión y trámite por parte de GEB para modificar la condición operativa de su activo denominado «mal actor» y por ende reducir las horas compensadas por indisponibilidad de este. No obstante, desde la Superintendencia se continuará el seguimiento realizado a este activo a término de validar la reposición definitiva del mismo y en ese sentido la mejora en las características de calidad de la actividad de transmisión mediante los activos que opera GEB.

Finalmente, es preciso indicar que los resultados de calidad presentados en esta evaluación integral corresponden a los indicadores regulatorios por indisponibilidad de activos y las exclusiones que define el regulador, más no corresponde a los indicadores táctico – estratégicos desarrollados por GEB.

4.4.3.6 Proyectos de expansión

De acuerdo con lo expuesto en la sección de descripción general, el GEB se encuentra ejecutando varios proyectos de expansión en el STR y en el STN, que son de gran importancia para el país. A continuación, se describe cada uno de ellos asociado a la regional a la cual pertenece, y la estimación de las Fechas de Puesta en Operación (FPO).

4.4.3.6.1 Regional centro

Este proyecto pasa por los departamentos de Boyacá y Cundinamarca con un total de 162 km de línea aproximadamente y la construcción de las subestaciones Chivor 230 kV y Norte 230 kV.

➤ **CHIVOR II – NORTE 230 kV (UPME 03 - 2010)**

Este proyecto pasa por los departamentos de Boyacá y Cundinamarca con un total de 162 km de línea aproximadamente y la construcción de las subestaciones Chivor 230 kV y Norte 230 kV.

Figura 20. Proyecto de Transmisión Convocatoria UPME 03 – 2010.



Fuente: GEB.

Adicionalmente, este proyecto representa la expansión de la red en el STN, para atender las necesidades de las áreas centro y oriente, las cuales concentran el 25% de la población colombiana y corresponden al 32% del consumo de energía eléctrica. Este proyecto se origina por la necesidad de atender nueva demanda de energía eléctrica por crecimiento residencial, comercial e industrial de la zona. El GEB declaró como FPO estimada para este proyecto el 25 de junio de 2025.

➤ **SOGAMOSO 500 kV (UPME 01 – 2013)**

Figura 21. Proyecto de Transmisión Convocatoria UPME 01 – 2013.



Fuente: GEB.

El proyecto mostrado en la Figura 21 tiene como alcance la ampliación de la subestación Sogamoso 500 kV y de la subestación Nueva Esperanza 500 kV, además de la construcción de la nueva subestación Norte 500 kV. Este proyecto está constituido por 7 tramos de línea que en total suman, aproximadamente, 383 km, atravesando los departamentos de Santander, Boyacá y Cundinamarca.

Este proyecto se origina en la necesidad de transportar energía desde Sogamoso, en Betulia (Santander) hacia el centro del país, siendo esta una región en permanente crecimiento. El GEB declaró como FPO estimada para este proyecto el 25 de junio de 2025.

➤ **Regional Norte**

Esta es la regional en que GEB está ejecutando la mayor cantidad de proyectos de expansión, 6 en total, 3 de ellos correspondientes a convocatorias públicas y los 3 restantes correspondientes a proyectos de conexión. En este apartado se presenta la generalidad de estos proyectos y los beneficios que representan para el Sistema Eléctrico Colombiano.

➤ **BONDA – RÍO CÓRDOBA 220 kV (UPME STN 10 - 2019)**

Figura 22. Proyecto de Transmisión Convocatoria UPME STN 10 – 2019.



Fuente: GEB.

El proyecto de la Figura 22, tiene como alcance la construcción de una línea de transmisión de 32 km aproximadamente que pasa por los municipios de Santa Marta y Ciénaga, además de sus dos respectivas bahías de línea en las subestaciones Río Córdoba y Bonda.

Este proyecto es de gran importancia para el sistema pues aportará a mitigar los problemas de cargabilidad en la red del STN, mejorando así la confiabilidad y calidad del servicio de energía eléctrica en la costa caribe. El GEB declaró como FPO estimada para este proyecto el 30 de noviembre de 2023.

➤ **COLECTORA 500 kV (UPME STN 06 – 2017)**

Figura 23. Proyecto de Transmisión Convocatoria UPME STN 06 – 2017.



Fuente: GEB.

El proyecto de la Figura 23, es el proyecto más importante que se encuentra ejecutando GEB, pues tiene el propósito de conectar la generación renovable desde La Guajira. Se conectarán 7

parques eólicos con una capacidad de 1050 MW, lo que representa aproximadamente el 10% de la demanda de energía eléctrica del país.

El alcance de este proyecto de expansión en el STN es la construcción de la nueva subestación Colectora 500 kV y la ampliación de las subestaciones Cuestecitas y La Loma a 500 kV. Además, se construirán 475 km aproximadamente de línea de transmisión que pasa por los municipios de La Guajira y Cesar.

Es preciso indicar que para este proyecto GEB construyó una alianza con 217 comunidades indígenas certificadas por el Ministerio del Interior que están en el área de influencia, con el objetivo de desarrollar un trabajo armónico entre la comunidad y el ejecutor del proyecto.

De acuerdo con lo informado por GEB a esta Superintendencia, se estima que la FPO del Proyecto será para julio del 2025. No obstante, se podrían presentar mayores retrasos en estas fechas por la obtención de la licencia ambiental, en función del proceso de consulta previa con comunidades.

Finalmente, en el marco de esta evaluación integral, GEB resaltó la importancia en el liderazgo del Ministerio del Interior a través de la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa para los procesos con comunidades, indicando que desde allí se fundamenta la eficiencia en los procesos que se llevan a cabo con las comunidades para los proyectos de expansión en transmisión y la efectividad que se pueda llegar a tener como resultado de estos procedimientos.

➤ **LA LOMA 110 kV (UPME STR 13 – 2015)**

El proyecto mostrado en la Figura 24 consiste en la construcción de la nueva subestación La Loma 110 kV, dos nuevos módulos de transformación 500/110 kV de 150 MVA cada uno en la subestación La Loma, dos bahías de transformación 110 kV. De otra parte, está la instalación de cuatro bahías de línea de 110 kV, una en la subestación El Paso, una en la subestación La Jagua y dos en La Loma 110 kV. Finalmente, se tiene la instalación de una línea de transmisión en circuito sencillo a 110 kV desde la subestación La Loma 110 kV a la

subestación El Paso 110 kV y una línea de transmisión desde la subestación La Loma a la subestación La Jagua 110 kV, con una transmisión de potencia máxima de 131 MVA y un total aproximado de 50 km de línea.

Este proyecto es de gran importancia para mejorar la calidad y la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica, reduciendo riesgos por alta cargabilidad en la subárea operativa Guajira – Cesar – Magdalena (GCM) y a la vez reduciendo las restricciones eléctricas que se presentan en esta sub – área operativa.

Por último, se prevé que esta infraestructura permita la conexión de grandes usuarios de la región y nuevas plantas de generación, por lo cual este proyecto de expansión es de gran importancia para el país y la visión de crecimiento para el sector eléctrico. El GEB declaró como FPO estimada para este proyecto el 25 de julio de 2025.

Figura 24. Proyecto de transmisión Convocatoria UPME STR 13 – 2015.



Fuente: GEB.

4.4.3.7 Proyectos de conexión

Los proyectos que actualmente ejecuta el GEB por conexión corresponden a la conexión Begonia Power SAS, que tiene como alcance construir en la subestación Cuestecitas 500 kV, dos tercios (2/3) de diámetro en la configuración interruptor y medio, caseta de relés dotadas de servicios auxiliares de corriente directa, dotada de bancos de baterías y cargadores alta frecuencia, instalación de pórticos, extensión de barras y apantallamiento, construcción de filtros y drenajes y extensión de malla puesta a tierra.

Por otra parte, se encuentra el proyecto Conexión La Mina 500 kV en el departamento del Cesar, con alcance conexión al STN de la Mina en la subestación La Loma 500 kV.

Finalmente, el tercer proyecto que ejecuta GEB por conexión es Membrillal 110 kV, que tiene como alcance el diseño, la construcción y puesta en operación de la línea de transmisión Bolívar – Membrillal 1 doble circuito a 110 kV y Membrillal 1 – Reficar (Ecopetrol) doble circuito a 34,5 kV, aproximadamente 20,5 km aproximadamente.

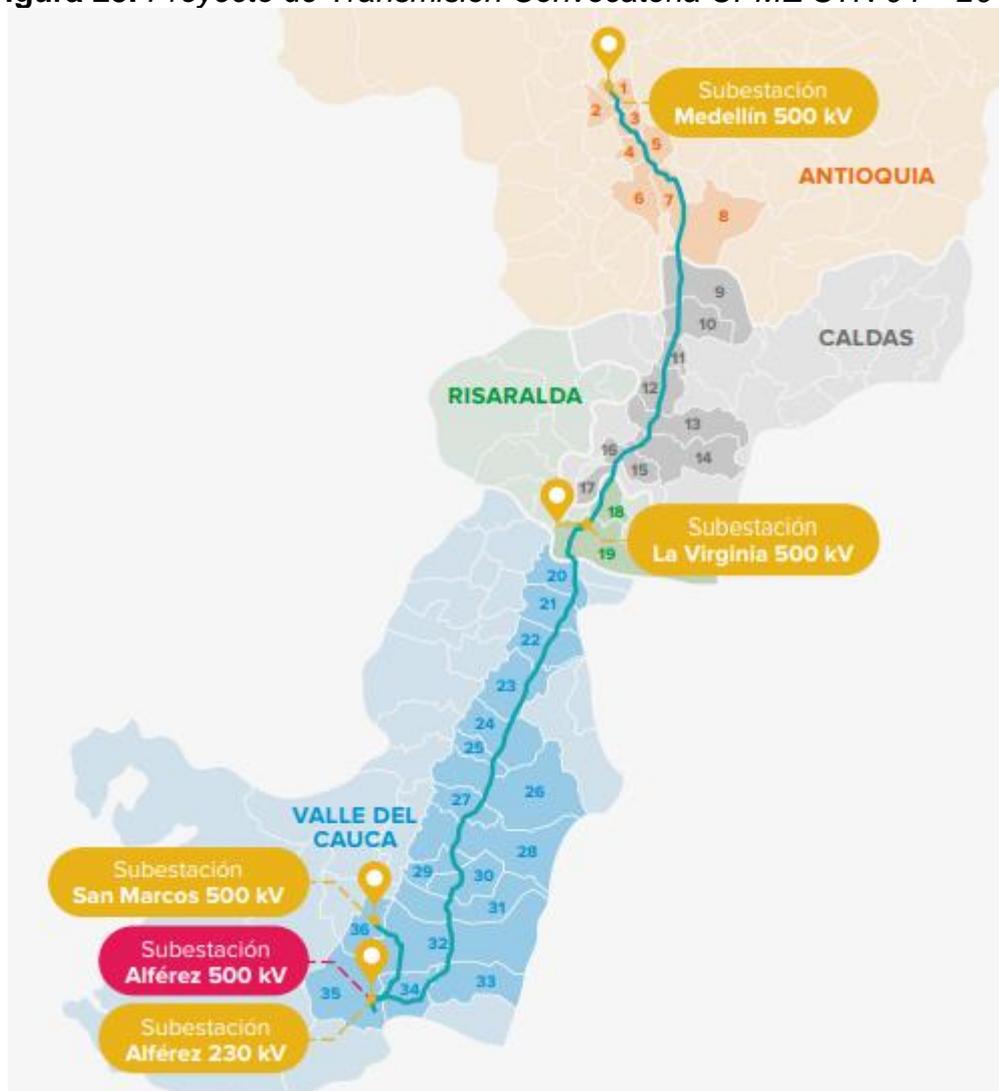
4.4.3.7.1 Regional occidente

➤ Refuerzo suroccidental 500 kV (UPME STN 04 – 2014)

El alcance de este proyecto consiste en la construcción de la subestación Alférez 500 kV y la ampliación y adecuación de las subestaciones Medellín, La Virginia y San Marcos a nivel de 500 kV y la subestación Alférez a nivel de 230 kV. Además, un total de 428 km de líneas de transmisión en 3 tramos que atraviesan los departamentos de Antioquia, Caldas, Risaralda y Valle del Cauca.

El proyecto mostrado en la Figura 25 fortalecerá de manera significativa la transmisión de energía eléctrica en el país, pues es uno de los proyectos de mayor dimensión en la expansión del sistema eléctrico colombiano. Dentro de los beneficios más significativos de esta obra de expansión en el STN, se encuentra la disminución de riesgo de fallas y suspensiones y la conexión de nuevos usuarios. El GEB declaró como FPO estimada para este proyecto junio de 2024.

Figura 25. Proyecto de Transmisión Convocatoria UPME STN 04 – 2014.



Fuente: GEB.

4.4.3.7.2 Regional sur

➤ TESALIA – ALFÉREZ 230 kV (UPME STN 05 – 2009)

Este proyecto consiste en la construcción de la subestación Tesalia 230 KV y la ampliación de la subestación Alférez a 230 kV y aproximadamente 202 km de línea de transmisión en dos circuitos que atraviesan los departamentos de Valle del Cauca, Tolima y Huila, desde la subestación Tesalia a la subestación Alférez 230 kV. Lo anterior se muestra en la Figura 26.

Figura 26. Proyecto de Transmisión Convocatoria UPME STN 05-2009.



Fuente: GEB.

Este proyecto permitirá la conexión entre el departamento del Huila y el suroccidente del país, además de contribuir a la disminución de fallas, apagones y/o suspensiones del servicio de energía eléctrica que se generan por la alta cargabilidad del sistema en Huila, Tolima y Valle del Cauca.

De acuerdo con lo manifestado por GEB en el marco de esta evaluación integral, este proyecto corresponde a un hito de los proyectos en Colombia, por el proceso de desminado que se realizó al tener corredores en lugares geográficos con presencia de grupos armados.

El GEB estima que este proyecto entre en operación dos meses antes de la fecha que se tiene actualmente aprobada por la UPME, correspondiente a enero de 2023. El proyecto actualmente

se encuentra en proceso de realización del estudio de ajustes y coordinación de protecciones, para que sea aprobado por XM y pueda entrar en operación.

4.4.3.8 Proyectos de inversión

Para el año 2021, el GEB realizó iniciativas para renovación de sus activos, desde cada una de las especialidades que se establecen de manera interna en la empresa. Lo anterior, se muestra en la Tabla 16.

Tabla 16. Iniciativas de Renovación GEB 2021.

Líneas de transmisión	Electromecánico	Diseños Reforzamientos OPWG GURE-RETU
		Instalación de aisladores cerámicos a poliméricos en tres torres y dos pórticos subestación Termocandelaria
		Suministro aisladores Poliméricos Río Córdoba, Cartagena, La Loma
	Civil	Monitoreo satelital TORRE 165 - 175 Reforma Tunal
		Caracterización geotécnica y geomorfológica Bonda La Loma Río Córdoba
		Caracterización geotécnica y geomorfológica Tuluní
		Caracterización geotécnica y geomorfológica Tesalia Alférez
		Estabilización Torre 69 Armenia - Provisión Gerencia Proyecto
		Estabilización Torre 225 Teja Almo
		Estabilización Torres 304-332-458 Teja Almo
		Teja Almo 203 RETU
		Estabilización 248 RETU
		Estabilización 239 RETU
		Estabilización 162 GURE
		Estabilización 120-121 GUCI
		Estabilización Torre 2 Termocandelaria
		Diseño Variante Torres 168 - 170 RETU - PCC
		Estudios y diseños Torres 162 Guavio Reforma - 163 Reforma Tunal
		Construcción obras de protección T 94 y 96 TEJA BEAL
		Construcción obras de estabilidad Torre 108 GURE
Civil diseños	Torre 175 RETU (Estudio para Estabilización)	
	Torre 208 RETU (Estudios)	
Subestaciones	Control	Cambio de PC para IHM de Zona Sur, SE Jamondino, SE San Bernardino, SE Betania, SE Altamira.

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

	Potencia	Suministro, instalación y puesta en marcha de Servicios Auxiliares PT cargables SE Tesalia
		Suministro e instalación de Bobinas Noroeste 115kV
		Reacondicionamiento de PT, CT y Descargadores San Mateo – La Guaca
Operación	Centro de control	Actualización SCADA
		Hardware Centro de Control

Fuente: Elaboración propia a partir de la información de GEB.

En el marco de esta evaluación integral y con respecto a lo mostrado en la Tabla 16, el GEB indicó que se contó con un capex de aproximadamente 3000 millones COP para proyectos de estabilidad, en cuanto a temas geotécnicos.

Adicionalmente se validó en campo, los proyectos de inversión: Suministro e instalación de Bobinas en la subestación Noroeste 115 kV, la actualización de SCADA y Hardware centro de control, encontrando veracidad en la información entregada por el agente, además del cumplimiento a su plan de renovación para el año 2021.

De otra parte, es preciso indicar que dentro de la validación que realizó esta Superintendencia al reporte de proyectos de inversión mediante el Formato TC5 de la Resolución SUI - SSPD No. 20212200012515, se encontró que la información reportada para las vigencias 2020 y 2021 estaba incompleta, pues GEB reportó en este formato únicamente los proyectos de expansión y no los proyectos que se ejecutan por iniciativas de renovación.

Por lo anterior, la Superintendencia solicitó a GEB reversar la información del Formato TC5 para contar con la información completa, incluyendo los proyectos ejecutados mediante iniciativas de renovación.

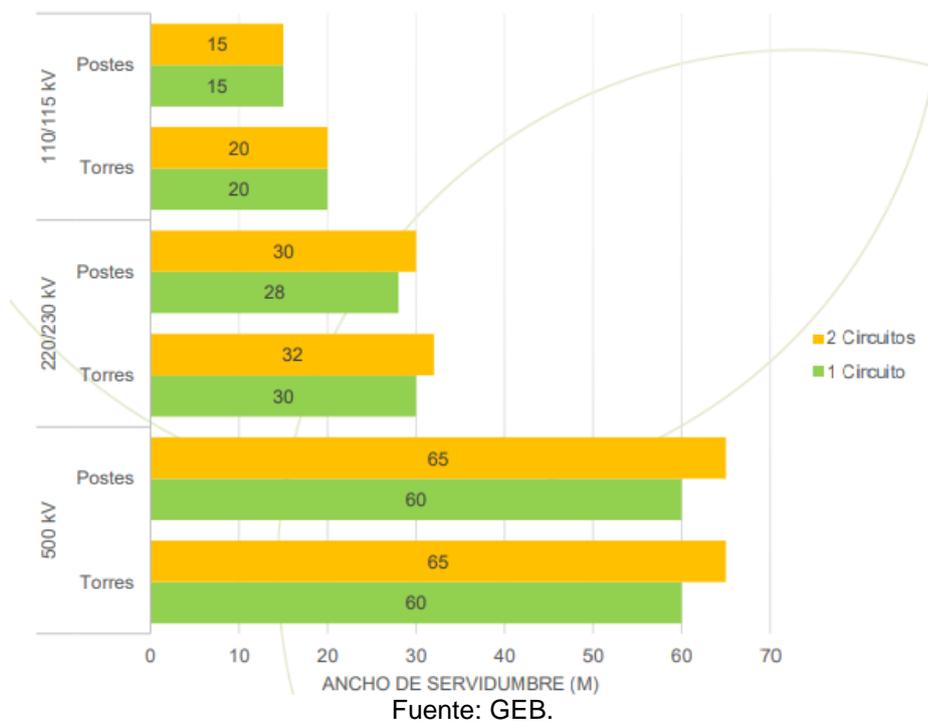
4.4.3.9 RETIE

En cuanto al cumplimiento del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), la empresa GEB desde la gerencia de líneas de transmisión presentó el procedimiento general que se establece al interior de la empresa para dar cumplimiento a la normatividad.

La aplicación de lo establecido en el RETIE es un procedimiento transversal en la operación y mantenimiento de los activos en su sistema.

En la Figura 27 se muestra el ancho de servidumbre en metros, desagregado por nivel de tensión como lo establece el RETIE. Lo anterior, es tenido en cuenta en los diseños y construcción de las líneas de transmisión que construye GEB como parte de sus proyectos de expansión.

Figura 27. Servidumbres RETIE para líneas de transmisión.



Adicionalmente, en el diseño de las líneas de transmisión se tienen en cuenta los fenómenos electromagnéticos, mediante los valores límite definidos en el RETIE, al igual que los valores normativos definidos para las distancias de seguridad, además de los diseños de puesta a tierra y los requisitos mecánicos en estructuras o apoyos de líneas de transmisión.

Por otra parte, para el año 2021, se realizó mantenimiento a los sistemas de puesta a tierra en las subestaciones eléctricas del GEB. Lo anterior, desde la gerencia de mantenimiento, dando

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

cumplimiento a las metodologías de mantenimiento centrado en confiabilidad además de las inspecciones con frecuencias definidas normativamente.

4.4.3.10 Pólizas

GEB cuenta con 3 pólizas vigentes para asegurar la infraestructura, contra siniestro y/o responsabilidad civil, las cuales fueron revisadas durante la evaluación integral por parte de la DTGE, validando la información entregada por GEB. A continuación, se presentan las pólizas con las cuales cuenta el prestador:

- Todo riesgo – Daño Material.
- Responsabilidad Civil Extracontractual.
- Responsabilidad Civil Extracontractual – Por sabotaje y terrorismo.

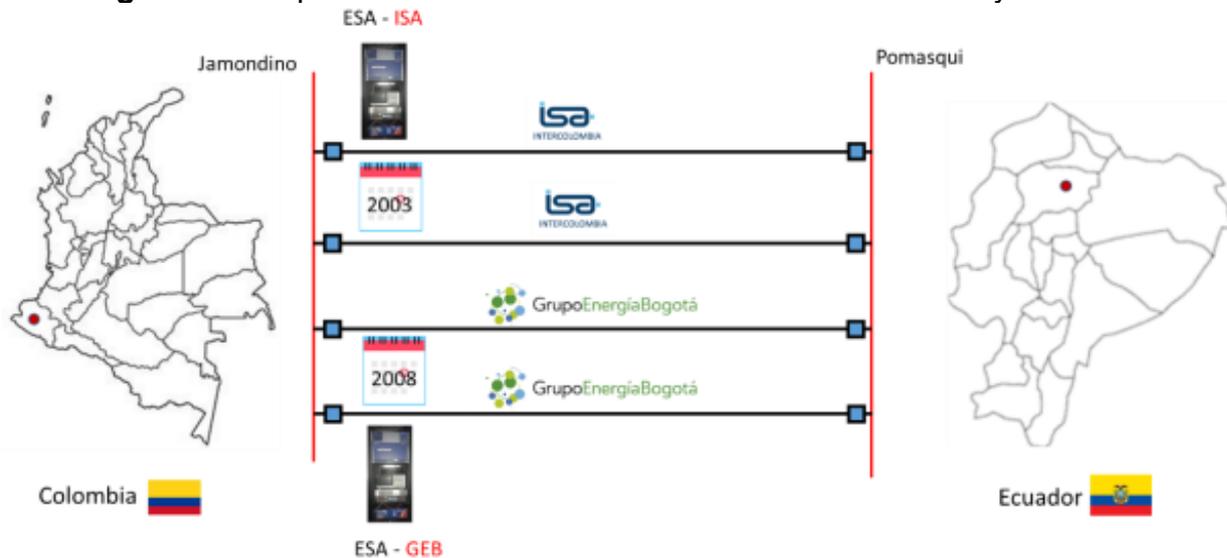
4.4.4 Aspectos comerciales

El análisis de los aspectos comerciales del GEB contempló dos (2) tópicos; en primer lugar, se verificó el cumplimiento del Código de Medida en las fronteras comerciales donde la empresa ejerce la función de Representante de Frontera (RF); en segundo lugar, se indagó sobre los compromisos adquiridos por la empresa para reducir las tarifas de energía eléctrica desde el componente de transmisión.

4.4.4.1 Código de Medida

Como ha sido explicado en el desarrollo del presente informe, dentro de sus activos de transmisión, el GEB cuenta con un doble circuito a 230 kV que interconecta Colombia con Ecuador entre las subestaciones Jamondino (Colombia) y Pomasqui (Ecuador). El objetivo de dicha interconexión fue la de reforzar, desde el año 2008, la interconexión que ya había sido realizada previamente en 2003 por INTERCOLOMBIA SA ESP; es decir, el doble circuito del GEB se incorpora como un refuerzo ante fallas de gran magnitud en alguno de los sistemas. La Figura 28 ilustra cómo es el esquema de interconexión entre ambos países a partir del año 2008.

Figura 28. Esquema de interconexión eléctrica entre Colombia y Ecuador.



Fuente: CREG².

El intercambio de energía entre ambos países da lugar a las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE). Las transferencias de energía se efectúan a través de dichos puntos de medición, los cuales se definen como fronteras de interconexión internacional, de acuerdo con el artículo 2 de la Resolución CREG 038 de 2014. Ahora bien, es pertinente considerar que, dado que se trata de un doble circuito, los cuales registran tanto importación como exportación de energía eléctrica, la empresa cuenta con un total de cuatro (4) fronteras comerciales de enlace internacional, para las cuales, de acuerdo con lo estipulado por la regulación, le corresponde la responsabilidad de mantenimiento y reporte de lecturas ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).

En virtud de la información remitida por el prestador, esta Superintendencia procedió a verificar el cumplimiento del sistema de medición a los requisitos generales de las fronteras comerciales, de acuerdo con el artículo 8 de la Resolución CREG 038 de 2014. En el desarrollo de la evaluación integral se revisaron las hojas de vida de las fronteras y los certificados de calibración de los equipos, con el objetivo de verificar el cumplimiento de los niveles de

² Documento CREG 108 de 2020, sobre la actualización del esquema de separación de áreas de la interconexión Colombia – Ecuador 230 kV.

exactitud para cada tipo de punto de medición, de acuerdo con lo estipulado por el artículo 9 del Código de Medida. En la **Tabla 17** se muestran los resultados de la revisión realizada.

Tabla 17. Niveles de exactitud de los elementos de las fronteras comerciales del GEB.

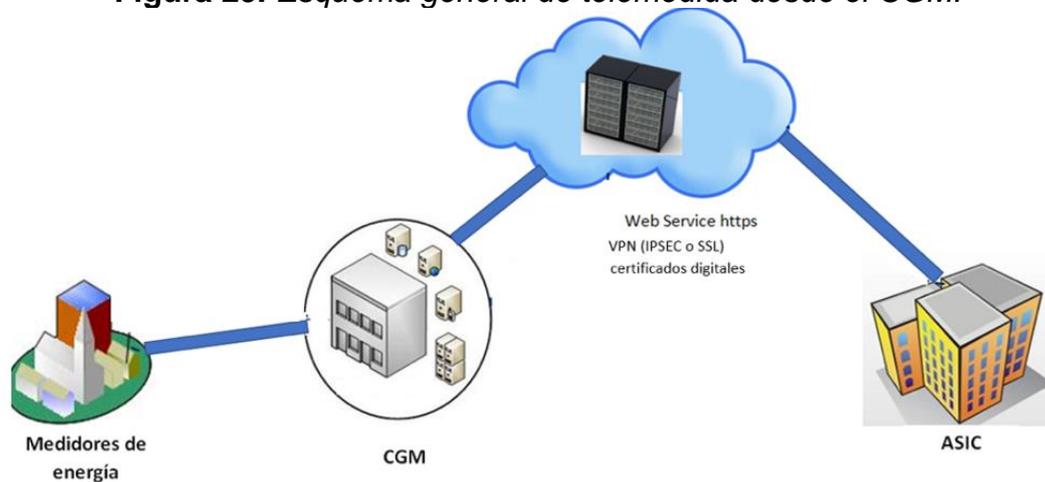
Código SIC	Tipo de punto de medición	Medidor de energía activa	Medidor de energía reactiva	Transformador de corriente (TC)	Transformador de potencial (TP)	Observación SSPD
Frt00126	1	0,2S	0,2S	0,2S	0,2	Cumple
Frt10449	1	0,2S	0,2S	0,2S	0,2	Cumple
Frt00124	1	0,2S	0,2S	0,2S	0,2	Cumple
Frt10447	1	0,2S	0,2S	0,2S	0,2	Cumple

Fuente: Hojas de vida de las fronteras – elaboración DTGE.

De acuerdo con la información de la Tabla 17 se observa un cumplimiento de la empresa a los requisitos estipulados por la Resolución CREG 038 de 2014, en lo que se refiere al nivel de exactitud de los elementos del sistema de medición. Adicionalmente, se observa que las fronteras cuentan con medidores de respaldo, como lo exige el artículo 13 del Código de Medida para los puntos de medición tipo 1. Estos medidores cuentan con las mismas características de los medidores principales, como lo exige el artículo ibídem. Finalmente, se encontró que la última fecha de calibración para los elementos de las fronteras fue el 8 de septiembre de 2021, de acuerdo con la empresa, estos procedimientos los realizan con periodicidad anual, a pesar de que el requisito del artículo 28 del Código de Medida contempla dos (2) años para los puntos de medición tipo 1.

Para el registro y lectura de la información relacionada con el consumo, acorde con el artículo 15 de la Resolución CREG 038 de 2014, el GEB emplea un Centro de Gestión de Medida – CGM que opera de manera virtual, tiene un acceso remoto, y emplea el software PrimeRead para interrogar, procesar y enviar los datos de lectura de las fronteras comerciales al CGM, posteriormente, los datos desde el CGM hasta el ASIC se realizan a través de una red privada virtual (IPSEC o SSL) autenticadas con certificados digitales de doble vía, con el objetivo de asegurar confidencialidad e integridad de los datos. La Figura 29 muestra el esquema de comunicación empleado por el prestador para la interrogación remota de los medidores, y el posterior registro al ASIC desde el CGM.

Figura 29. Esquema general de telemedida desde el CGM.



Fuente: GEB.

Sobre los mecanismos de seguridad física e informática mencionados en el artículo 17 de la Resolución CREG 038 de 2014, el prestador menciona que adopta medidas como mantener una clave única por nivel de acceso a cada medidor, así como el cambio periódico de la misma, y, en caso de perder la comunicación remota, cuenta con la opción de realizar la interrogación local del medidor a través del software implementado, cuyo registro podrá ser descargado para remitir la información al CGM. Cada usuario que accede al CGM cuenta con mecanismos de autenticación y autorización especiales para acceder al sistema, generando registro de las actividades realizadas, las modificaciones implementadas y consolidando una trazabilidad que permita asegurar que los datos no son modificados. De acuerdo con lo anterior, se observa que la empresa da cumplimiento a lo establecido en el artículo 17, *ibidem*.

Sobre el CGM, en la página web del prestador se encuentra publicado el Informe Anual de Operación del CGM del que habla el artículo 40 y el anexo 3 de la Resolución CREG 038 de 2014, este informe reúne la operación del GEB durante el año 2021. En dicho informe se reporta que la frontera acumuló un total de 1151 horas de interrogación, donde el 100% fue de manera remota; se presentaron nueve (9) fallas catalogadas en el ítem de Otros componentes del sistema de medición, relacionados particularmente con las comunicaciones internas; no obstante, se realizó una gestión al descargar la información de registro, de manera que, ante el ASIC no fue necesario reportar una falla. En línea con lo anterior, se encontró que los canales de comunicación TCP/ETHERNET estuvieron disponibles el 99,9% del tiempo. En este año el

Representante de Frontera (RF) realizó cuatro (4) validaciones en los sistemas de medición, y, finalmente, ejecutó un (1) informe de verificación de registro, el cual arrojó conformidad. Como se indicó previamente, el GEB no reportó ninguna falla ante el ASIC en sus sistemas de medición en el año 2021 y, por ende, tampoco ocurrió ninguna cancelación de fronteras.

4.4.4.2 Compromisos para la reducción de tarifas

El Ministerio de Minas y Energía (MME) ha promovido el denominado *Pacto por la Justicia Tarifaria*, el cual busca adoptar una serie de compromisos por parte de cada uno de los agentes del sector, para reducir las tarifas de energía eléctrica en el corto y mediano plazo. En concordancia con lo anterior, en el desarrollo de la Evaluación Integral se indagó sobre el aporte del GEB para asumir compromisos orientados a la reducción de las tarifas.

En primer lugar, se abordaron los temas relacionados con la Resolución CREG 101 027 de 2022, la cual propuso el cambio del indexador con el cual se actualizan los componentes tarifarios que conforman el costo unitario de prestación del servicio, entre estos, el componente de transmisión.

La disposición final del regulador estableció que, para la transmisión, se debía realizar una deflactación con referencia al mes de diciembre de 2020, utilizando el menor valor entre el IPC y el IPP industrial; sin embargo, se realizará únicamente para los activos de uso, y no sobre aquellos que son de convocatorias. De acuerdo con lo informado por el GEB, cerca del 70% de sus activos dependen de proyectos de convocatorias, y el restante son activos de uso, por lo tanto, la medida solo aplicaría sobre el 30% de sus activos, y generarían un impacto estimado en los ingresos de la empresa de entre 4 y 5% mientras dura la medida. El equipo del GEB indicó que han participado en las discusiones sectoriales orientadas a la conformación de un nuevo indexador para la actividad de energía eléctrica, debate en el que han participado a través de ANDESCO, donde han presentado como referencia las experiencias en México y Perú.

Por otro lado, al respecto del contenido de la Resolución CREG 101 029 de 2022 y sus modificaciones, el regulador estableció la posibilidad para que los comercializadores difieran

hasta un 20% de los saldos acumulados del STN. Al respecto, el equipo del GEB señaló que la disposición regulatoria implica para la empresa la obligación de acogerse a la medida, y, por tanto, se encuentran a la espera de las decisiones de los comercializadores y de la señal del LAC para evaluar los posibles impactos en sus ingresos.

4.4.5 Plan de Gestión del Riesgo

De acuerdo con la Ley 1523 de 2012 y el Decreto 2157 de 2017, al GRUPO ENERGÍA BOGOTÁ SA ESP (GEB), como empresa prestadora del servicio público de energía eléctrica, le corresponde la obligación de realizar un Plan de Gestión del Riesgo de Desastres (PGRD) con el fin de considerar los posibles efectos de eventos naturales, socio-naturales y antrópicos sobre la infraestructura expuesta, y aquellos riesgos que se deriven desde su actividad, en el área de influencia y de operación del prestador.

La directriz corporativa del GEB incorpora la temática de Gestión de Riesgos dentro del «Modelo Corporativo», junto con otras estrategias empresariales como la «Estrategia de Sostenibilidad», «Estrategia Corporativa», «Continuidad del Negocio» y «Ciberseguridad y Seguridad de la Información».

Con base en los lineamientos corporativos del GEB, el Modelo de Gestión Integral de Riesgos (MGIR), establece el marco de ejecución de actividades de la gestión de riesgos identificados, para asegurar el logro de los objetivos estratégicos, mejoramiento continuo de la operación, cuidado de los activos, recursos y patrimonio encomendado al prestador.

La implementación de acciones tendientes a reducir, controlar y manejar las emergencias y contingencias que se puedan presentar en los activos en operación, proyectos de expansión y sedes administrativas del prestador GEB, se establecieron bajo el denominado Plan de Gestión de Riesgo de Desastres «PGRD Sombrilla Grupo Energía Bogotá SA ESP» (versión enero 2022).

Bajo los lineamientos indicados en el «PGRD Sombrilla Grupo Energía Bogotá SA ESP», se estructuran y desarrollan los PGRD para cada proyecto o activo de transmisión, conformado por líneas de transmisión, subestaciones y torres de transmisión.

A su vez, los documentos de PGRD mencionados, comprenden los procesos de conocimiento del riesgo, reducción del riesgo y manejo del desastre. En la temática correspondiente al proceso de manejo del desastre, se encuentra incorporado el Plan de Emergencia y Contingencias (PEC), para la respuesta a emergencias, frente a la materialización de eventos amenazantes.

Los documentos PGRD aportados por el prestador GEB, corresponden a los siguientes activos:

- Subestación Armenia y línea de transmisión correspondiente.
- Corredor Central.
- Corredor Sur y Sistema Bogotá.
- Interconexión Ecuador.
- Tesalia – Alférez.
- Termocandelaria.
- Tesalia – Altamira.
- La Reforma – San Fernando.
- Refuerzo Suroccidental.
- Subestación La Loma y líneas de transmisión asociadas.
- Subestación Norte, línea de transmisión Norte - Tequendama y Norte – Sogamoso.
- Subestación Alférez.

Si bien, varios de los planes presentan vigencias 2019, 2020 o 2021, estos no están actualizados a la vigencia 2022, no obstante, el documento general denominado «PGRD Sombrilla Grupo Energía Bogotá SA ESP» se encuentra actualizado a la vigencia 2022. El prestador GEB indicó que estos documentos PGRD específicos para cada activo, se actualizan en el caso que se materialice un riesgo o cuando se modifican las condiciones de la infraestructura o activo de transmisión, como se indica en los PGRD. No obstante, es

recomendable mantener actualizados todos los planes de gestión de riesgo de desastre y realizar la revisión anual de estos documentos, que a su vez deben estar en concordancia con el PGRD Sombrilla GEB.

Para el caso del documento «PGRD interconexión Ecuador», correspondiente a la línea de Transmisión Betania Altamira – Mocoa – Pasto, se actualizó a la vigencia 2020, teniendo en cuenta que fue necesario construir la nueva «Subestación Renacer», que reemplazó la antigua «Subestación Junín», esta última afectada por la materialización de los eventos de avalancha y remoción de tierra, ocurrido en el 2017, en el municipio de Mocoa, Putumayo, afectando la prestación del servicio en dicha zona.

Adicionalmente, consecuencia de la emergencia declarada a nivel nacional, por la «Pandemia COVID 19», fueron formulados e implementados los planes, procesos y protocolos para dar respuesta a dicha emergencia, mitigar sus impactos y mantener la continuidad del negocio, los cuales fueron incorporados dentro del plan de respuesta y protocolo del «Sistema de Vigilancia Epidemiológica del GEB».

Igualmente, dentro de los lineamientos estratégicos del grupo GEB, el prestador adelanta el proyecto correspondiente a los «Protocolos de Ciberseguridad», el cual integra los procesos informáticos con los procesos operativos, cuya implementación pretende ser culminada en la vigencia 2024.

4.4.5.1 Proceso de conocimiento del riesgo

Previo al proceso es importante considerar el contexto de la empresa como se menciona a continuación.

4.4.5.1.1 Contexto general de la empresa

La empresa GEB, tiene como actividad principal la Transmisión de Energía Eléctrica en el país, mediante activos de transmisión tales como Subestaciones Eléctricas, Redes y Torres de transmisión. Hace presencia en otros mercados energéticos de Latinoamérica, en actividades

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

como el transporte de gas y energía en Perú y transmisión de energía eléctrica en Guatemala y Brasil.

4.4.5.1.2 Contexto externo

Teniendo en consideración que los activos de transmisión a cargo de GEB, así como las sedes administrativas (principal y sucursales), se ubican en diferentes municipios y departamentos del país, el contexto externo y la valoración de los riesgos fue establecido para cada infraestructura y corredor de la línea de transmisión, donde se determinaron las características generales de construcción, las capacidades de generación, vías de acceso, área geográfica y descripción técnica general, asociada a cada activo en operación.

Las zonas de posibles impactos de los riesgos de desastre fueron incorporadas en los documentos referidos del PGRD, en el cual se incorporó la identificación de amenazas y valoración de los riesgos para los activos GEB.

Las dimensiones socioeconómicas, demográficas, geográficas, culturales, políticas y ambientales de las zonas con posibilidad de afectación, fueron igualmente incorporadas por el prestador en dichos documentos, cuyas características de amenaza y riesgo son particulares para cada activo.

4.4.5.1.3 Contexto interno

El modelo estratégico del corporativo del Grupo GEB, incorpora un «Modelo de Gestión Integral de Riesgos», cuya visión no solo está asociada a los riesgos por desastres, sino también dirigido a la promoción de una «Cultura de Gestión de Riesgos» y la identificación, medición y gestión de los «Riesgos Estratégicos y Emergentes» de la compañía.

Para la atención de riesgos de desastres, GEB recurre a los lineamientos establecidos en el «Plan PGRD Sombrilla Grupo Energía Bogotá SA ESP» y «Planes de Gestión de Riesgo de Desastre (PGRD)» de los activos a cargo del prestador. Estos últimos toman como referencia la norma ISO 31000, los cuales guardan concordancia con la normativa para la gestión de riesgo

de desastres según Ley 1523 de 2012 y Decreto 2157 de 2017, bajo las directrices de «Conocimiento del riesgo», «Reducción del riesgo» y «Manejo del Desastre».

4.4.5.1.4 Valoración del riesgo

Para el análisis del riesgo de desastres, el prestador GEB utilizó metodologías denominadas, «valoración cuantitativa» y «valoración semicuantitativa» para riesgos exógenos (generados por amenazas externas) y riesgos endógenos (amenazas internas).

Estas metodologías fueron aplicadas de acuerdo con los análisis de las condiciones expuestas o características del activo, la identificación y determinación de la probabilidad de ocurrencia de amenazas (exógenas y endógenas), análisis de vulnerabilidad y valoración del riesgo (tomando variables cualitativas con una asignación de valores numéricos).

El respectivo análisis de amenazas exógenas y endógenas, está acompañado de cartografía generada a partir de la caracterización de las áreas de afectación definidas por GEB, empleando «geoportales», bajo los siguientes grupos de amenazas a las que están expuestos los activos a cargo del prestador:

- Amenaza sísmica.
- Amenaza inundaciones.
- Incendios forestales.
- Tormentas eléctricas.
- Movimiento en masa.
- Vendavales.
- Cambio climático.
- Desertificación.
- Condiciones socioculturales.

Con base en las amenazas sobre los elementos operativos, identificados anteriormente, o el Grupo GEB establece el nivel de amenaza (probabilidad de ocurrencia) y el nivel de vulnerabilidad (valoración promedio de la «fragilidad física» y «Capacidad instalada»),

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

categorizando el valor del riesgo como «Muy bajo», «Bajo», «Medio», «Medio Alto» y «Muy Alto».

Adicional a las acciones dirigidas a la identificación, análisis y evaluación de los riesgos de desastres sobre la infraestructura o impactos sobre la operación del servicio, personas, medio ambiente, comunidad o reputación empresarial, el Grupo GEB, adelanta otras prácticas que complementan y contribuyen a la gestión del riesgo de desastres las cuales hacen referencia a la Gestión Socio-Ambiental de Seguridad y Salud en el Trabajo, implementando protocolos de bioseguridad (consecuencia de emergencia por pandemia COVID 19), así como el Proyecto de Ciberseguridad y Seguridad en la Información, que buscan integrar los sistemas de información de manejo operativo con los sistemas de información transaccional del Grupo GEB.

4.4.5.1.5 Proceso de reducción del riesgo

Para abordar las temáticas de tratamiento y reducción del riesgo de desastre, GEB estableció criterios estratégicos de «Intervención Correctiva», «Intervención Prospectiva» y «Protección Financiera». El prestador presentó acciones para la reducción de riesgos de desastres, que se establecen de acuerdo al tipo de activo, tipo de amenaza (exógena o endógena) y evento amenazante identificado, entre las cuales se mencionan las siguientes acciones:

4.4.5.1.6 Intervención correctiva

- Revisión periódica de estudios, diseños y estabilidad de construcciones y subestaciones.
- Revisión de sistemas de alerta temprana en remoción de masa e inspecciones periódicas para evitar procesos erosivos.
- Podas periódicas en zonas aledañas a subestaciones y vegetación cercana a sistemas de conductores, que puedan formar arcos eléctricos y evitar incendios forestales.
- Suspensión de mantenimientos o actividades de trabajo en alturas frente a vendavales.
- Obras de drenaje y mantenimiento de drenajes en zonas donde se ubican torres de transmisión.

- Interacción con autoridades militares y policiales del orden nacional, departamental o municipal para garantizar seguridad en la infraestructura de transmisión frente a las amenazas por condición sociocultural.
- Capacitaciones periódicas al personal, respecto al control y manejo de riesgo eléctrico.
- Obras de reforzamiento estructural en lugares geológicamente inestables.

4.4.5.1.7 Intervención prospectiva

- Implementación y socialización de procedimientos de evacuación en caso de ocurrencia de un sismo.
- Realización de estudios geotécnicos para corroborar amenazas de movimiento en masa e identificación de los elementos vulnerables e inestabilidad de los mismos.
- Mantenimientos preventivos de equipos e instalaciones, que incluye actividades de inspección, limpieza, rocería, refacciones a instalaciones, señalización e inspección a obras de geotécnica, para enfrentar y mitigar impactos por eventos de inundación.
- Realización de estudio de obras de geotecnia en los sitios críticos identificados a lo largo del trazado de líneas de transmisión, con el fin de garantizar la estabilidad de los sitios de torres, frente a eventos de avenida torrencial.
- Mantener la comunicación con los municipios aledaños a la infraestructura, frente a la ocurrencia de amenazas por erupción volcánica, articulando mecanismos de respuesta con las respectivas autoridades territoriales, para la atención de emergencias.

4.4.5.2 Protección financiera

El Grupo GEB, constituyó pólizas de seguros (mencionadas en el capítulo de gestión operativa), que permiten disponer de recursos económicos frente a la materialización de un riesgo y poder cubrir los costos por concepto de daños generados y los costos para recuperación de los activos afectados.

Dichas pólizas tienen cobertura sobre los activos, la infraestructura, la comunidad que pueda verse afectada por un desastre, el medio ambiente y la operatividad del proceso, en los casos

que se materialicen los riesgos generados por eventos amenazantes exógenos y endógenos. La cuantificación, dimensionamiento de la cobertura y constitución de esta garantía financiera establece los siguientes procesos:

- Bases de datos (bienes activos y demás información del grupo, PGRD y planes de emergencia y contingencia).
- Estudio de riesgo.
- Definición del programa de seguros.
- Cotización de pólizas.
- Estructuración de pólizas.
- Validación de garantías.
- Programa de vencimiento de pólizas.
- Actualización de la información.

4.4.5.3 Respuesta a la emergencia

El manejo del desastre está conformado por los procesos relacionados con la preparación para la respuesta a emergencias y la ejecución de acciones para la respuesta, incorporados en el documento del Plan de Emergencia y Contingencia (PEC). Así mismo, se incluyen acciones para la recuperación, de acuerdo con los riesgos identificados y valoración según metodologías establecidas en el PGRD.

4.4.5.4 Preparación para la respuesta a la emergencia

Este proceso tiene como objetivo optimizar la utilización y disposición de recursos para la atención de situaciones de emergencia. Se complementa adicionalmente con el Sistema de Mejora Continua que adelanta GEB, el cual realiza el seguimiento y control a las actividades contempladas en el Plan de Emergencia y Contingencia, e incorpora las siguientes acciones:

- Capacitación. Ejecución de programas de educación y capacitación al personal operativo y grupos de personas que habitan el área de afectación.

- Simulaciones y simulacros. Se plantea realizar al menos una vez al año, priorizando eventos de riesgos por sismo, movimiento en masa, incendios forestales, desertificación y eventos asociados a fuentes eléctricas y falla estructural. No obstante, dichos simulacros dependen de los eventos identificados según el activo.
- Esquema de roles y funciones del equipo de trabajo para simulacros.
- Equipamiento para emergencias (dependiendo de cada clase de activo o sede administrativa).
- Equipo de respuesta del Plan de Emergencia y Contingencia. La estructura organizacional para la respuesta ante un evento y durante el desarrollo de la contingencia, se activa según el nivel de emergencia (nivel bajo, medio o alto). La respuesta y atención al evento pueden ser atendidos por el centro de control y operadores de turno (en el caso de nivel bajo), hasta aquellos que requieren la conformación del Comando de Incidentes en cabeza de la Gerencia General y seccionales de Planeación, Operativa, Logística y sección Administrativa y Financiera (en el caso de nivel alto o desastres de mayor complejidad).
- Planeación, organización y asignación de responsabilidades.
- Inventario de recursos. (Se establece dependiendo de cada activo o infraestructura).
- Apoyo a terceros. GEB cuenta con el Plan de Ayuda Mutua (PAM), según el cual puede acudir a la empresa Interconexión Eléctrica SA, cuando el evento supera la capacidad de respuesta de GEB.

4.4.5.5 Ejecución para la respuesta a emergencias

En este proceso, el prestador GEB pretende establecer e implementar un plan de respuesta en el que se definan las políticas, procedimientos, comunicaciones, responsabilidades, recursos e integración con las autoridades locales, para atender y controlar cualquier situación de contingencia. Contiene entre otros los siguientes aspectos:

- Niveles de emergencia. Determina la gravedad de la situación de contingencia y la responsabilidad en su atención.
- Alerta, alarma y niveles de activación. Incorpora los sistemas de alerta temprana (reportes IDEAM, Administración Municipal, Servicio Geológico entre otros), niveles de

alerta (en condiciones de normalidad, preparación, alistamiento e inicio de la respuesta), y alarmas (cadenas de llamadas, comunicaciones). Niveles de activación (Según criterios del Decreto 2157 de 2017).

- Estructura de intervención y articulación de la respuesta.
- Activación de protocolos y procedimientos de respuesta según tipo de emergencia.
- Directorio de contactos en caso de contingencia (Directorios y personal de contacto para comunicaciones internas y comunicaciones externas).
- Procedimientos para el manejo de la respuesta ante la emergencia (criterios operacionales, primeros auxilios, emisiones de gases, evacuación, entre otros).

4.4.5.6 Otros procesos

Adicional a lo ya mencionado, GEB, dentro del PDGR maneja los procesos descritos a continuación.

4.4.5.6.1 Mecanismos de actualización de los PEC

Según GEB, para la revisión de los Planes de Emergencia y Contingencia, el PGRD tomará en consideración los siguientes criterios:

- Periodicidad anualmente.
- Nuevas exigencias o cambios en la legislación colombiana referentes al plan de gestión del riesgo.
- Ocurrencia de amenazas no contempladas en el análisis de riesgos.
- Ocurrencia de amenazas fuera de la atención y control establecido por el PGRD.
- Cambios en las actividades o procesos productivos.
- Resultados de simulaciones y simulacros.
- Cambios en la estructura de respuesta a contingencias.

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

4.4.5.6.2 Inversiones o cubrimiento financiero

Según Plan Sombrilla Grupo Energía Bogotá SA ESP, el prestador indicó que «GEB para la planeación de las emergencias y procedimientos realiza sus actividades en conformidad con la NTC ISO 22301:2019, así como las directrices y lineamientos del sistema general de continuidad del negocio con las filiales del GEB».

Para el mantenimiento y seguimiento a dicho planeamiento, dispone de una apropiación de recursos de efectivo, que incluye el seguimiento al Plan de Continuidad del Negocio, Plan de Manejo o Gestión de Crisis y Plan Maestro de Respuesta a Emergencias. Sin embargo, GEB no hace distinción de los recursos dirigidos exclusivamente para la temática de la Gestión de Riesgo y Respuesta al Desastre.

4.4.5.7 Observaciones

En el marco de esta evaluación integral, se presenta de forma resumida los principales procesos con los que cuenta el prestador para gestionar sus riesgos de desastres, para lo cual se llevó a cabo una evaluación cuantitativa del cumplimiento a los objetivos planteados desde la Ley Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres y del Decreto 2157 de 2017, confrontando los lineamientos de esta normativa, con lo informado o documentado por la empresa dentro de los PGRD.

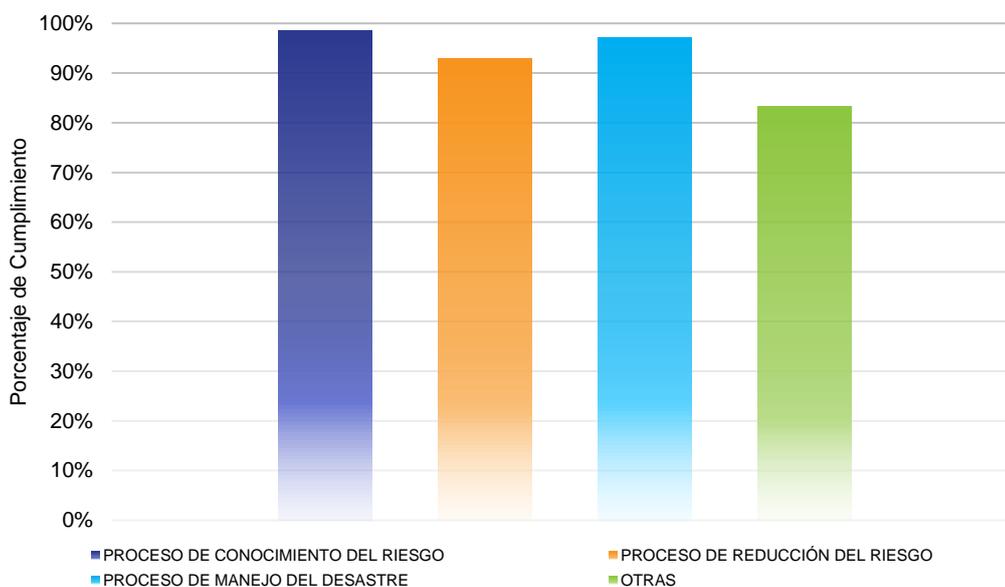
Con base en el formato interno metodológico de la SSPD, para la valoración del cumplimiento de los PGRD con los procedimientos establecidos en el Decreto 2157 de 2017, se concluye que GEB ha cumplido en un 98,5% con las disposiciones mínimas reglamentarias para los «Procesos del Conocimiento del Riesgo», en un 92,97% con los «Procesos de Reducción del Riesgo» y 97,2% con las acciones para el «Proceso de Manejo del Desastre» (Figura 30).

Igualmente, la última columna de la Figura 30 («otras») hace referencia a las características adicionales del PGRD, establecidas en las subsecciones 4 a 9 del Decreto 2157 de 2017, en particular lo asociado a la temática de «Seguimiento y verificación», donde GEB menciona en el documento «Plan Sombrilla», la asignación de recursos financieros para dicho seguimiento.

Sin embargo, no especifica claramente el porcentaje o valoración de estos recursos para la temática de Gestión de Riesgo de Desastre. Es recomendable establecer estos porcentajes de asignación de recursos, que permitan garantizar su inclusión en los instrumentos de planeación financiera, en función de las capacidades del Grupo GEB, consecuente los lineamientos del artículo 2.3.1.5.2.1.2 del Decreto 2157.

Las observaciones antes referidas, la correcta implementación de procesos y actualizaciones del PGRD, son susceptibles de mejora, en especial frente a los eventos exógenos actuales y futuros, tales como los anunciados por entidades del orden nacional como IDEAM, la UNGRD o Servicio Geológico Nacional.

Figura 30. *Cumplimiento a los contenidos del plan de gestión del riesgo de desastres - Formato metodológico interno SSPD 2022.*



Fuente: Elaboración DTGE.

4.4.6 Calidad y reporte de la información al SUI

A continuación, se presenta la información relacionada al cumplimiento de los reportes por parte de GEB al Sistema Único de Información (SUI).

4.4.6.1 Información de inscripción

Conforme a lo establecido en la Resolución SSPD 20181000120515 del 25 de septiembre de 2018, el prestador ha venido certificando año a año las correspondientes actualizaciones del RUPS.

4.4.6.2 Cargue de información

Según la revisión realizada en el Sistema Único de Información – SUI, se evidenció que el prestador a corte 2022 cuenta con 32 reportes en estado certificado para el servicio de energía eléctrica. El porcentaje de cargue del prestador es el siguiente:

Tabla 18. Porcentaje de cargue.

ID	Empresa	Año	Certificado	Certificado no aplica	Pendiente	Porcentaje de Cargue
594	Grupo Energía Bogotá SA ESP	2021	32	5	6	98%

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de consulta: 10/11/2022.

Los formatos pendientes por cargue se relacionan a continuación:

Tabla 19. Formatos pendientes de cargue.

Nombre formato	1M	2M	3M
FORMATO 18	1	0	0
FORMATO 19	1	1	1
Medición de Nivel de Satisfacción del Cliente	1	0	0
TT10. Plan de Gestión de Riesgo	1	0	0

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de consulta: 10/11/2022

4.4.6.3 Calidad de la información

Evaluando la oportunidad de cargue de la información al Sistema Único de Información – SUI del año 2021 se pudo constatar que GEB presentó 67.6% de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes, por lo cual se recomienda cumplir con las fechas de certificación de cada formato, las cuales se establecen en cada una de las Resoluciones vigentes.

Tabla 20. Oportunidad en el cargue.

Ítem	Fuera de término	Con oportunidad
Cantidad N°	12	25

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

Ítem	Fuera de término	Con oportunidad
Porcentaje %	32.4%	67.6%

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de consulta: 10/11/2022.

Durante el año 2021 la empresa GEB no solicitó reversiones.

4.4.7 Reglas 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. Al respecto, la empresa publicó en el siguiente enlace: <https://www.grupoenergiabogota.com>, los procedimientos:

Tabla 21. Procedimientos publicados GEB S.A. ESP, Resolución CREG 080 de 2019.

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Declaración y procedimientos CREG 080 de 2019	https://www.grupoenergiabogota.com/creg-80-2019
Solicitud de Conexión	https://www.grupoenergiabogota.com/transmision/solicitud-de-conexion
Acta aprobación de procedimientos	https://www.grupoenergiabogota.com/transmision/solicitud-de-conexion
Mecanismos de solicitudes quejas y reclamos	https://www.grupoenergiabogota.com/transmision/solicitud-de-conexion
Costos asociados a procesos de acceso	https://www.grupoenergiabogota.com/transmision/solicitud-de-conexion
Estudio de Oportunidades de Conexión GEB 2021-2025	https://www.grupoenergiabogota.com/transmision/solicitud-de-conexion

Fuente: página web GEB S.A ESP - elaboración DTGE.

De la revisión general de los procedimientos, se observó que la empresa estableció y publicó los procedimientos que determinó eran necesarios para dar cumplimiento a la normativa citada, de igual manera es procedente acotar que la empresa GEB no atiende usuarios finales, por lo cual la empresa no tiene contacto directo con ellos; en este sentido y de acuerdo con la actividad desarrollada por la empresa, es decir, la transmisión de energía eléctrica, se efectuará la revisión de los procedimientos enfocada en los aspectos relacionados con otros agentes del mercado eléctrico.

Al realizar la revisión de los citados procedimientos y documentos se encontró que en general GEB da cumplimiento a la premisa establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en cuanto a que la información suministrada por los agentes señalados en la resolución anteriormente mencionada, debe permitir y facilitar su comparación y comprensión por parte de los agentes frente a los diferentes productos y servicios ofrecidos por la empresa y de igual manera esta información no debe tener ni el propósito ni el efecto de inducir a error.

De acuerdo con lo anterior, se encontró que a nivel general los procedimientos diseñados por GEB SA, están diseñados en función de la comprensión clara, didáctica e instructiva que debieran aportar, de igual manera se evidenciaron acciones por parte de la empresa que demuestran que el entendimiento de la regulación debe primar el fondo sobre la forma, procurando la protección del usuario y el funcionamiento eficiente y transparente del mercado, evitando conductas que obstaculicen la competencia y que pudieran perjudicar los derechos de los usuarios del servicio público de energía eléctrica.

5 Hallazgos:

A continuación, se muestra la Tabla con los hallazgos encontrados a GEB en el marco de la evaluación integral.

Tabla 22. Hallazgos evaluación integral.

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
Reporte de información de eventos	Cumplimiento a los plazos establecidos en el Acuerdo CNO 787 para el suministro de información técnica e informe de eventos al CND.	Envío tardío de la información técnica y el informe del evento 2021-0057	No cumple
Indicadores de calidad	Superar las MHAIA establecidas por la Resolución CREG 011 de 2009	Archivo descargado de HEROPE, en el que se evidencia que 9 activos superaron las MHAIA para el año 2021.	No cumple
Reporte de información del Formato TC5	Calidad de la información reportada en el formato de proyectos de inversión de la Resolución 12515 de 2021	Verificación de la información cargada por la empresa, identificando que, GEB reportó únicamente los proyectos de expansión, pero no los	No cumple

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

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
		proyectos de reposición y modernización de activos.	
Información SUI	Actualización del Registro Único de Prestadores (RUPS)	Solicitud de restablecimiento de usuario y contraseña ante el grupo SUI.	Cumple
Calidad de la Información Financiera	Solicitud de reversión de la información cargada del Informe Financiero Especial- IFE correspondiente al año 2021 y si lo considera pertinente lo correspondiente al 2022.	Mediante radicado 20225294510832 del 04 de noviembre de 2022, GEB solicitó la reversión de la información cargada al SUI del IFE.	Solicitud cumplida.
Calidad de la Información Financiera	Remitir las aclaraciones pertinentes de los conceptos «otras cuentas comerciales por cobrar» y «otras cuentas comerciales por pagar», «Flujo de efectivo neto procedente de (utilizado en) actividades de Inversión», y «Flujo de efectivo neto procedente de (utilizado en) actividades de Financiación» de lo reportado en el XBRL y los EEFF firmados.	Mediante radicado 20225294510832 del 04 de noviembre de 2022, GEB remite conciliación de las cuentas por cobrar y por pagar, y flujo de efectivo del reporte XBRL anual.	Cumple.
AEGR	Remitir información corregida del informe anual por parte del AEGR.	Mediante correo electrónico remite aclaraciones respectivas.	Cumple.
Reporte del formato TT10	Reporte de información al sistema de información SUI, específicamente el formato TT10 correspondiente al Plan de Gestión del Riesgo, vigencias 2020, 2021 y 2022.	SUI	No cumple

Fuente: Elaboración DTGE.

6 Acciones correctivas definidas

- Continuar con el proceso que viene adelantando GEB para renovar el activo Noroeste Condensador Paralelo 01 75 MVAR 115 kV y así disminuir las horas por indisponibilidad de este activo. Lo anterior respecto a que este es el activo con mayor número de horas de indisponibilidad, además de ser el único activo con esta condición de manera permanente entre los años 2020 y 2021.

- Crear un procedimiento o estrategia que permita verificar los plazos para el reporte de información técnica e informe de los eventos en el SIN, con el objetivo de que se dé cumplimiento a los plazos establecidos en el Acuerdo CNO vigente para el reporte de información técnica de los eventos al CND.
- Realizar la reversión de los Formatos TC5 para la vigencia 2020 y 2021, con el objetivo de que la información referente a proyectos de inversión sea reportada de forma completa, es decir, tanto de los proyectos de expansión, como de los proyectos de renovación en los activos de GEB.

7 Conclusiones

- De manera general el GEB cumple con los procedimientos definidos organizacionalmente para la operación de sus activos, lo cual le permite ser efectivo en sus procesos y resultados, mitigando la materialización de riesgos operativos en su sistema.
- La estructura de mantenimiento definida por la empresa, focalizada en activos y en especialidad, proyecta una integración de procesos significativos que reflejan planeación y eficacia en los mantenimientos que se ejecutan para preservar la condición de la infraestructura de transmisión.
- Se observó una mejora entre los años 2020 y 2021, pues las consignaciones por emergencia se redujeron y las consignaciones dentro del plan aumentaron, dando así un balance general de una buena planificación y ejecución de los mantenimientos por parte de GEB.
- Para el periodo comprendido entre el 01 de enero de 2021 y 31 de diciembre de 2021 se presentaron aproximadamente 1902 horas compensadas por superar las metas de indisponibilidad de activos. Es preciso indicar que, del total de estas horas, el 58,83% corresponde al activo Noroeste Condensador Paralelo 01 75 MVAR, 115 kV, siendo el activo con la mayor cantidad de horas de indisponibilidad compensadas por GEB durante el año 2021. Esta condición cataloga este activo como «el mal actor» de los activos que opera GEB, pues además de concentrar el mayor número de horas de

indisponibilidad, es el único activo que mantiene esta condición entre el año 2020 y 2021. Por lo anterior, es preciso que el transmisor ejecute las acciones necesarias para corregir la situación de indisponibilidad que este activo presenta y de esta manera se mejoren los indicadores totales de calidad del servicio.

- De acuerdo con lo presentado en el numeral 4.4.3.5, los proyectos de expansión que se encuentra ejecutando el GEB son de gran importancia para el sistema eléctrico colombiano, por su magnitud, alcance y propósito de conectar los grandes proyectos de generación con FNCER, grandes usuarios y el crecimiento de la demanda.
- Es pertinente aclarar que los cálculos para evaluar el nivel de riesgo son realizados según la metodología señalada en la Resolución CREG 072 de 2002 y modificada por la Resolución CREG 034 de 2004. Para el año 2021, fueron realizados con la información cargada al SUI de las taxonomías 2021 y 2020.
- El AEGR, asignado por la firma de Auditoría, expuso que, a la fecha, según los resultados a los seguimientos de auditorías realizadas, no ve ningún aspecto que pueda generar alguna alerta financiera y que, de acuerdo al resultado de sus indicadores financieros, estos fueron favorables para la vigencia del año 2021.
- El estado de resultados del servicio de energía muestra una empresa sana financieramente: se encuentra que su ganancia bruta se ubica en el 67,8% de sus ingresos, y la ganancia neta en un 51,2%. Su cubrimiento de gastos financieros se ubica en 15,7, lo que indica que puede cubrir todo su pasivo financiero.
- En términos del estado de situación financiera del servicio de energía muestra que el pasivo del servicio de energía, en su actividad de transmisión representa un 22,29% de los activos, lo que significa que el apalancamiento de la empresa en terceras personas se puede catalogar como bajo.
- Se observó que el CGM del GEB cuenta con un conjunto de herramientas que le permiten a la empresa alcanzar controles redundantes de telemetría y telegestión que son necesarios en la operación diaria y periódica de la telemedida; así mismo, se observan protocolos de protección y seguridad de los datos que se encuentran acordes con la normatividad estipulada en el Código de Medida.

- El GEB es Representante de Frontera de un número relativamente bajo de fronteras comerciales, lo cual permite que su tasa de fallas sea nula y, sumado a la gestión de la empresa, ha evitado que las fronteras comerciales se cancelen, afectando la operación técnica y operativa de la interconexión regional.
- El GEB realiza mantenimientos anuales a los elementos que componen el sistema de medición de sus fronteras comerciales, hecho que le permite mitigar riesgos de fallas en su operación.
- Los cambios en el indexador, y la correspondiente deflactación, tendrían un impacto estimado de entre 4 y 5% en los ingresos de la empresa mientras dura la medida; no obstante, el impacto solo lo percibe el GEB para sus activos de uso, los cuales representan únicamente el 30% de sus activos totales.
- Los potenciales impactos en el GEB por la aplicación de la Resolución CREG 101 029 de 2022 aún se desconocen, pues se encuentran sujetos a la posibilidad de diferir los montos acumulados en el STN que decidan los comercializadores. En cuanto se adopten las medidas necesarias, esta Superintendencia requerirá a la empresa para que informe sobre los impactos estimados cuando se tenga más información.
- GEB desarrolló un Plan de Gestión del Riesgo de Desastres para la vigencia 2021, consecuente con las disposiciones mínimas establecidas en el Decreto 2157 de 2017, los cuales se formulan para cada activo a cargo del GEB y se complementa con el denominado Plan Sombrilla Grupo Energía Bogotá.

8 Medidas recomendadas que pudiera ser oportuno o pertinente aplicar

Actualizar el registro o sistema de almacenamiento de procedimientos de operación de la infraestructura, pues en el ejercicio de la revisión de la información para esta evaluación integral, se identificó un procedimiento que no está vigente, pero que fue remitido dentro de la información que aportó GEB a esta Superintendencia.

El procedimiento GOP-PRO-007 Coordinación de protecciones ya no está vigente, pues se generó una actualización que incorporó el alcance de este procedimiento dentro de otro macro procedimiento referente a estudios eléctricos, que corresponde al GOP-PRO-010 Estudios

Eléctricos. Por lo anterior, se recomienda al GEB que se actualice su sistema integrador de procedimientos, para que allí no se encuentren procedimientos que no están vigentes y que puedan dar lugar a confusiones o errores en el análisis posoperativo o en cualquiera de los procesos de la gerencia de operación.

9 Responsables de la realización

A continuación, se relacionan las personas involucradas en la realización del presente informe.

9.1 Responsable general

Luisa Fernanda Camargo Sánchez – Directora técnica de gestión de energía (E)

9.2 Equipo de evaluación

Revisión: Darío Obando Batallas – Profesional especializado DTGE
Nelson González Castro – Profesional especializado DTGE

Equipo: Rocío Hernández Ortiz – Profesional especializado DTGE
Luis Carlos Rodríguez Bello – Asesor DTGE
Diego Castillo Pinilla – Profesional especializado DTGE
Daniel Casas Bautista – Profesional universitario DTGE
Javier Agudelo Gamboa – Profesional especializado DTGE
Catherine Bohórquez Rodríguez – Profesional especializado DTGE

10 Anexos

Reposan en el expediente 2022220380800312E.