

1 Identificador del prestador

1.1 Nombre o razón social: Empresa Distribuidora del Pacífico SA ESP

1.2 NIT: 818001629-4

1.3 ID (SUI - RUPS): 3226

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: Comercialización y
distribución

1.6 Fecha de inicio de operación en la actividad a vigilar o inspeccionar: 27 de agosto
de 2002

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: Avenida Calle 26 # 69D – 91,
Centro Empresarial Arrecife, Torre 1, oficina 804, Bogotá D. C.; y carrera 7 # 24 – 76
Quibdó, Chocó.

3 Delimitación del marco de evaluación

3.1 Criterios evaluados: aspectos administrativos, financieros, técnicos, subsidios, plan de gestión acordado, comerciales, facturación, 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 Empresa Distribuidora del Pacífico 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:

La Empresa Distribuidora del Pacífico SA ESP (en adelante «Dispac»), a través de radicado SSPD No. 20225293532812 del 13 de septiembre del 2022, remite la información solicitada en virtud de la evaluación integral. La información fue complementada mediante solicitud verbal en la fecha de la visita los días 28, 29 y 30 de septiembre de 2022 y registrada en acta. Adicionalmente, se utiliza información reportada al Sistema Único de Información (SUI) e información del portal BI de XM, la información reposa en el 2022220351600054E.

4.2 Requerimientos realizados:

La información requerida a Dispac, fuente de insumo para la realización del presente informe, se solicitó a través de radicado SSPD No. 20222203785371.

4.3 Estado de respuesta de requerimientos:

Respuesta remitida a través de radicado SSPD No. 20225293532812 del 13 de septiembre del 2022. Luego de verificación de la información se encuentra que, respecto a algunos requerimientos específicos, es necesario complementar la información requerida por estar faltante o incompleta, dicha información se solicita en la visita y es entregada en su gran

mayoría en la misma visita. Lo faltante se registra en el acta de reunión como compromisos y es remitida posteriormente por parte de Dispac.

4.4 Evaluaciones realizadas:

Dentro del proceso de evaluación se tienen en cuenta aspectos administrativos, financieros, técnicos, comerciales y reporte de información al SUI. Iniciando por una breve descripción de la empresa Dispac.

4.4.1 Descripción general de la empresa

La EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO SA ESP, en adelante Dispac, es una sociedad anónima, de economía mixta del orden nacional, constituida el 11 de diciembre de 2001, y con inicio de operaciones el 20 de octubre de 2002. Presta el servicio de energía eléctrica, desarrollando las actividades de distribución y comercialización en el Sistema Interconectado Nacional, desde el inicio de sus operaciones.

Con respecto a la composición accionaria, el 99,9996% pertenece al Ministerio de Hacienda y Crédito Público, y el restante 0,0004%, en partes iguales entre cuatro Empresas Prestadoras de Servicios Públicos (ESP).

La siguiente tabla presenta un resumen de los datos generales de Dispac.

Tabla 1. Datos generales del prestador.

Tipo de Sociedad:	Sociedad anónima
Razón Social:	EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO SA ESP
Sigla:	DISPAC SA ESP
NIT:	818001629 - 4
ID RUPS:	3226
Representante Legal:	ANA MARÍA SANTOS YEPES
Actividad Desarrollada:	Distribución y comercialización
Año de Entrada en Operación:	2002

Auditor - AEGR:	NEXIA MONTES & ASOCIADOS S.A.S
Clasificación:	Sistema Interconectado Nacional
Fecha Última Actualización RUPS:	20/10/2022

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

4.4.2 Aspectos administrativos y financieros

A continuación, se realiza una descripción de los principales componentes de carácter administrativo y financiero que competen al prestador en el año de evaluación.

4.4.2.1 Estado de la situación financiera

En la siguiente Tabla se presenta el Estado de Situación Financiera de DISPAC, para los años 2020 y 2021, revisando las variaciones porcentuales de cada uno de los componentes que conforman los activos, pasivos y el patrimonio de la empresa.

Tabla 2. Estado de Situación Financiera. Comparativos 2020 – 2021.

CONCEPTO FINANCIERO	2021 (millones COP)	2020 (millones COP)	Análisis horizontal (%)	Análisis vertical (%)
Efectivo y equivalentes al efectivo	81.122	102.118	-20,56	23,15
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes	27.231	23.549	15,64	7,77
Otras cuentas por cobrar corrientes	74.820	10.787	593,6	21,35
Total de cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	102.051	34.336	197,21	29,12
Inventarios corrientes	11.274	9.123	23,57	3,22
Activo por impuesto a las ganancias corriente	443	2.603	-83	0,13
Otros activos no financieros corrientes	0	720	-100	0
Activos corrientes totales	194.890	148.900	30,89	55,61
Propiedades, planta y equipo	152.505	148.562	2,65	43,52
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos no corrientes	2.041	1.429	42,81	0,58
Total de cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	2.041	1.429	42,81	0,58
Activos por impuestos diferidos	0	58	-100	0

CONCEPTO FINANCIERO	2021 (millones COP)	2020 (millones COP)	Análisis horizontal (%)	Análisis vertical (%)
Activos intangibles	987	1.077	-8,36	0,28
Otros activos	42	0		0,01
Total Otros activos no corrientes	1.029	1.077	-4,47	0,29
Total de activos no corrientes	155.575	151.126	2,94	44,39
Total de activos	350.465	300.027	16,81	100
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	98	79	23,74	0,03
Otras provisiones corrientes	1.989	2.144	-7,23	0,57
Total provisiones corrientes	2.087	2.223	-6,13	0,6
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios corrientes	24.800	19.905	24,59	7,08
Otras cuentas comerciales por pagar corrientes	51.933	18.745	177,05	14,82
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	76.734	38.649	98,54	21,89
Préstamos por pagar	3.318	4.586	-27,64	0,95
Pasivo por impuesto a las ganancias corriente	1.623	1.296	25,21	0,46
Total Otros pasivos corrientes	66.923	52.650	27,11	19,1
Pasivos corrientes totales	150.684	99.405	51,59	43
Emisión y colocación de títulos de deuda no corrientes	0	29.560	-100	0
Pasivos por préstamos por pagar	26.252	0	0	7,49
Pasivo por impuestos diferidos no corrientes	16.588	17.535	-5,4	4,73
Total de pasivos no corrientes	42.840	47.095	-9,03	12,22
Total pasivos	193.525	146.499	32,1	55,22
Capital suscrito y pagado	131.344	131.344	0	37,48
Reserva Legal	2.805	2.501	12,15	0,8
Otras Reservas	6.724	3.988	68,61	1,92
Ganancias acumuladas	-54.672	-55.045	-0,68	-15,6
Impactos por la transición al nuevo marco de regulación	70.739	70.739	0	20,18
Patrimonio total	156.941	153.527	2,22	44,78

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

Para el año 2021, Dispac tuvo un activo total de 350 465 millones COP, lo que representa un crecimiento del 16,81% frente a lo reportado en el 2020. Por su parte, el pasivo total sumó 193 525 millones COP, creciendo un 32,10% y teniendo un peso del 55,22% del activo total. El patrimonio total se ubicó en 156 941 millones COP, con un crecimiento del 2,22% frente al 2020 y pesando un 44,78% del activo total.

El crecimiento del activo total se desagrega en una variación del 30,89% del activo corriente y del 2,94% el no corriente (teniendo este último un peso del 44,39% en el total del 2021). Por su parte, la variación del pasivo total se refleja en un crecimiento del pasivo corriente del 51,59% y no corriente del -9,03% (teniendo este último un peso del 22,13%, con respecto al pasivo total).

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

4.4.2.1.1 Activos y pasivos

Frente al 2020, el total de los activos de Dispac creció un 16,81%, alcanzando los 350 465 millones COP. Esta variación se explica principalmente por: las otras cuentas por cobrar corrientes, que crecen un 593,60% y contribuyen con 21,3 puntos porcentuales (pp) a la variación del activo total, y el efectivo y equivalentes al efectivo que presenta un decrecimiento del 20,56% y una contribución de -7,0 pp.

Tabla 3. Efectivo y equivalentes al efectivo. Comparativos 2020-2021.

CONCEPTO FINANCIERO	2021 (millones COP)	2020 (millones COP)	Análisis horizontal (%)
CAJA	29	26	12,41
Caja principal	29	26	12,41
DEPOSITOS EN INSTITUCIONES FINANCIERAS	28.006	80.233	-65,09
Cuentas de ahorro	0	0	0
Derechos en fideicomiso	12.776	27.306	-53,21
Recursos de contrato de obra -FAZNI	15.230	52.927	-71,23
EFFECTIVO DE USO RESTRINGIDO	53.087	21.858	142,87
Recursos entregados en administración - XM	3.777	4.307	-12,3
Encargo fiduciario - Proyectos	49.309	17.551	180,95
Depósitos entregados en energía	0	0	0
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO	81.122	102.118	-20,56

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

A partir de la información presentada en la Tabla 3, se encuentra que el decrecimiento del 20,56% en el efectivo y equivalentes al efectivo se explica por una variación del -65,09% en los depósitos en instituciones financieras, y más específicamente en una variación del -71,23% en los recursos de contratos de obra – FAZNI. Este rubro corresponde a los giros efectuados por el Ministerio de Minas y Energía a la empresa por el desarrollo de diversos proyectos relacionados con la implementación de soluciones individuales fotovoltaicas, proyectos de infraestructura para la generación de energía sostenible y construcción de redes de interconexión eléctrica para zonas rurales en los departamentos de Amazonas, Bolívar, Chocó, La Guajira, Guainía, Nariño y Tolima.

En este mismo concepto del efectivo y equivalentes, se presenta un crecimiento del 180,95% en los encargos fiduciarios, los cuales corresponden a recursos recibidos por Dispac para la administración y ejecución de proyectos de inversión en infraestructura eléctrica. La mayor parte de estos dineros, que tienen destinación específica, provienen de convenios interadministrativos con el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE), los cuales inician en el año 2021.

Tabla 4. Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes.

CONCEPTO FINANCIERO	2021 (millones COP)	2020 (millones COP)	Análisis horizontal (%)
CUENTAS POR COBRAR POR SERVICIOS PÚBLICOS	27.231	23.549	15,64
Cuentas por cobrar usuarios	20.321	18.846	7,83
Fondo de solidaridad y redistribución	5.214	2.765	88,57
Beneficio distribuidor y conexión al STR	1.492	1.819	-17,97
Conexión al SDL - STN	164	119	37,85
Facturación variable CPROG	41	0	0
OTRAS CUENTAS POR COBRAR	74.820	13.390	458,77
Avances y anticipos entregados	67.179	9.142	634,83
Anticipos y saldos a favor por impuestos	4.522	2.931	54,3
Otros deudores	3.119	1.317	136,78
TOTAL CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR CORRIENTES	102.051	36.939	176,27

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

Para el año 2021, Dispac presentó un total de cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por 102 051 millones COP, creciendo un 176,27% y representando un 29,12% del activo total en el mismo año. El comportamiento en esta cuenta se debe principalmente a las otras cuentas por cobrar, las cuales crecieron un 458,77%, alcanzando los 74 820 millones COP.

El crecimiento de las otras cuentas por cobrar que, cabe aclarar que, corresponde a las otras actividades no vigiladas por esta Superintendencia, obedece a una variación del 634,83% en los avances y anticipos entregados. Este rubro corresponde a los dineros propios y girados por el Ministerio de Minas y Energía que Dispac ha entregado para la administración y ejecución de distintos proyectos de inversión en los Programas de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE), también en el Fondo de Apoyo para la Energización de Zonas no Interconectadas (FAZNI) y el Fondo de Apoyo para la Energización de Zonas Rurales Interconectadas (FAER).

Dentro de las cuentas comerciales por cobrar, es importante resaltar que Dispac cuenta con una cartera de difícil recuperación valorada en 28 711 millones COP, creciendo un 24,13% frente al 2020. Además, con corte al 31 de diciembre del 2021, la empresa tenía suscritos 24 899 acuerdos de pago con los usuarios del servicio de energía eléctrica, por un valor total de 7654 millones COP.

De la cartera de difícil recuperación, un 65,16% corresponde a usuarios residenciales, un 15,34% al alumbrado público y un 17,52% a usuarios oficiales y comerciales. Sobre esta situación, en la visita efectuada en el marco de la evaluación integral, el prestador manifiesta que está llevando a cabo cuatro programas principales para la normalización de cartera, incluyendo: planes de fidelización de clientes, tratamientos diferenciales para usuarios de difícil acceso en zonas rurales y afectadas por el conflicto armado, planes especiales de pago con entidades oficiales para el alumbrado público y acuerdos de pago o toma de acciones judiciales.

En el 2021, el total de pasivos de Dispac alcanzó los 193 525 millones COP, creciendo un 32,10% y con una participación del 55,22% sobre el activo. Esta variación obedece principalmente a: las cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes, que contribuye con 26,0 pp, los otros pasivos corrientes con una contribución de 9,7 pp y los pasivos por préstamos por pagar con -2,3 pp.

Las cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes presentan una variación del 98,54%, que se explica por un crecimiento del 177,05% en las otras cuentas por pagar corrientes, que corresponde a los pasivos generados por los recursos recibidos para administrar en el marco de los contratos celebrados con el IPSE para infraestructura eléctrica en distintas zonas del país, y la normalización de redes eléctricas a los usuarios del servicio en el Chocó.

Los otros pasivos presentaron un crecimiento del 27,11% y corresponden a convenios interadministrativos suscritos con el Ministerio de Minas y Energía para la ampliación de cobertura y satisfacción de la demanda de energía en las Zonas No Interconectadas, mediante la instalación de soluciones solares fotovoltaicas. Dispac ejerce como contratista de obra para la administración y desarrollo del conjunto de obras requeridas.

Los préstamos por pagar hacen referencia a la deuda que la empresa tiene con los bancos comerciales. A partir de los desembolsos y pagos realizados en el año 2020, se tiene que para el 2021, esta deuda presentó una disminución del 11,19%.

4.4.2.1.2 Patrimonio

En el año 2021, el patrimonio de Dispac se ubicó en 156 941 millones COP, que representa un crecimiento del 2,2% con respecto al año anterior, además de una participación del 44,8% del activo total. Las otras reservas presentan un crecimiento del 68,6% que se traduce en una contribución de 1,8 pp a la variación del patrimonio. A su vez, este crecimiento obedece a un resultado del ejercicio para el año 2020 de 3040 millones COP, el cual según las políticas de la empresa se destinó para el fortalecimiento del patrimonio en el año 2021.

4.4.2.2 Estado de resultados

En la siguiente Tabla se presenta el Estado de Resultados Integral de Dispac, para los años 2020 y 2021, así como los principales componentes que permiten llegar al resultado neto del ejercicio, y sus respectivas variaciones porcentuales.

Tabla 5. Estado de Resultados Integral. Comparativos 2020-2021.

CONCEPTO FINANCIERO	2021 (millones COP)	2020 (millones COP)	Análisis horizontal %	Análisis vertical %
Ingresos de actividades ordinarias	149.655	126.207	18,58	100
Costo de ventas	128.729	106.182	21,23	86,02
Ganancia bruta	20.926	20.026	4,49	13,98
Otros ingresos	2.232	2.991	-25,39	1,49
Gastos de administración, operación y ventas	16.473	17.169	-4,05	11,01
Ingresos financieros	1.530	491	211,64	1,02
Costos financieros	1.849	1.764	4,83	1,24
Otros gastos	1.316	239	451,74	0,88
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	5.049	4.336	16,45	3,37
Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias corriente	1.623	1.296	25,21	1,08
Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias diferido	13	0	0	0,01
Ganancia (pérdida)	3.413	3.040	12,29	2,28

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

En el año 2021, los ingresos por actividades ordinarias de Dispac fueron de 149 655 millones COP, lo que representa un crecimiento del 18,58% frente al 2020. Por su parte, el costo de ventas se elevó hasta los 128 729 millones COP, creciendo un 21,23%, mientras que la ganancia bruta tuvo una variación del 4,49%, llegando a 20 926 millones COP. La utilidad neta fue de 3413 millones COP, creciendo un 12,29% y representando un 2,28% del ingreso total.

En la siguiente Tabla se presenta un detalle de la distribución de los ingresos operacionales de la empresa:

Tabla 6. Ingresos operacionales. Comparativos 2020-2021.

CONCEPTO FINANCIERO	2021 (millones COP)	2020 (millones COP)	Análisis horizontal (%)
INGRESOS OPERACIONALES	149.655	126.207	18,58
Venta de servicios	133.585	121.373	10,06
Venta de bienes	631	222	184,19
Contratos de construcción	14.714	4.512	226,13
Otros servicios (asistencia técnica)	725	101	620,14

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

De los 149 655 millones COP de ingresos que tuvo la empresa en el 2021, 133 585 millones COP corresponden a la prestación del servicio de energía eléctrica, mientras que los restantes 16 070 millones COP son de otras actividades no vigiladas por esta superintendencia.

Dentro de las otras actividades no vigiladas, se observa que el rubro de contratos de construcción presenta una variación del 226,13% y contribuye con 8,1 pp a la variación del 18,58% de los ingresos operacionales. Este rubro de contratos corresponde a la remuneración que obtiene Dispac por la administración y ejecución de los recursos, la asistencia técnica en los proyectos de energización ejecutados en el marco de los proyectos con el PRONE, FAER, FAZNI e IPSE, los cuales, como se mencionó en el Estado de Resultados, en las cuentas por cobrar y por pagar, presentaron un importante crecimiento en el año 2021, frente a lo ocurrido en el 2020.

La venta de servicios, que crece un 10,01% y aporta 9,7 pp a la variación de los ingresos ordinarios, se conforma en un 83,7% en ingresos por comercialización de energía (los cuales crecen un 10,5%) y el restante 16,3% en los ingresos por distribución (que crecen un 8,0%).

El crecimiento en los ingresos por comercialización se explica por un incremento en el consumo, que para el año 2021 alcanzó los 184 574 MWh, que representa un 6,8% más que en el 2020. Así mismo, se presentó un incremento en las tarifas de energía, que explica el resto del crecimiento de los ingresos.

Los costos totales de la empresa en el año 2021 se ubicaron en 128 729 millones COP, presentando un crecimiento del 21,2% frente al 2020. De este monto \$120 815 millones corresponden a costos de la prestación del servicio de energía, que se distribuyen como se muestra en la siguiente Tabla:

Tabla 7. Costo de ventas del servicio de energía. Comparativos 2020-2021.

CONCEPTO FINANCIERO	2021 (millones COP)	2020 (millones COP)	Análisis horizontal (%)
TOTAL DE COSTO DE VENTAS	120.815	97.923	23,38
Energía y costos asociados	79.559	70.313	13,15
Remuneración gestor	21.321	19.364	10,11
Otros costos de ventas	19.935	8.246	141,75

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

El costo de ventas del servicio de energía presentó un crecimiento del 23,4% frente al año 2020, variación que estuvo explicada por:

- El rubro de otros costos de ventas creció un 141,8% y aportó 11,9 pp a la variación del total del costo de ventas. En este se encuentra que su variación obedece a un nuevo proyecto de construcción de los contratos realizados con el FAZNI.
- La energía y costos asociados creció un 13,1% y aportó 9,4 pp, siendo explicado por las mayores compras de energía por contrato y en bolsa, para satisfacer la mayor demanda del servicio que se mostró en la explicación de los ingresos operacionales.

A partir de los crecimientos presentados en los ingresos operacionales y los costos de ventas, se llega a que la ganancia bruta para el 2021 se ubica en 20 926 millones COP, siendo un 4,5% mayor a la que se presentó en el 2020. De esta, 18 035 millones COP corresponden al servicio de energía, y el resto a las otras actividades no vigiladas.

Por su parte, la ganancia neta para el total de la empresa en el 2021 fue de 3 413 millones COP, presentando un crecimiento de 12,3% frente al 2020. Este crecimiento superior en porcentaje al de la ganancia bruta se da gracias a que los ingresos financieros aumentaron un

211,6% como resultado del arrendamiento de infraestructura eléctrica de Dispac a distintas empresas por medio de contratos celebrados en el año 2021.

4.4.2.3 Flujo de efectivo

Tabla 8. Flujo de efectivo. Comparativos 2020-2021.

CONCEPTO FINANCIERO	2021 (millones COP)	2020 (millones COP)
Efectivo al inicio del periodo	102.118	34.271
Flujo de efectivo - Actividades de operación	-4.653	55.771
Flujo de efectivo - Actividades de inversión	-11.767	-4.681
Flujo de efectivo - Actividades de financiación	-4.575	16.757
Efectivo al final del periodo	81.122	102.118

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

Durante el año 2021, el efectivo disponible por parte de la empresa se reduce en 20 996 millones COP, quedando un total de 81 122 millones COP. Esta reducción obedece a un flujo neto de efectivo negativo en las actividades de operación por 4653 millones COP, en las actividades de inversión de 11 767 millones COP, y las de financiación en 4575 millones COP.

Con respecto a las actividades de operación, su flujo negativo obedece a una reducción en los pagos recibidos por el Ministerio de Minas y Energía, debido a los anticipos generados por los convenios establecidos para el FAZNI. Sin embargo, también se presentó un incremento en los depósitos por encargos fiduciarios a Dispac para la administración y ejecución de proyectos de inversión en infraestructura eléctrica, los cuales tienen destinación específica.

Los depósitos en encargos fiduciarios a Dispac también permiten explicar el comportamiento del flujo neto de efectivo en actividades de inversión, puesto que se encuentra un mayor flujo en este tipo de actividades. Dispac presentó una adquisición de propiedad planta y equipo por 11 767 millones COP en el año 2021.

En línea con lo anterior, durante el año 2021 Dispac presentó importes procedentes de préstamos de corto y largo plazo por 4575 millones COP, relacionados con la financiación de las actividades de operación y de inversión de los años 2020 y 2021.

4.4.2.4 Evaluación de la gestión y modelo de riesgo

La Resolución CREG 072 de 2002 y su modificatoria, la 034 de 2004, establecen que, anualmente, esta Superintendencia debe realizar la evaluación de la gestión y clasificar a los prestadores según su riesgo financiero. En esta sección se presentan los resultados alcanzados por Dispac, para la vigencia 2021.

4.4.2.4.1 Evaluación de la gestión 2021

La evaluación de la gestión se realiza a partir de cinco indicadores financieros, que se describen en la siguiente tabla, en donde se contrasta el valor alcanzado por la empresa, frente a un referente que esta Superintendencia calcula cada año, de acuerdo con las actividades desarrolladas por el prestador.

Tabla 9. Evaluación de la gestión.

CONCEPTO FINANCIERO	2021	2020	Referente CREG 2021	Evaluación
Razón Corriente (veces)	2,56	2,74	$\geq 1,79$	Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar (días)	80	75,1	$\leq 45,95$	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar (días)	63,8	70,7	$\leq 24,93$	No Cumple
Margen Operacional %	17	20,7	≥ 25	No Cumple
Cubrimiento de gastos financieros (veces)	12,2	15,7	$\geq 64,6$	No Cumple

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

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 Dispac cumple con el de razón corriente, alcanzando un valor de 2,56, frente al 1,79 que se toma como referente mínimo. Además, se encuentra que, frente a los resultados del 2020 la empresa presenta una reducción de 3,7 pp en su margen operacional, y reduce su cubrimiento de gastos financieros de 15,7 a 12,2.

4.4.2.4.2 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 mismas resoluciones CREG 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 siguiente Tabla muestra los resultados alcanzados en cada indicador y su ponderación en el modelo, asignando un uno cuando no se cumple el referente y 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 10. Resumen de indicadores evaluados en el modelo de riesgo 2021.

Indicador	Valor del prestador	Referente	Ponderación
ROA	9,86	≥ 0	0
ROE	-7,79	≥ 0	0
Flujo de caja sobre activos	4,58	≥ 0	0
Ciclo operacional	16,16	≤ 0	1
Cubrimiento de gastos financieros	12,20	≥ 1	0
Razón corriente	2,56	≥ 1	0
Patrimonio sobre activos	68,84	$\geq 43,39$	0
Pasivo corriente sobre pasivo total	39,38	$\leq 46,47$	0
Activo corriente sobre activo total	31,40	$\geq 29,42$	0
Y			0,13
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 CREG 034 de 2004. El ciclo operacional (diferencia entre la rotación de cuentas por cobrar y la rotación de cuentas por pagar) es de 16,2. Dado que el referente exige que este debe ser negativo, el valor presentado por la empresa incrementa el puntaje de riesgo financiero en el modelo.

4.4.3 Aspectos técnicos

Como primera medida, se presenta una descripción del sistema eléctrico de Dispac.

4.4.3.1 Sistema eléctrico

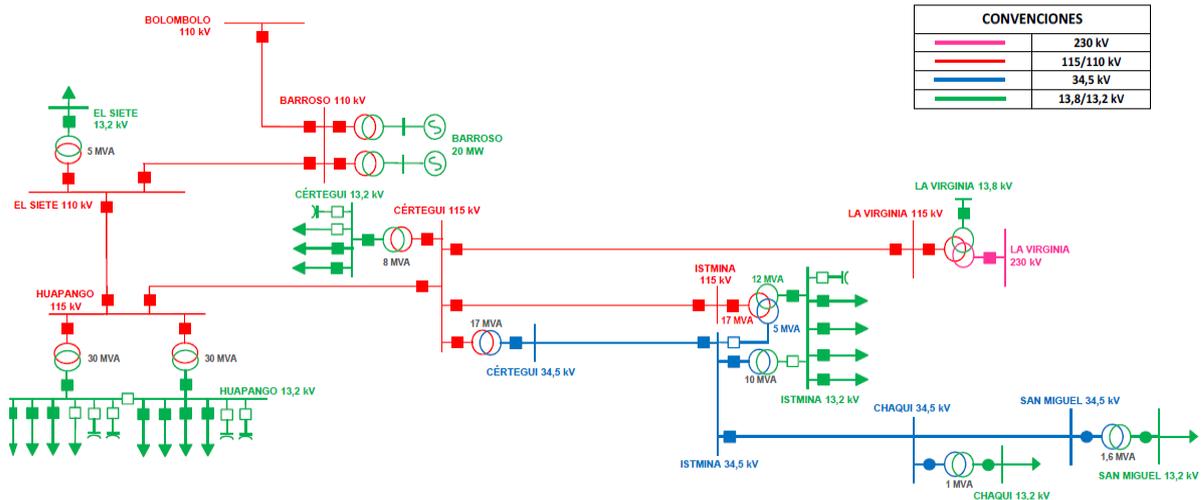
Dispac presta el servicio público de energía eléctrica en el mercado del departamento del Chocó, en el que atiende 105 385 usuarios en 17 de los 30 municipios del Departamento.

Para prestar este servicio dispone de una infraestructura conformada por un sistema de líneas de transmisión a 115 kV, que interconectan sus cuatro principales subestaciones reductoras de 115/13,2 kV (El Siete, Huapango, Cértégui e Istmina), con el Sistema Interconectado Nacional (SIN) a través de las líneas Cértégui – La Virginia y la línea El Siete – Barroso – Bolombolo, con las que conforma un anillo para su Sistema de Transmisión Regional (STR). El sistema opera bajo el esquema de una topología de conexión en anillo, con conexión al SIN por la subestación Bolombolo (Antioquia) a 110 kV, con frontera comercial con las Empresas Públicas de Medellín y por la subestación La Virginia (Risaralda) a 115 kV, con frontera comercial representada por ISA – INTERCOLOMBIA. En la Figura 1 se muestra el diagrama unifilar del sistema eléctrico de Dispac. El OR cuenta principalmente con las siguientes subestaciones:

- La Virginia: 90 MVA, 230/115/13,2 kV
- El Siete: 5 MVA, 110/13,2 kV
- Istmina: 12/5/7 MVA, 115/34,5/13,2 kV

- Cértegui: 8 MVA, 115/13,2 kV
- Huapango: 2 X 30 MVA, 115/13,2 kV

Figura 1. Diagrama unifilar - Sistema Eléctrico Dispac.



Fuente: Dispac.

En su sistema eléctrico, Dispac posee activos en nivel de tensión 3 a 34,5 kV que interconectan las subestaciones Cértegui, Istmina, Chaquí y San Miguel, a través de las líneas Cértegui – Istmina – Chaquí – San Miguel. A nivel de tensión 2, Dispac dispone de 16 alimentadores que cubren las 17 cabeceras municipales con sus corregimientos y veredas.

Desde el punto de vista operativo, el mercado se divide en dos zonas: Atrato y San Juan. La zona Atrato cubre las localidades dependientes de las subestaciones Huapango y El Siete, desde las que se atienden los municipios de: Quibdó, Río Quito, Atrato, Lloró y Carmen de Atrato.

La zona San Juan cubre las localidades dependientes de las subestaciones Cértegui, Istmina, Chaquí y San Miguel, de las mismas se atienden los municipios de: Cértegui, Bagadó, Cantón

de San Pablo, Unión Panamericana, Tadó, Istmina, Medio San Juan, Río Iró, Condoto, Nóvita, Sipí y Medio Baudó.

4.4.3.2 Nivel de obsolescencia de los equipos

La Resolución CREG 015 de 2018 en cuanto a las unidades constructivas, establece que la vida útil es de 35 años para transformadores, bahías y celdas, y de 10 años para centros de control, equipos de control y comunicaciones, con base en esto se determinará el nivel de obsolescencia de los activos de subestaciones.

El sistema del STR, Dispac cuenta desde julio de 2016 con el Centro de Supervisión y Maniobras que ha permitido centralizar la operación del sistema. No obstante, existen algunos equipos de nivel de tensión 4 de operación manual, que requieren la intervención directa del operador de subestación en sitio; por lo que es necesario que las subestaciones tengan todos sus equipos automatizados. Las subestaciones cuentan con fibra óptica y el sistema actual de Portadora por La línea de Potencia (PLP) de teleprotección se recomienda evaluar un proceso de actualización tecnológica.

Respecto a los activos de transformadores Dispac se tiene:

- No se han detectado dentro del inventario de transformadores de Dispac, transformadores con PCB.
- En cumplimiento a la política ambiental de la empresa Dispac optó por no incluir transformadores de potencia y distribución con altos niveles de ruido ya que tienen un impacto ambiental negativo.
- En cuanto a los niveles de tensión de los transformadores, en el mercado de comercialización de Dispac no se tienen cargas industriales, por lo que todos los transformadores tienen niveles de tensión normalizados.

Para los activos del grupo de bahías y celdas:

- Interruptores y seccionadores que requieren de actualizaciones tecnológicas.

4.4.3.2.1 Subestaciones

Se presenta una descripción de las subestaciones de Dispac mencionadas previamente.

➤ **Subestación Huapango**

- **Seccionador de Línea BL Cértégui L127 – L129**

El seccionador de línea con puesta a tierra, fue fabricado en el año 1978, tiene 40 años de operación y además es de operación manual, este equipo frente a uno motorizado es obsoleto. Se sugiere evaluar su reemplazo por un nuevo equipo de operación motorizada (actualización tecnológica); nivel de obsolescencia 115%.

- **Seccionador de barra BL Cértégui L121**

El seccionador de barra fue fabricado en 1978, tiene 40 años de vida de operación y además es de operación manual, teniendo en cuenta la vetustez del equipo se sugiere se evalúe su reemplazo por un nuevo equipo de operación motorizada (actualización tecnológica); nivel de obsolescencia 115%.

- **Seccionador de barra BL El Siete L111**

El seccionador de barra fue fabricado en 1978, tiene 40 años de vida de operación y es de operación manual. Teniendo en cuenta la vetustez del equipo se sugiere se evalúe su reemplazo por un nuevo equipo de operación motorizada (actualización tecnológica); nivel de obsolescencia 115%.

- **Transformadores y otros equipos**

La subestación fue remodelada en el año 2005 por lo tanto el nivel de obsolescencia es del 37% para los siguientes equipos: dos transformadores de 30 MVA, cuatro interruptores de 115 kV, tres seccionadores de 115 kV, cuatro juegos de transformadores de corriente 115 kV, tres juegos de transformadores de tensión 115 kV, las celdas de 115 kV y las celdas de 13.2 kV.

Los relés que hacen parte del sistema de control tienen una obsolescencia del 120%.

➤ **Subestación Cértegui**

- **Seccionador de línea BL Huapango L147 – L149**

El seccionador de línea con puesta a tierra fue fabricado en 1978, tiene 40 años de vida de operación y su operación es manual. Teniendo en cuenta la vetustez del equipo se sugiere se evalúe su reemplazo por un nuevo equipo de operación motorizada (actualización tecnológica). Nivel de obsolescencia 115%.

- **Seccionador de barra BL Istmina L131**

El seccionador de barra fue fabricado en 1978, tiene 40 años de operación y su operación es manual. Se sugiere se evalúe su reemplazo por un nuevo equipo de operación motorizada (actualización tecnológica). Nivel de obsolescencia 115%.

- **Seccionador de barra BT T-1 A121**

El seccionador de barra fue fabricado en 1978, tiene 40 años de operación y es de operación manual. Se sugiere se evalúe su reemplazo por un nuevo equipo de operación motorizada (actualización tecnológica); nivel de obsolescencia 115%.

- **Transformadores y otros equipos**

La subestación fue remodelada en el año 2005 por lo tanto el nivel de obsolescencia es del 37% para los siguientes equipos: un transformador de 8 MVA, cuatro interruptores de 115 kV, tres seccionadores de 115 kV, cuatro juegos de transformadores de corriente 115 kV, tres juegos de transformadores de tensión 115 kV, las celdas de 115 kV y las celdas de 13.2 kV.

Los relés que hacen parte del sistema de control tienen una obsolescencia del 120%.

El transformador T2 de 17 MVA 115/34,5 kV y los equipos de la bahía de transformador y de la bahía de línea 34,5 kV tienen una obsolescencia del 20%.

➤ **Subestación El Siete**

- **Interruptor 115 KV Bahía Línea Huapango L-110**

El Interruptor marca NISSIN ELECTRIC fue fabricado en 1989, tiene 29 años de vida de operación. Es un sistema combinado aislado en SF6 y accionamiento neumático por aire a presión, está próximo a cumplir su vida útil.

- **Interruptor 115 KV Bahía Transformador T-1 TR13**

El interruptor marca NISSIN ELECTRIC fue fabricado en 1989, tiene 29 años de vida. Es un sistema combinado aislado en SF6 y accionamiento neumático por aire a presión, está próximo a cumplir su vida útil; nivel de obsolescencia 83%.

El transformador de 5 MVA 110/13,2 kV al igual que los demás equipos de la bahía de línea Huapango y de la bahía de transformador tienen 83% de obsolescencia.

Los equipos de la bahía de línea Barroso 115 kV tienen un nivel de obsolescencia del 20%, al igual que las celdas de 115 kV; los equipos de protección y control tienen obsolescencia del 50%.

- **Subestación Istmina**

- **Transformador T1 115 kV y Equipos de Patio**

El transformador T1 de 17/5/12 MVA 115/34,5/13,2 kV tiene un nivel de obsolescencia del 20%, al igual que las celdas de 34,5 kV. La subestación fue remodelada en el año 2005.

Los equipos de la bahía de línea 115 kV tienen un nivel de obsolescencia del 34%, al igual que las celdas de 115 kV y de 13,2 kV.

El transformador T2 de 10 MVA 34,5/13,2 kV tiene un nivel de obsolescencia de 109%.

Los relés que hacen parte del sistema de control tienen una obsolescencia del 120%.

El sistema de teleprotección en las subestaciones El Siete, Huapango, Cértegui, Istmina y La Virginia funciona por PLP (Portadora por La línea de Potencia), el cual, por utilizar la misma Línea de Transmisión, está sometido a interferencias y ruidos, que generan operaciones incorrectas del sistema, al interpretarse un ruido en el Canal como una Señal de teleprotección.

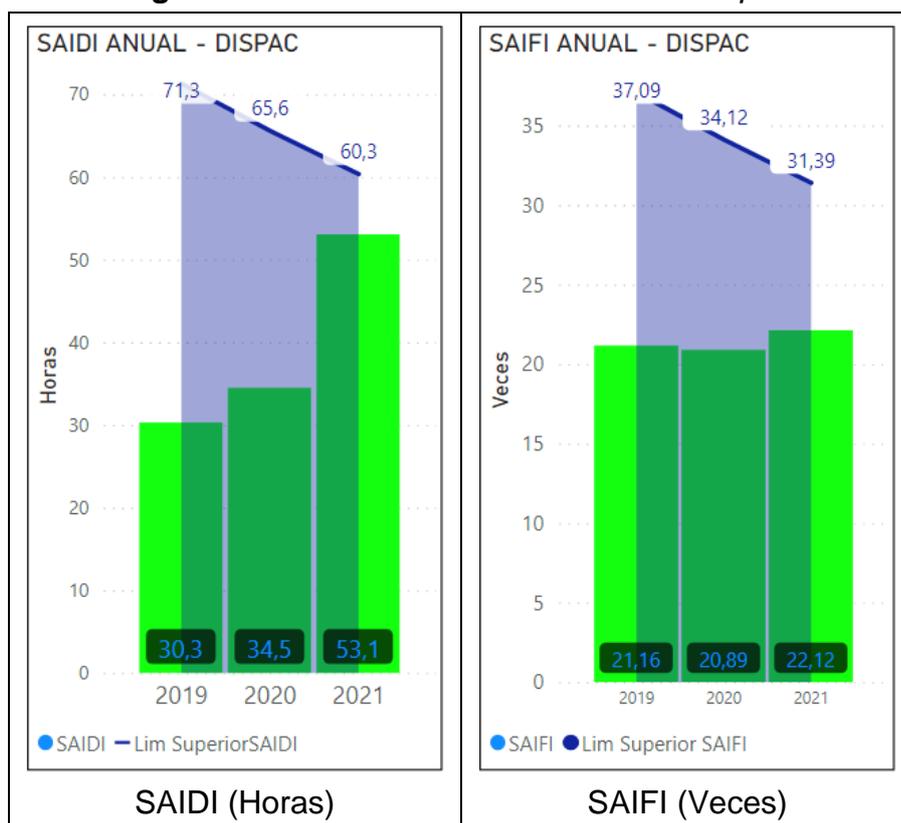
Las subestaciones cuentan con comunicación entre sí mediante fibra óptica, no obstante, para la teleprotección la comunicación se realiza por el sistema de comunicaciones por PLP (onda portadora), por lo que se hace necesario implementar un sistema que brinde la confiabilidad para la teleprotección, que sea más versátil y económico. En consecuencia, el sistema actual de PLP se debe cambiar a fibra óptica (actualización tecnológica).

4.4.3.3 Nivel de calidad en el servicio en el SDL

Aunque la empresa cumplió con las metas de calidad media definidas en la Resolución CREG 197-2020 y CREG 223-2020 para los años 2019 a 2021, Los indicadores de calidad del servicio para el año 2021 empeoraron respecto al año 2020 en un 54% para el indicador SAIDI y en un 5,9% para el indicador SAIFI, ver Figura 2.

Las razones que argumenta la empresa para el incremento en los indicadores de calidad del servicio en el SDL corresponden a problemas de orden público a cargo de grupos al margen de la ley como las disidencias de las FARC, el ELN, las autodefensas, bandas criminales como los Urabeños y la delincuencia común. Por otra parte, menciona vendavales e inundaciones, derrumbes y deslizamientos de tierra, dificultades con el POT, dispersión, aserradoras ilegales, subnormalidad, entre otras. La SSPD no evidencia un plan específico ni detallado para la mejora de calidad del servicio, ya que Dispac solo remitió los manuales de mantenimiento.

Figura 2. Indicadores de calidad media Dispac.



Fuente: SUI (formato CS1) – elaboración DTGE.

Figura 3. Evidencias problemáticas en la prestación del servicio Dispac.

	 <p>Autodefensas Gaitanistas de Colombia AGC Por una Colombia, Madre Patria para todos</p> <p>Comunicado ala opinion publica LIMPIEZA APARTIR DE LAS 9PM</p> <p>Las autodefensas gaitanistas de Colombia, con el proposito de mantener el orden social y a peticion De varios habitantes de Quibdo, notando el desorden de jóvenes desaditados y peligrosos que solo se dedican a robar, hurtar y matar a personas de bien que se ganan el Plato de comida con sudor, efuerso y lagrimas, Nos vemos en la obligacion de hacer una pequeñas jornada de limpieza social en la ciudad apartir de las 9pm, desde el dia lunes 3 a el sábado 8 de abril, la limpieza se realizara en los siguientes barrio de la ciudad :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.toda la zona norte 2.margaritas chicharonal 3.rosales 4.cabi 5.las Palmas 6.horizonte 7.playita 8.niño jesus 9.san Vicente 10.san judas 11.bonanza 12.caraño 13.paraiso 14.ciudadela mia 15.kenedy 16.obapo 17.uribe 18 - poblado <p>PEDIMOS DISCULPA SI ALGUN INOCENTE CAE</p> <p>Próximamente estaremos ajuciando a otros Barrios</p> <p>No se trata de general miedo , panico ni sosobra, se trata de que Las persona Puedan salir de sus casa O de sus lugares de trabajo si la preocupacion de que les Vayan hacer algun daño.</p> <p>Montañas de Colombia</p>
<p>CRÍTICAS CONDICIONES DE SEGURIDAD</p>	
	
<p>CONSTANTES INUNDACIONES</p>	
	



VENDAVALES PERMANENTES QUE AFECTAN LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA



AFECTACIONES EN VÍAS DE ACCESO Y EN LA INFRAESTRUCTURA



Fuente: Radicados SSPD 20225293532812 y SSPD 20225293601822 – elaboración DTGE.

4.4.3.3.1 Calidad individual

Respecto a la calidad individual la Resolución CREG 015-2018 establece que las empresas deberán abstenerse de tener un usuario con DIU o FIU mayor a 360 horas o 360 veces respectivamente. Al realizar la consulta en el Sistema Único de Información (SUI) en el formato CS2 certificado por el OR Dispac, se encontró que esta condición se presentó en 83 629 usuarios en el 2019, en 293 usuarios en el 2020 y en 29 494 usuarios en el 2021. Dispac menciona que esta condición se presentó principalmente por un error en el reporte de la información, dado que la información de duración la reportaron en minutos y debía ser reportada en horas. Dado que aún no se ha realizado la reversión respectiva, estos son los datos oficiales que se tienen hasta el momento. La DTGE evaluará en conjunto con DISPAC la reversión de la información de calidad individual.

Tabla 11. DIU mayor a 360 horas – Dispac.

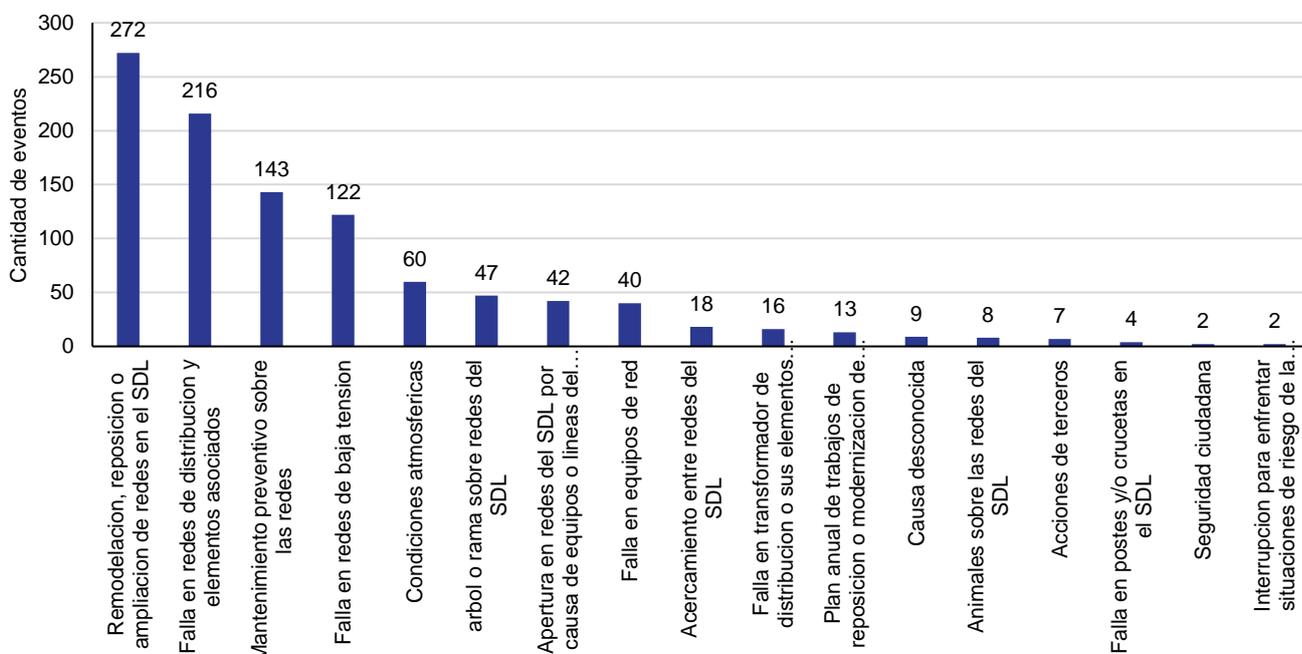
AÑO	Incumplimientos	Usuarios
2019	738.177	83.629
2020	293	293
2021	35.291	29.494

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

4.4.3.3.2 Causales de eventos en el SDL

Durante el año 2021 se presentaron 1021 eventos en el SDL de Dispac, de los cuales el 94% fueron eventos no excluibles y el 6% (59) restantes excluibles. Dentro de las causas excluibles, la principal causa fue la apertura en redes del SDL por causa de equipos o líneas del STN o STR con 42 eventos, seguido por los planes anuales de reposición o modernización de subestaciones con 13 eventos. En la siguiente Figura se presenta el detalle de los eventos.

Figura 4. Causales de eventos sucedidos en el SDL de Dispac 2021.



Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

4.4.3.3 Cumplimiento de requisitos

Respecto a los requisitos del esquema de calidad, el auditor OR Better menciona que la empresa cumplía los requisitos de calidad del servicio definidos en el numeral 5.2.10 de la Resolución CREG 015-2018. En su informe, el auditor indicó que el requisito f del numeral 5.2.10 de la misma resolución no había sido certificado pero que contaba con el tiempo para certificarlo, no obstante, la empresa no entregó información adicional sobre este punto por lo tanto se entiende que no ha cumplido el requisito definido en la regulación.

4.4.3.4 Planes de inversión

A continuación, se presenta el detalle de las inversiones aprobadas por la CREG y ejecutadas por Dispac para la vigencia 2021. En total se planeó una inversión de 9 348 344 604 COP y se ejecutó 2 893 467 151,60 COP, que corresponde a una ejecución del 31% respecto a lo planeado. Solo dos proyectos se ejecutaron al 100%, los restantes 7 proyectos presentaron subejecución, principalmente los proyectos Dispac-0027, Dispac-0028 y Dispac-0029.

Tabla 12. Detalle de los planes de inversión Dispac 2021.

CÓDIGO PROYECTO	TIPO DE INVERSIÓN	AÑO ENTRADA EN OPERACIÓN	VALOR PROYECTO APROBADO EXPRESADO EN UCS (COP)	VALOR EJECUTADO EXPRESADO EN UCS (COP)	PORCENTAJE EJECUCIÓN POR PROYECTO (%)
DISPAC-0027	III	2021	576.480.000,00	0,00	0
DISPAC-0028	III	2021	192.160.000,00	0,00	0
DISPAC-0029	III	2021	269.024.000,00	0,00	0
DISPAC-0030	III	2021	666.245.000,00	316.466.375,00	48
DISPAC-0031	III	2021	406.423.236,00	204.350.976,00	50
DISPAC-0032	III	2021	366.156.116,00	366.156.116,00	100
DISPAC-0033A	I	2021	317.427.954,20	317.003.734,80	100

CÓDIGO PROYECTO	TIPO DE INVERSIÓN	AÑO ENTRADA EN OPERACIÓN	VALOR PROYECTO APROBADO EXPRESADO EN UCS (COP)	VALOR EJECUTADO EXPRESADO EN UCS (COP)	PORCENTAJE EJECUCIÓN POR PROYECTO (%)
DISPAC-0021B	I	2021	5.164.200.400,00	1.100.460.000,00	21
DISPAC-007C	III	2021	1.390.227.897,80	589.029.949,80	41
TOTAL			\$ 9.348.344.604,00	2.893.467.151,60	31%

Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

Respecto a la subejecución de algunos proyectos se presentaron por parte de Dispac las siguientes aclaraciones:

- En los proyectos 0027, 0028, 0029 y 0030 no se encontraban las unidades constructivas descritas por parte de la CREG, por lo que no fue posible solicitar la remuneración. El proyecto se presentó, principalmente, por obsolescencia de equipos y vida útil. Dispac ejecutó los proyectos como mantenimientos. La SSPD solicita las órdenes de trabajo de dichas ejecuciones y contratos.
- El proyecto 0031 presentó problemas de flujo de caja motivado, principalmente, por la opción tarifaria durante la pandemia, reducción de tarifa por ingresar al esquema de la Resolución CREG 015. Se ejecutó el 50% por tener la mitad de las unidades constructivas. Este proyecto se encuentra en contratación en el 2022.
- El proyecto 0021B está relacionado con la repotenciación de la línea El Siete – Huapango. La problemática principal está relacionada con el acercamiento a la servidumbre de la línea por parte de las comunidades. El proyecto se está convirtiendo, prácticamente, en proyecto de reposición para atender contingencias sobre la línea. El proyecto está distribuido en 3 etapas 2020-2021-2022. La SSPD solicita soportes de dificultades con las comunidades.

- El proyecto 007C aplica para los 5 años del plan de inversión. Su ejecución y presupuesto es dinámico ya que depende principalmente de los trabajos que se programen por petición de los usuarios. Se mezclan actividades de planes de inversión con mantenimiento. Dispac menciona que el presupuesto aprobado para el proyecto también presenta ajustes.

4.4.3.5 Plan de pérdidas

Respecto al plan de pérdidas, Dispac mencionó que solicitó modificación al plan definido en la Resolución CREG 223 de 2020. La CREG mediante Resolución CREG 501-046 de 2022 modificó el plan de reducción de pérdidas del mercado de comercialización atendido por Dispac. El OR presentó recurso ante esta nueva resolución y se encuentra a la espera de dicha respuesta. La senda del Índice de Pérdidas Totales (IPT) quedó definido por la CREG de la siguiente manera:

Tabla 13. Senda del IPT para Dispac.

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
IPTS j,t	20,06	19,39	18,73	19,33	18,88	18,42	17,97	17,51	17,06	16,6

Fuente: Resolución CREG 501-046 de 2022 – elaboración DTGE.

Respecto al estado de dicho plan se encontró que Dispac no cumplió con la senda del plan de pérdidas para los años 2020 y 2021, tal como se puede observar en la siguiente Tabla:

Tabla 14. Indicador de pérdidas totales (IPT).

AÑO	PERIODO EVALUADO	IPT Calculado	IPT Senda	CUMPLE
2019	1	17,43%	20,06%	SI
2020	2	23,30%	19,39%	NO
2021	3	20,01%	18,73%	NO

Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

4.4.3.6 Calidad del servicio en el STR

El actual estado operativo del STR de Dispac ante condiciones normales de operación en anillo, mediante los enlaces con el STN a través de las líneas La Virginia – Cértegui a 115 kV y Bolombolo – Barroso – El Siete a 110 kV, muestra desempeños que evidencian valores de tensión dentro de los márgenes regulatorios establecidos, en estado estacionario la tensión en las barras de 115 kV, 110 kV y 220 kV no debe ser inferior a 0,90 p.u. ni superior a 1,10 p.u. del valor nominal.

Situación contraria se presenta cuando la condición operativa del sistema es radial ante contingencias sencillas (N-1), por indisponibilidad de algunas de las líneas que interconectan el STR de Dispac con el SIN, presentándose menores caídas de tensión cuando el STR se desconecta del sistema de la red de Empresas Públicas de Medellín, por indisponibilidad de la línea Bolombolo – Barroso – El Siete, por el efecto que la conexión se realiza en la subestación Cértegui, que es el punto más central del STR y la subestación Quibdó, concentra la mayor demanda. De otro lado, al desconectarse del sistema de la red de ISA- INTERCOLOMBIA, por la indisponibilidad de la línea La Virginia – Cértegui, los niveles de caída de tensión son mayores, afectando especialmente la subestación Istmina.

Ahora bien, dentro del Plan de Expansión para la red de Dispac del nivel IV (115 kV), para el período 2022 – 2030, se consideraron la entrada en operación de una serie de proyectos de refuerzo de la red actual, como las centrales de generación Talasa y Tatamá, la subestación Atrato 220/115 kV de 2X180 MVA y su enlace Ancón Sur – Esmeralda a 220 kV, la reconfiguración de la línea Virginia - Tatamá 115 kV en Virginia – Viterbo - Tatamá 115 kV, entre otros; sin embargo, estos proyectos presentan la siguiente situación: la convocatoria pública para la subestación Atrato 220/115 kV de 2X180 MVA está suspendida, los proyectos de generación Talasa y Tatamá se están revisando. Por lo anterior, la empresa Dispac., solicitó reunión ante la UPME llevándose a cabo el 21 de junio de 2022, en la que se manifestó que toma vigencia la compensación del Plan de Expansión presentado a la UPME en el año 2021, que contempla la instalación de compensaciones capacitivas en la barra de la subestación

Cértegui a 115 kV, con valores de 33,8 MVAR en dos pasos y 3,8 MVAR en un paso. De igual manera, se vienen adelantando gestiones para la recuperación y puesta en plena operación de la compensación capacitiva de 10 MVAR en barras de 13,2 kV, existentes en las subestaciones Huapango (2 X 1,80 MVAR y 2 X 2,13 MVAR), Cértegui (1 X 0,55 MVAR) e Istmina (1X1,68 MVAR).

En la sección 7.4.1 del informe IPOEMP III 2022 se hace una descripción del estado operativo del sistema de transmisión de Dispac por parte de XM y CND. Se ha identificado que *«ante contingencia sencilla o indisponibilidad de algún circuito del corredor Cértegui-Quibdó-El Siete-Barroso a 110 kV, se presenta en algunos nodos del corredor tensiones cercanas la(sic) límite inferior permitod (sic) por la regulación de 0.9 p.u.»*.

En el mismo informe se menciona que el nodo Quibdó 110 kV impone la limitación de transferencia de potencia en la red de Dispac, llegando a una tensión de 0.9 p.u. con demanda del orden de 55 MW en los nodos a 110 kV de Istmina, Cértegui y Quibdó. Ante contingencia sencilla, cuando hay ausencia de El Siete-Quibdó 110 kV o Barroso – El Siete 110 kV la máxima atención segura de la demanda sería del orden de 24 MW. Se concluye entonces que existe riesgo en la atención a la demanda ante contingencia sencilla en el sistema de transmisión de Dispac.

4.4.3.6.1 Indisponibilidad de activos en el STR

A continuación, se presenta la cantidad de horas indisponibles de los activos del STR de Dispac en el año 2021. Las mayores indisponibilidades ocurrieron por mantenimientos en 7 activos donde la línea Quibdó – Cértegui 1 115 kV fue la más indisponible con 503,068 horas seguida de la BL1 Cértegui a Istmina 115 kV con 101,9 horas. Según menciona Dispac, esta situación se presentó por un mantenimiento mayor realizado sobre estos activos que se extendió más de tres meses. La indisponibilidad total por eventos forzados fue de 72,563 horas. La mayor afectación se presentó en la línea Cértegui – Istmina 1 115 kV con 32,916

horas. La indisponibilidad por eventos no programados en consignación nacional se presentó principalmente en la línea Quibdó – Cértegui 1 115 kV con 7,067 horas.

Tabla 15. Indisponibilidad de activos STR Dispac 2021.

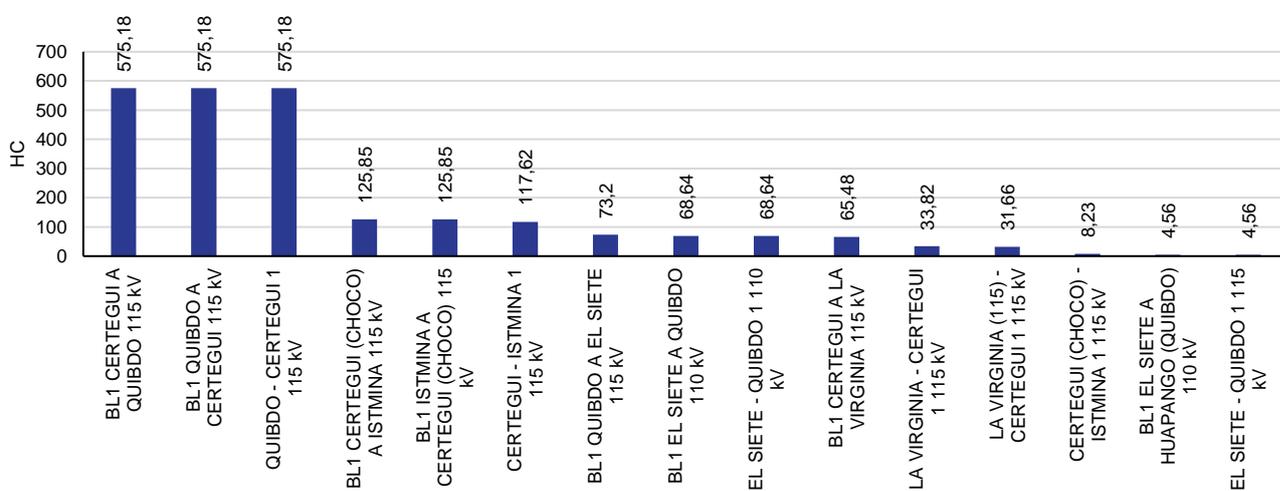
Total Forzado (Horas)	72,563
BARRA QUIBDÓ 115 KV	0,1
BARROSO - EL SIETE 1 110 kV	0,817
BL1 CÉRTEGUI A LA VIRGINIA 115 KV	16,766
BL1 CÉRTEGUI A QUIBDÓ 115 kV	0,601
BL1 EL SIETE A BARROSO 110 KV	0,067
BL1 EL SIETE A QUIBDÓ 110 kV	0,333
BL1 ISTMINA A CÉRTEGUI (CHOCÓ) 115 kV	0,017
BL1 QUIBDÓ A EL SIETE 115 kV	0,033
CÉRTEGUI - ISTMINA 1 115 kV	32,916
EL SIETE - QUIBDÓ 1 110 kV	3,48
LA VIRGINIA - CÉRTEGUI 1 115 kV	1,334
QUIBDÓ - CÉRTEGUI 1 115 kV	16,099
Total Mantenimiento (Horas)	797,971
BL1 CÉRTEGUI (CHOCÓ) A ISTMINA 115 kV	101,9
BL1 CÉRTEGUI A LA VIRGINIA 115 kV	12,384
BL1 QUIBDÓ A EL SIETE 115 kV	74,635
CÉRTEGUI - ISTMINA 1 115 kV	16,85
EL SIETE - QUIBDÓ 1 110 kV	31,517
LA VIRGINIA - CÉRTEGUI 1 115 kV	57,617
QUIBDÓ - CÉRTEGUI 1 115 kV	503,068
Total No Programado en Consignación (Horas)	8,284
BL1 CÉRTEGUI (CHOCÓ) A ISTMINA 115 kV	0,783
BL1 QUIBDÓ A EL SIETE 115 kV	0,05
EL SIETE - QUIBDÓ 1 110 kV	0,167
LA VIRGINIA - CÉRTEGUI 1 115 kV	0,217
QUIBDÓ - CÉRTEGUI 1 115 kV	7,067

Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

4.4.3.6.2 Compensaciones en el STR

En la Figura 5 se presenta la cantidad de horas compensadas por activos en el STR de Dispac durante el año 2021. Los activos BL1 Cértegui a Quibdó 115 kV, BL1 Quibdó a Cértegui 115 kV y Quibdó Cértegui 115 kV presentaron las mayores HC con 575,18 horas.

Figura 5. Horas Compensadas en el STR Dispac 2021.



Fuente: Herope – elaboración DTGE.

Las compensaciones que Dispac debió pagar por calidad del servicio en el STR aumentó más de un 400% en el 2021 respecto al 2020, lo que indica mayor indisponibilidad del sistema y una peor calidad del servicio. Adicionalmente, esta situación sigue en aumento ya que para el mes de agosto del año 2022 el acumulado de las compensaciones aumentó un 49% respecto al año 2021, situación que posiblemente seguirá en aumento para finales del año 2022.

Tabla 16. Compensaciones del STR Dispac.

Año	Compensaciones STR (COP)
2020	43.813.576
2021	255.296.163
2022(08)	380.274.279

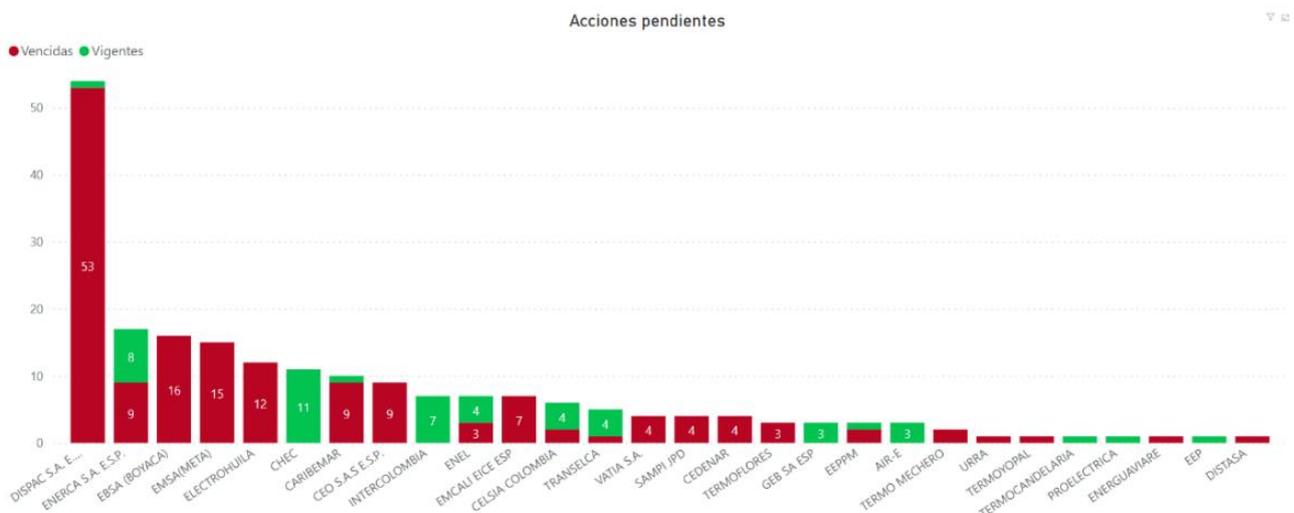
Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

4.4.3.7 Acuerdo CNO 787

Por otra parte, respecto al cumplimiento del Acuerdo CNO 787 se evidenció que Dispac cuenta con más de 53 acciones vencidas, de las cuales 35 acciones se originaron por descoordinación de protecciones y fallas en los relés, 8 acciones se originaron por inversión de secuencia de fases, 7 acciones se originaron por inconvenientes operativos en equipos de potencia (interruptores y/o seccionadores) y las 3 acciones restantes por error procedimental, registro de SOE o falta de información. Dispac suscribió y viene ejecutando los contratos No. DG-043 de 2020, No. 004 de 2021 y No. 011 de 2021, para el suministro e instalación de nuevos relés de protecciones; suministro, montaje e instalación de equipos de patio (interruptores y seccionadores de potencia) para el nivel IV y el Estudio de Ajuste y Coordinación de Protecciones – EACP.

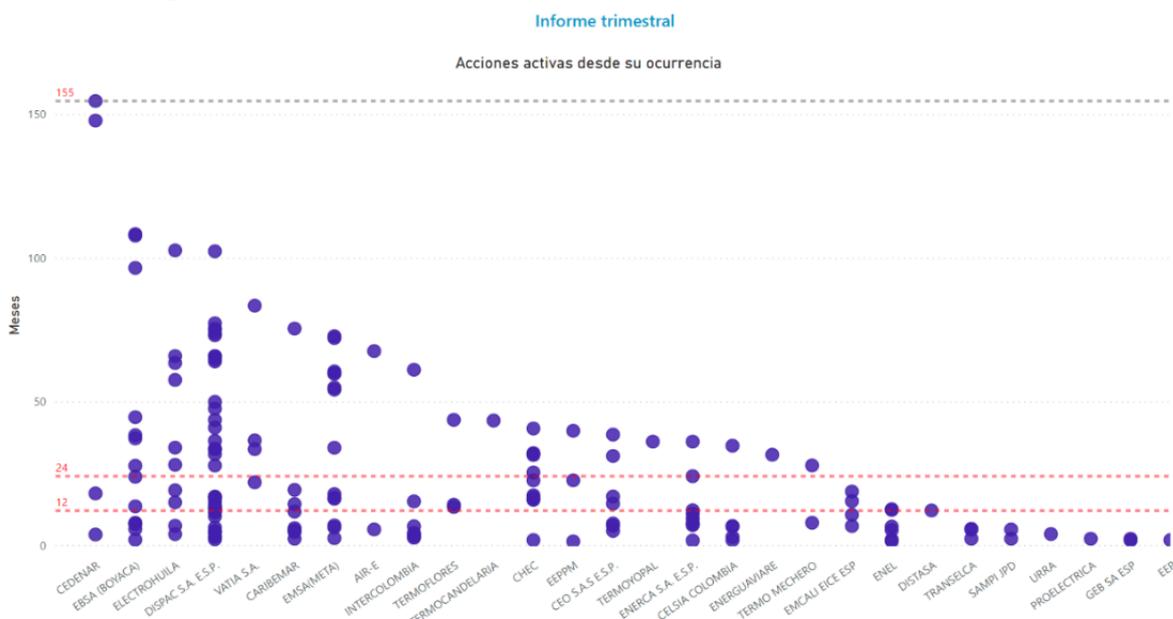
Adicionalmente se evidenció que existen acciones pendientes por cerrar con más de 150 meses de duración, es decir que han estado abiertas más de 12 años, lo que evidencia falta de gestión por parte de la empresa y un presunto incumplimiento al Acuerdo CNO 787.

Figura 6. Acciones pendientes de cierre por parte de los OR por eventos en los sistemas de transmisión.



Fuente: Presentación XM – Comité de Distribución – Consejo Nacional de Operaciones CNO.

Figura 7. Duración de acciones pendientes de cierre de los OR.



Fuente: Presentación XM – Comité de Distribución – Consejo Nacional de Operaciones CNO.

4.4.3.8 Calidad de la potencia

En cuanto a la calidad de la potencia se tienen dos puntos de medida ubicados en el STR en las barras de las subestaciones. El punto Beq0555 está ubicado en la subestación Istmina 115 kV y el punto Lin0986 está ubicado en la subestación La Virginia 115 kV. Se registraron eventos con factor de potencia por debajo de 0,9 tanto inductivo como capacitivo y eventos tantos de hundimientos como de elevaciones principalmente en el punto de medida Beq0555.

Tabla 17. Mediciones de calidad de la potencia Dispac.

Punto de medición	Beq0555	Lin0986
Número de hundimientos instantáneos	440	0
Número de hundimientos momentáneos	84	0
Número de hundimientos temporales	9	0
Número de elevaciones instantáneas	54	0
Número de elevaciones momentáneas	23	0
Número de elevaciones temporales	12	0

Punto de medición	Beq0555	Lin0986
Número de interrupciones de corta duración	106	0
Número de mediciones de factor de potencia capacitivo por debajo de 0.9	10810	16056
Número de mediciones de factor de potencia inductivo por debajo de 0.9	12	1406

Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

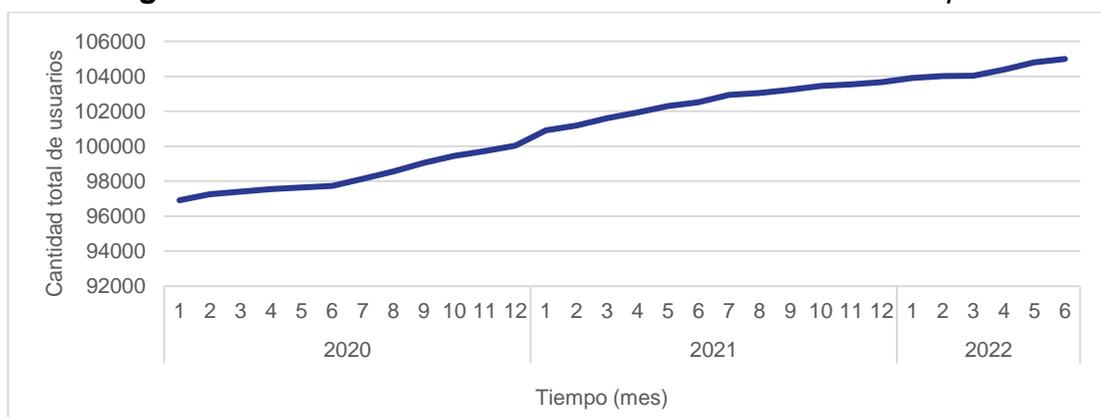
4.4.4 Aspectos comerciales

Dispac realiza actividades de distribución y comercialización, su demanda está destinada a atender usuarios del mercado regulado; Dispac no atiende usuarios no regulados ni usuarios AGPE.

4.4.4.1 Caracterización del mercado de Dispac

Al finalizar el año 2021, los clientes atendidos por Dispac, fueron 103 656, esto es 3618 más que el año inmediatamente anterior, el crecimiento representa un incremento de 3,6% frente a los 100.038 clientes facturados al cierre del 2020. Lo anterior, se explica principalmente por el ingreso de nuevos clientes, beneficiarios de la normalización de redes de media y baja tensión, al igual que la culminación de los proyectos de interconexión eléctrica, los cuales son matriculados e incluidos en el Sistema Comercial SIEC de la empresa.

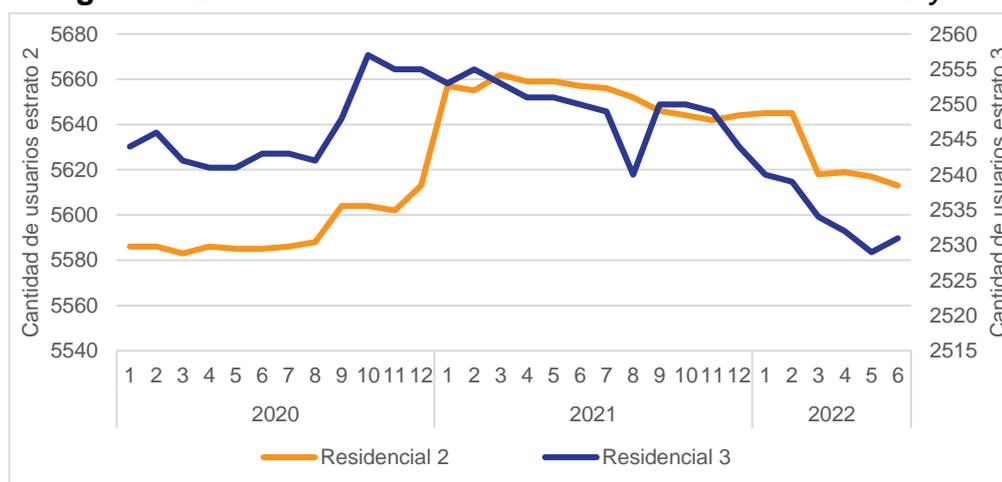
Figura 8. Evolución de la cantidad total de usuarios de Dispac.



Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

Sin embargo, es importante observar algunas dinámicas del comportamiento por sectores de este grupo de usuarios. Para poner un ejemplo, desde enero de 2020 a junio de 2022, ha disminuido la cantidad de usuarios industriales de 106 a 103; de forma similar pasa con las instituciones educativas, pasando de 167 a 156. La cantidad de usuarios en el sector residencial estrato 2 viene con tendencia decreciente desde enero de 2021 pasando, de 5657 en enero de 2021, a 5613 en junio de 2022; similarmente, la cantidad de usuarios en el sector residencial estrato 3 viene decreciendo desde octubre de 2020, pasando, de 2557 a 2531 a junio de 2022. Este comportamiento se ve en la **Figura 9**.

Figura 9. Evolución del número de usuarios de los estratos 2 y 3.



Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

En la Tabla 18, se tiene la relación porcentual de los usuarios por estrato/sector con fecha de corte de junio de 2022.

Tabla 18. Relación de la cantidad de usuarios por estrato/sector, para el periodo 6 de 2022.

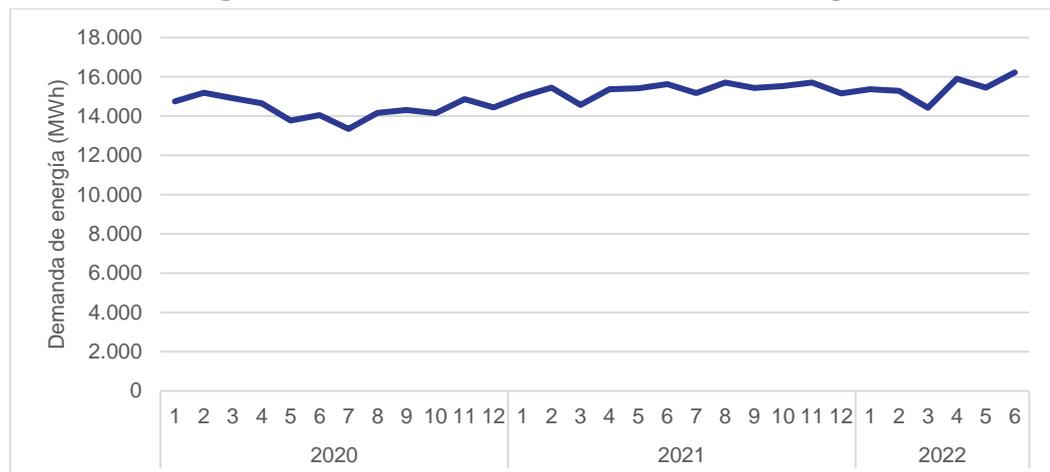
Tipo de usuario	Cantidad de usuarios	Porcentaje (%)
Industriales	103	0,10
Comerciales	4823	4,59
Oficiales	722	0,69
Provisionales	292	0,28
Alumbrado público	16	0,02

Residencial 1	90734	86,42
Residencial 2	5613	5,35
Residencial 3	2531	2,41
Inst. Educativas	156	0,15

Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

Para estos usuarios, con esa caracterización y la tendencia de crecimiento general mostrada previamente, se tiene en la Figura 10 el comportamiento de la demanda para el periodo comprendido entre enero de 2020 y junio de 2022.

Figura 10. Evolución de la demanda de energía.



Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

Para la demanda que se muestra previamente, la distribución de los consumos es como se muestra en la Tabla 19.

Tabla 19. Relación del total de la demanda para el periodo 6 del año 2022.

Tipo de usuario	Porcentaje (%)
Alumbrado público	2,94
Comerciales	17,81
Industriales	0,29
Inst. Educativas	0,67
Oficiales	8,88

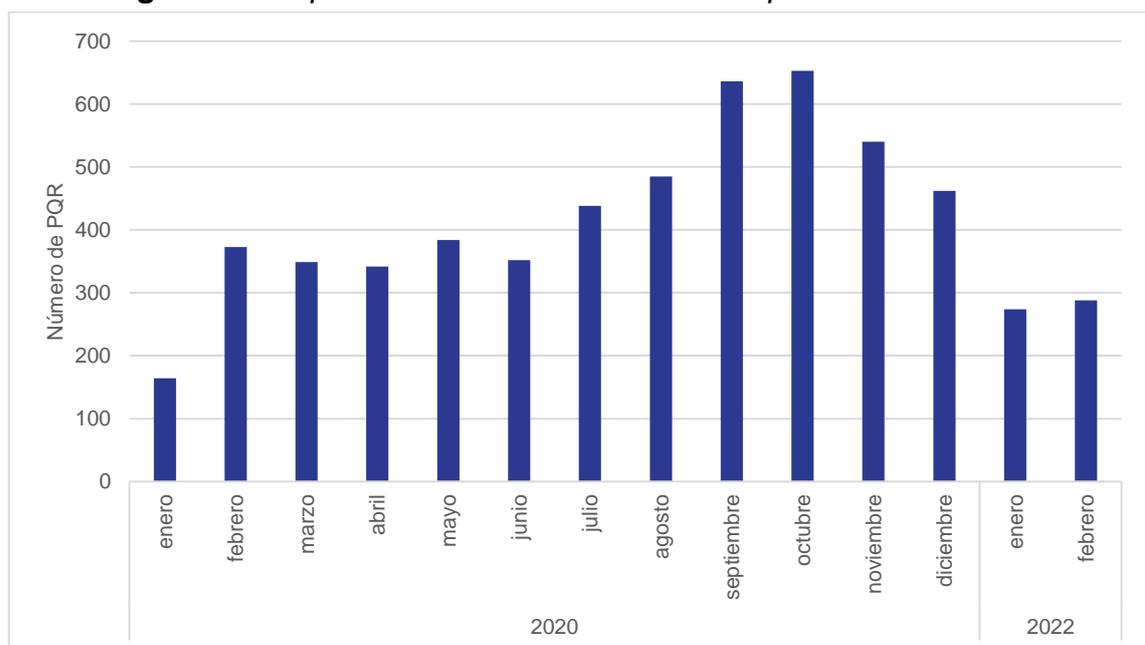
Provisionales	1,72
Residencial 1	60,01
Residencial 2	4,84
Residencial 3	2,86

Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

Es de notar la diferencia entre la proporción de los consumos y la cantidad de usuarios, si bien la mayoría de los usuarios corresponde al sector residencial estrato 1, y la mayoría del consumo se encuentra en este sector, los porcentajes son notablemente diferentes a razón de la participación que tiene el sector residencial en la demanda, la cual se encuentra cerca del 18%.

Como parte de la caracterización de mercado de Dispac y su atención a los usuarios que atiende, se consultó a Dispac respecto del número de PQR por temas comerciales. La información se registra en la Figura 11.

Figura 11. Reporte de PQR relacionadas a aspectos comerciales.



Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

Si bien es difícil establecer si la gestión realizada por parte de Dispac para la disminución del número de PQR ha tenido algún efecto positivo, más cuando no se tiene reporte dentro de la información requerida para el año 2021 (del cual hay que tenerse muy presente el tiempo de cuarentena por la contingencia ocasionada por el COVID-19), la comparación entre los años 2020 y 2022 permite suponer números muy similares en el número de reclamaciones por lo que se recomienda la revisión de las causas de las reclamaciones y la realización de las acciones que correspondan a fin de disminuir el número de PQR relacionadas a aspectos comerciales.

A razón de la atención a la demanda de energía se presenta entonces lo referente a las compras de energía y la metodología que utiliza Dispac para ello.

4.4.4.1.1 Compras de energía en bolsa

Respecto al proceso de compra de energía en bolsa, Dispac, únicamente, maneja demanda regulada. Para atender esa demanda regulada Dispac maneja contratos bilaterales de largo plazo, todos, en la modalidad de «pague lo contratado». Dispac tiene contratos con Emgesa, Isagen y EPM; los contratos con EMP y Emgesa son de antes de la puesta en marcha del Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas (SICEP). A partir del 1 de enero de 2022 entraron 3 contratos nuevos que son de la segunda subasta del MEM de FNCER, son con Celsia, Trina Solar, y JEMEIWAA KA'I. Se tiene el 11% de energía que se suple a partir de la bolsa y, como Dispac no tiene actividad de generación, no tiene ventas de energía por fuera del mercado aparte de los excedentes de la energía comprada en contratos.

El total de la energía comercializada para el año 2021, la cual comprende: 2 contratos con Isagen, uno con Emgesa y uno con EPM; y de los valores pagados por ella se muestra en la Tabla 20.

Tabla 20. Compras de energía para el año 2021.

Periodo	Energía (MWh)	Valor pagado (COP)
Enero	13004	2.883.491.761

Periodo	Energía (MWh)	Valor pagado (COP)
Febrero	17294	3.830.912.860
Marzo	18713	4.233.584.758
Abril	17876	4.100.304.936
Mayo	18552	4.360.291.549
Junio	18226	4.303.403.636
Julio	18657	4.465.192.639
Agosto	18205	4.382.517.198
Septiembre	18313	4.464.219.742
Octubre	17612	4.341.684.669
Noviembre	16906	4.249.029.055
Diciembre	18263	4.660.498.290
Total	211621	50.275.131.092

Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

Y para el año 2022, se tiene que las compras de energía están divididas en dos tipos: por un lado, las compras por contratos en el mercado de energía, y por otro, lado las compras que provienen de Fuentes no Convencionales de Energías Renovables (FNCER). Al respecto, debe considerarse lo estipulado en la Resolución 40715 de 2019 MME donde se establece que, «los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista estarán obligados a que el diez por ciento (10%) de las compras de energía destinadas a atender usuarios finales del mercado regulado en un año, provengan de fuentes no convencionales de energía renovable, a través de contratos de largo plazo que hayan sido suscritos en el marco de mecanismos de mercado».

Téngase presente que, como lo establece la misma resolución de MME, el cumplimiento de esa obligación rige a partir del año 2022, razón por la que no se tiene en cuenta para el año 2021.

El total de energía comercializada mediante contratos con EPM, Isagen y Emgesa, para el primer semestre de 2022 se tienen los totales mostrados en la Tabla 21.

Tabla 21. *Compras de energía por contratos para el año 2022.*

Periodo	Energía (MWh)	Valor pagado (COP)
Enero	17329,2703	4.573.467.380
Febrero	15866,2706	4.300.967.522
Marzo	17184,15059	4.763.992.330
Abril	16421,74657	4.612.958.916
Mayo	17025,45194	4.903.193.979
Junio	16751,22202	4.831.504.643
Total	100578,112	27.986.084.771

Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

Y de las compras de energía proveniente de FNCER, la información de los totales para el primer semestre de 2022, se muestra en la Tabla 22.

Tabla 22. *Compras de energía provenientes de FNCER para el 2022.*

Periodo	Energía (MWh)	Valor pagado (COP)
Enero	1101,880	235.608.416
Febrero	995,247	214.031.671
Marzo	1101,880	234.837.637
Abril	1066,336	237.015.192
Mayo	1101,880	245.829.371
Junio	1066,336	245.809.336
AÑO 2022	6433,560	1.413.131.622

Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

Al respecto, el total del porcentaje de compras de energía provenientes de FNCER, respecto de las compras totales de energía, según lo mostrado en las Tabla 21 y Tabla 22, corresponde al 6%. Según lo mencionado por Dispac, para el año 2022, el total de las compras de FNCER, respecto de las compras totales, corresponde al 7% de las compras totales de energía, de este modo, para Dispac, no fue posible el cumplimiento de esta meta.

Al consultar al respecto de esta situación, y en general de las convocatorias, Dispac manifiesta que se han hecho cuatro convocatorias en el SICEP y que todavía se tienen contratos que se hicieron antes de la Resolución CREG 130 de 2019. Dos en el año 2020. La convocatoria 1 se declaró desierta dado que las ofertas que presentaron los comercializadores superaron la oferta de reserva de la empresa, en el segundo proceso se adjudicaron dos productos, los dos fueron adjudicados a Isagen quienes, actualmente, les están despachando energía de 2021 a 2025 que es la vigencia de esos contratos, este año se han publicado dos convocatorias, añaden diciendo que, de la última convocatoria recibieron ofertas el 26 de septiembre, que no se recibieron ofertas debido al nacional por el tema de incertidumbre que se está presentando, la audiencia para el cierre de dicha convocatoria estaba programada para el 6 de octubre, fecha posterior a la visita de la evaluación, en donde indicarían que se declare desierta y se piensa publicar un a próxima convocatoria en días cercanos a esa fecha.

El total de energía comprada por Dispac en 2021 fue 241,84 GWh, de la cual el 87.5% (211,62 GWh) fue proveniente de compras en contratos y el 12,5% (30,22 GWh) de compras en bolsa. Adicionalmente, se acumuló un total de ventas en bolsa de 1,99 GWh.

La demanda comercial regulada del mercado de comercialización Chocó durante el año 2021 fue 239,91 GWh, lo cual representa un incremento de 2,99% respecto al año 2020, que tuvo una demanda de 232,95 GWh. Además, cabe señalar que Dispac sigue contando solo con usuarios del mercado regulado.

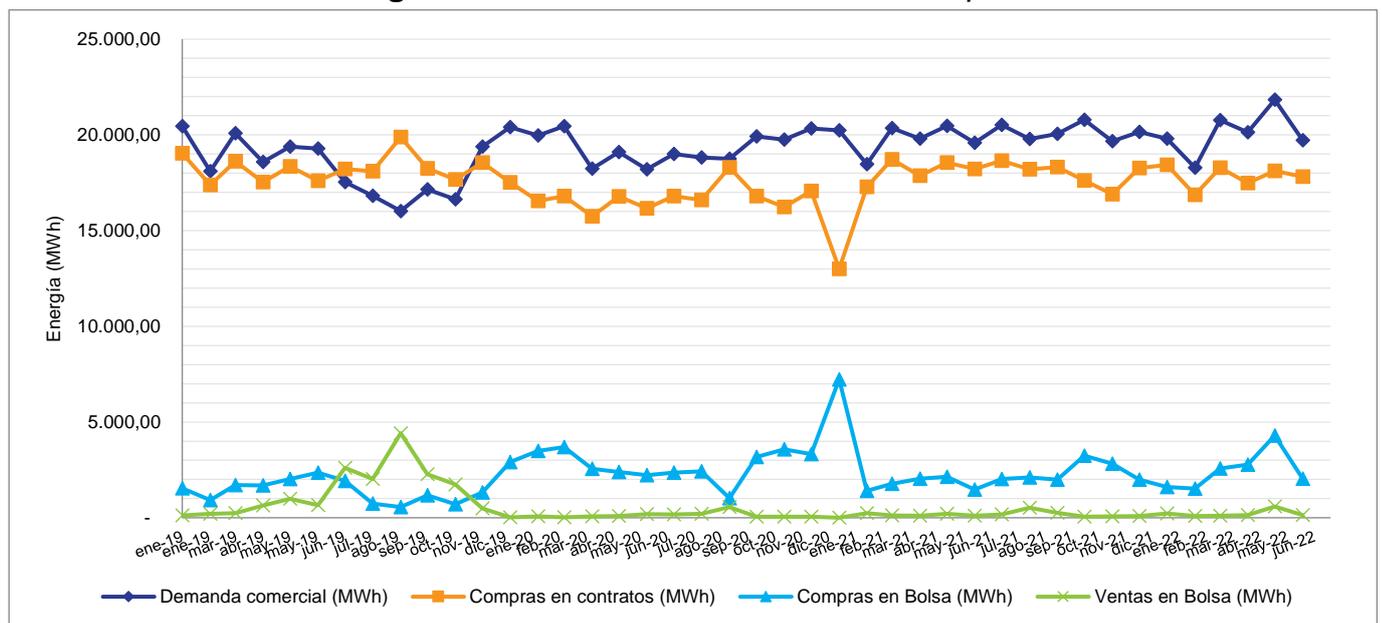
Manifiesta Dispac que, en el 2021, la exposición en la bolsa de energía fue del 12,5% y en el primer semestre de 2022 fue de 12,17%. El porcentaje de energía contratada a largo plazo en el 2021 fue de 87,5%. De otra parte, en el 2022 hasta junio de 2022, el porcentaje de contratación es del 87,83%, que incluye el 5,3% de energía de FNCER (eólica y solar).

Las perspectivas para el año 2023, están obligatoriamente dependientes del resultado de la convocatoria SICEP CP-EDPC2022 -002, que permitirá tener una exposición en bolsa del 10,3%. También se contarán en operación 6 nuevos contratos de compra de energía de FNCER, que con los que iniciaron en el 2022, se atenderá el 6,7% de la demanda de 2023 con FNCER (16,5 GWh).

La participación de la demanda de Dispac en el mercado nacional es del 0,3%.

En la Figura 12, se muestra la evolución de las transacciones de Dispac desde enero de 2019 a junio de 2022 donde se muestra la demanda y las compras y ventas de energía.

Figura 12. Evolución transacciones de Dispac.



Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

En concordancia con la Resolución CREG 130 de 2019, Dispac fue objeto de auditoría a las convocatorias, al respecto, en la visita se solicitó el informe sobre la revisión que contrata la CREG y XM, para validar el cumplimiento de la mencionada regulación. Se remite el resultado de la auditoría que evidencia el cumplimiento por parte de Dispac a la Resolución CREG 130 de 2019.

4.4.4.1.2 Estrategia corporativa

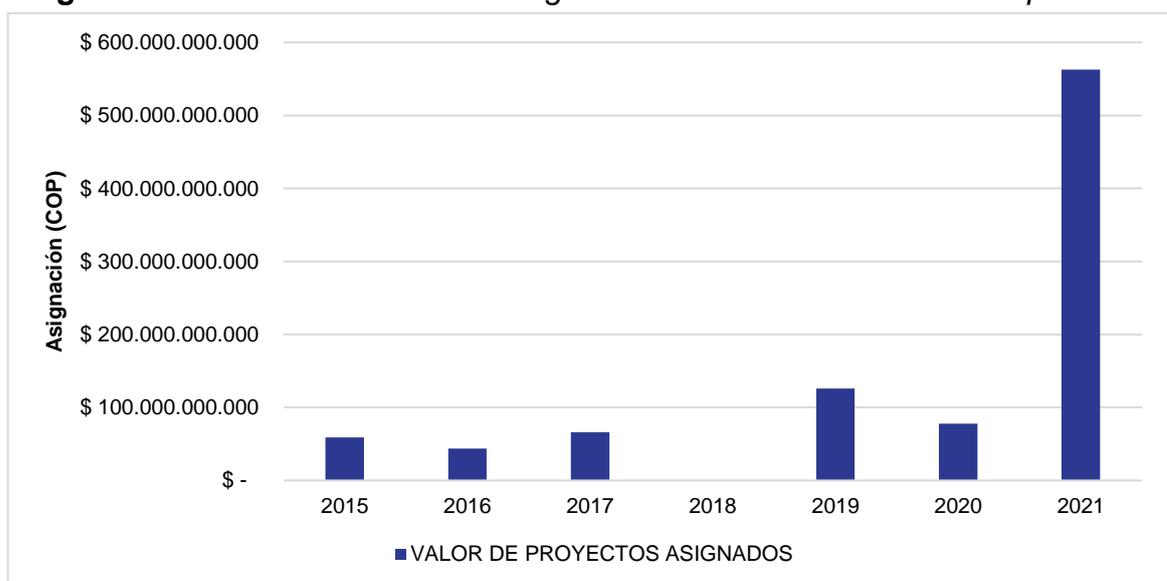
Dispac es una empresa con una participación accionaria del Ministerio de Hacienda del 99,99%, las estrategias corporativas están definidas por el Ministerio de Hacienda.

No se tendrán cambios organizacionales, se tiene previsto continuar con la operación, administración y comercialización de energía en el mercado de Dispac, con un gestor, que en la actualidad es el «CONSORCIO ENERGÍA CONFIABLE».

Se están realizando gestión ante la DIAN, con el propósito que el IVA del contrato de gestión, no se incluya.

De otra parte, Dispac, en los últimos años viene articulando esfuerzo con el Gobierno Nacional mediante la administración y ejecución de diversos proyectos energéticos los cuales son financiados por los diferentes fondos especiales, especialmente en ZNI. Esto ha llevado a Dispac a convertirse en un instrumento de política pública. En la Figura 13 se muestra la evolución de la asignación de recursos con fondos especiales.

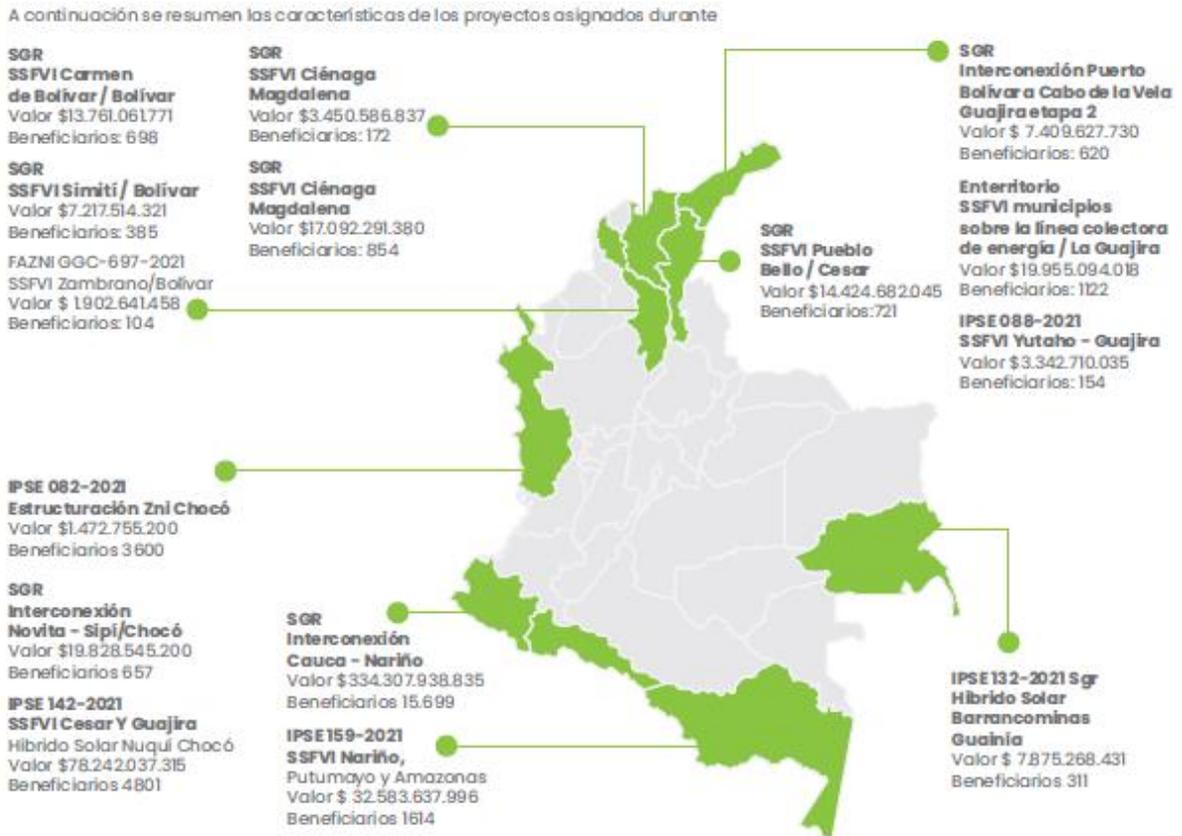
Figura 13. Evolución anual de la asignación de recursos de fondos especiales.



Fuente: Dispac.

Adicionalmente, Dispac reporta proyectos como se muestra en la Figura 14.

Figura 14. Proyectos Dispac.



Fuente: Dispac.

Al respecto de los proyectos que se muestran en la Figura 14, se tiene que Dispac es empresa de economía mixta y hace parte del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, por ello ha adelantado proyectos FAZNI y de regalías en cuanto espacios de cobertura para zonas no interconectadas (ZNI), en ese sentido, Dispac se encuentra registrado como agente ZNI. Dentro de ese ejercicio está realizar operaciones de AOM en ZNI. Menciona Dispac que se estiman unos 10 mil clientes alrededor de 10 departamentos, ingresando paulatinamente. Informan que se encuentra en proceso de revisión de la resolución de subsidios y fórmulas tarifarias (para ZNI) para determinar el porcentaje de AOM a reconocer.

En la Tabla 23 se presentan algunas características de los proyectos asignados para la vigencia 2021.

Tabla 23. Resumen proyectos asignados 2021.

CONTRATO	PROYECTO	VALOR CONTRATO (COP)	NUMERO DE USUARIOS	FECHA DE SUSCRIPCIÓN O ASIGNACIÓN	FECHA DE TERMINACION EJECUCIÓN
IPSE 082-2021	ESTRUCTURACIÓN ZNI CHOCÓ	1.472.755.200	3600	13/05/2021	30/04/2022
IPSE 088-2021	SSFVI YUTAHU - GUAJIRA	3.342.710.035	154	10/06/2021	31/01/2022
IPSE 142-2021	SSFVI CESAR Y GUAJIRA - HIBRIDO SOLAR NUQUÍ CHOCÓ	78.242.037.315	4801	10/11/2021	31/07/2022
IPSE 159-2021	SSFVI NARIÑO, PUTUMAYO Y AMAZONAS	32.583.637.996	1614	10/12/2021	31/07/2022
IPSE 132-2021 REGALIAS	HIBRIDO SOLAR BARRANCOMINAS / GUAINIA	7.875.268.431	311	28/09/2021	28/07/2022
FAZNI GGC-697-2021	SSFVI ZAMBRANO / BOLÍVAR	1.902.641.458	104	13/10/2021	13/11/2022
REGALIAS	INTERCONEXIÓN CAUCA - NARIÑO	334.307.938.835	15.699	10/06/2021	36 meses
REGALIAS	INTERCONEXIÓN PUERTO BOLÍVAR A CABO DE LA VELA / GUAJIRA ETAPA 2	7.409.627.730	620	3/06/2021	31/12/2022
REGALIAS	SSFVI CARMEN DE BOLÍVAR / BOLIVAR	13.761.061.771	698	6/07/2021	31/12/2022
REGALIAS	SSFVI PUEBLO BELLO / CESAR	14.424.682.045	721	6/07/2021	31/12/2022
REGALIAS	SSFVI CIÉNAGA / MAGDALENA	3.450.586.837	172	31/07/2021	31/12/2022
REGALIAS	SSFVI CIÉNAGA / MAGDALENA	17.092.291.380	854	31/07/2021	31/12/2022
REGALIAS	INTERCONEXIÓN NOVITA - SIPÍ / CHOCÓ	19.828.545.200	657	25/10/2021	31/12/2022
REGALIAS	SSFVI SIMITÍ / BOLIVAR	7.217.514.321	385	10/11/2021	31/12/2022

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

CONTRATO	PROYECTO	VALOR CONTRATO (COP)	NUMERO DE USUARIOS	FECHA DE SUSCRIPCIÓN O ASIGNACIÓN	FECHA DE TERMINACIÓN EJECUCIÓN
ENTERRITORIO	SSFVI MUNICIPIOS SOBRE LA LÍNEA COLECTORA DE ENERGÍA / LA GUAJIRA	19.955.094.018	1122	11/11/2021	30/04/2023
TOTAL		562.866.392.572	31512		

Fuente: Dispac.

Al respecto de los proyectos, Dispac menciona que «de los contratos y proyectos asignados en el 2021 y que serán ejecutados por DISPAC S. A. ESP durante la vigencia de 2022, se estima obtener utilidades de aproximadamente \$2.000 millones.

Ahora bien, es importante mencionar igualmente que el COVID-19 impactó negativamente la ejecución de los proyectos que ya se encontraban asignados con anterioridad al inicio de la vigencia 2021, retrasando los cronogramas de finalización, como consecuencia de las demoras en los suministros y en la distribución e instalación de equipos en todos los frentes de obra, así como el establecimiento de protocolos de bioseguridad que limitaron el transporte nacional e internacional de materiales y equipos, el incremento de costos en la materia prima, entre otros. No obstante, y con todas las limitaciones mencionadas, se logró avanzar significativamente en la mayoría de los proyectos en ejecución».

Con relación de la participación de Dispac como agente ZNI, hay que tener de presente que, se tiene, por un lado, «la empresa Dispac» y, por otro lado, un «establecimiento de comercio», es decir, son dos establecimientos diferentes en uno solo que es Dispac, en Chocó es la administración del establecimiento de comercio, a saber, distribución y comercialización y lo que comprende ese tipo de actividades, y está administrado por un gestor con base a un contrato de preposición frente al tema de administración del establecimiento de comercio, y a la par de eso, como ya se mencionó, Dispac es una entidad del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y se constituye en un instrumento de política pública del gobierno nacional para efectos de desarrollar otros proyectos relacionados con el sistema energético en otras regiones del país por designación de MME, y desde el ministerio es que se le asignan algunos proyectos

para que desarrollen en otras regiones. Pero, lo que compete de Chocó es la administración, distribución y la comercialización de los servicios públicos incluyendo proyectos de expansión, no solo los que está administrando actualmente, sino que también están incluidos los proyectos de expansión enfocados a conseguir nuevos usuarios. A los que se puede llegar a través del SIN, se llega, y a las zonas alejadas por las condiciones alejadas se apela a soluciones fotovoltaicas de los cuales se tienen ese tipo de proyectos.

Durante la visita se le requirió a Dispac información sobre los proyectos relacionados en la Figura 14 donde se informe: los cronogramas, el impacto, el avance de ejecución, copias de los contratos y demás información relacionada, información que Dispac no remitió.

Finalmente, y como punto importante, se menciona por parte de Dispac que, para ese tipo de proyectos, se Dispac firmó una concesión con el MME en la cual, de parte del Ministerio, se entregan unas soluciones fotovoltaicas individuales, y esos activos son cedidos a Dispac. Ellos cuentan con un subcontratista, de la misma manera que ocurre en Chocó, asociado a toda la etapa de AOM; también son una empresa de Servicios públicos y se encargan de toda la operación. Durante la visita de la evaluación integral se pide el modelo de gestión en esas ZNI, contratos, cronogramas, detalles de usuarios, ubicación para las fechas de entrada en operación. Información que Dispac no remitió.

4.4.4.1.3 FAZNI

Respecto a los proyectos con recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas (FAZNI), Dispac remite la información reportada en la Tabla 24.

Tabla 24. Proyectos FAZNI.

RECURSOS	CONTRATO	DESCRIPCIÓN PROYECTO	NÚMERO DE USUARIOS	ESTADO	FECHA DE INICIO	FECHA DE TERMINACIÓN EJECUCIÓN	AVANCE EJECUCIÓN
FAZNI	FAZNI-GGC-762-19	DISEÑO DE LA SOLUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA VIVIENDA INDIVIDUAL CON FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA RENOVABLE FNCER, UBICADAS EN LA ZONA RURAL DEL MUNICIPIO DE MIRAFLORES DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE	1057	EN EJECUCIÓN	30/10/2021	19/1/2023	50%
FAZNI	FAZNI-GGC-765-19	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE SOLUCIONES DE ENERGÍA INDIVIDUALES SOSTENIBLES CONSISTENTES EN SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS PARA VIVIENDAS RURALES EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS DE LAS VEREDAS: EL PORVENIR LA CUCHILLA, TIERRA NUEVA, BUENOS AIRES, CORCOVADO, LA ESTRELLA, HONDA BAJA, LA CONFORMIDAD 3, EL REFLEJO, PROGRESO DEL MUNICIPIO DE MORALES DEPARTAMENTO BOLÍVAR	279	TERMINADO	30/10/2021	11/1/2023	100%
FAZNI	FAZNI-GGC-766-19	INSTALACIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA BENEFICIAR A 775 VIVIENDAS EN ZONAS NO INTERCONECTADAS DEL MUNICIPIO DE UNGUÍA-CHOCÓ	775	TERMINADO	30/10/2021	21/10/2022	100%

RECURSOS	CONTRATO	DESCRIPCIÓN PROYECTO	NÚMERO DE USUARIOS	ESTADO	FECHA DE INICIO	FECHA DE TERMINACIÓN EJECUCIÓN	AVANCE EJECUCIÓN
FAZNI	FAZNI-GGC-769-19	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE SOLUCIONES DE ENERGÍA INDIVIDUALES SOSTENIBLES CONSISTENTES EN SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS PARA VIVIENDAS RURALES EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS DE LAS VEREDAS DESIERTO, VARSOVIA, LOS CAMORUCOS, SAN JOSÉ DE LA LOPERA Y LA CANDELARIA ALTA MUNICIPIO DE PAZ DE ARIPORO DEPARTAMENTO DEL CASANARE	131	TERMINADO	30/10/2021	30/9/2022	100%
FAZNI	FAZNI-GGC-798-19	INSTALACIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA BENEFICIAR A 1154 VIVIENDAS EN ZONAS NO INTERCONECTADAS DEL MUNICIPIO DE PUERTO LEGUIZAMO	1154	EN EJECUCIÓN	3/11/2020	20/2/2023	80%
FAZNI	FAZNI-GGC-808-19	IMPLEMENTACIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS CON SSFVA PARA 886 VIVIENDAS DE LA ZONA RURAL EN EL DEPARTAMENTO DE TOLIMA	886	EN EJECUCIÓN	30/10/2020	17/5/2023	43%
FAZNI	FAZNI-GGC-814-19	INSTALACIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA BENEFICIAR A 1034 VIVIENDAS EN ZONAS NO INTERCONECTADAS DEL MUNICIPIO DE TIERRALTA CÓRDOBA	1034	EN EJECUCIÓN	1/12/2020	20/2/2023	75%

RECURSOS	CONTRATO	DESCRIPCIÓN PROYECTO	NÚMERO DE USUARIOS	ESTADO	FECHA DE INICIO	FECHA DE TERMINACIÓN EJECUCIÓN	AVANCE EJECUCIÓN
FAZNI	FAZNI-GGC-721-19	CONSTRUCCIÓN, IMPLEMENTACIÓN Y PUESTA EN FUNCIONAMIENTO DE SOLUCIONES CON FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA (FNCE) CON SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS (ZNI) DE LAS LOCALIDADES, SANTA ROSA, YURI, LAGUNA NIÑAL, BACHACO, MATRACA, LAGUNA MURE, PUERTO VALENCIA, GARZA MORICHAL, SABANITAS, CAÑO COLORADO, LA ESPERANZA, SANTA RITA, BERROCAL, YURIZAL, TIGRE, CARTAGENA, SEJAL, TABAQUEN, SAN JOSÉ, MANACAL, TONINA, NIÑAL, DANACO, PUNTA BRAVA, FRITO TSIPANAPE, CATANACUNAME, SABANITA, SANTA FE, PLAYA BLANCA, PUNTA BARBOSA, SANTA MARTA, CAPACO, BUENA VISTA, PUNTA DE ANGEL, CHAVENY, DUCUTIBAPO, CARRIZAL, CABEZÓN, GALILEA, SAN RAFAEL, PORVENIR, FRONTERA Y GUADALUPE, DEL DEPARTAMENTO DEL GUAINIA	798	EN EJECUCIÓN	30/10/2020	1/5/2023	63%
FAZNI	FAZNI GGC-642-2020	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE SOLUCIONES DE ENERGÍA SOSTENIBLES CONSISTENTES EN SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS INDIVIDUALES (SSFVI) PARA GENERAR ELECTRICIDAD PARA USUARIOS RURALES DISPERSOS EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS (ZNI) DEL MUNICIPIO DE MILÁN DEL DEPARTAMENTO DEL CAQUETÁ	254	EN EJECUCIÓN	31/3/2021	10/12/2022	30%

RECURSOS	CONTRATO	DESCRIPCIÓN PROYECTO	NÚMERO DE USUARIOS	ESTADO	FECHA DE INICIO	FECHA DE TERMINACIÓN EJECUCIÓN	AVANCE EJECUCIÓN
FAZNI	FAZNI GGC 650 2020	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE SOLUCIONES DE ENERGÍA SOSTENIBLES CONSISTENTES EN SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS INDIVIDUALES (SSFVI) PARA GENERAR ELECTRICIDAD	1118	EN EJECUCIÓN	31/3/2021	21/1/2023	50%
FAZNI	FAZNI GGC 652 2020	INSTALACIÓN DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS PARA BENEFICIAR A 250 VIVIENDAS EN ZONAS NO INTERCONECTADAS DEL MUNICIPIO DE CUMARIBO - VICHADA	250	EN EJECUCIÓN	31/3/2021	22/1/2023	100%
FAZNI	FAZNI GGC 656 2020	IMPLEMENTACIÓN SOLUCIONES FOTOVOLTAICAS INDIVIDUALES EN LA ZONA RURAL DEL DEPARTAMENTO DEL CHOCÓ	1380	EN EJECUCIÓN	16/4/2021	5/2/2023	30%
FAZNI	FAZNI GGC-662-2020	DISEÑO DE LA SOLUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA VIVIENDA INDIVIDUAL CON FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA RENOVABLES FNCR, UBICADAS EN LA ZONA RURAL DE LOS MUNICIPIOS CUMARIBO DEPARTAMENTO DEL VICHADA	235	EN EJECUCIÓN	31/3/2021	26/1/2023	100%
FAZNI	FAZNI GGC-697-2021	IMPLEMENTACIÓN DE SOLUCIONES DE ENERGÍA INDIVIDUALES SOSTENIBLES CONSISTENTES EN SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS PARA VIVIENDAS RURALES EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS DE LAS VEREDAS: BONGAL, CACHIPAY, PLAYA DE LAS BESTIAS, GUASIMAL, ESPERANZA, Y FLORIDA DEL MUNICIPIO DE ZAMBRANO DEL DEPARTAMENTO DE BOLÍVAR	104	EN EJECUCIÓN	17/11/2021	13/11/2022	20%

Fuente: Dispac.

4.4.4.2 Código de Medida

Para empezar, es importante tener presente que Dispac no cuenta con usuarios AGPE ni usuarios regulados. Dispac menciona haber realizado, a raíz de una falla, la verificación completa del sistema por un tercero verificador. Los resultados de la verificación son solicitados y mediante ese documento se establece el cumplimiento a lo estipulado en el Código de Medida.

Se tenía una falla por transformador de corriente lo que llevó a que tuvieran que realizar un plan de normalización y hacer la verificación extraordinaria de la frontera. La frontera es un único punto de medida, son dos fronteras desde el punto de vista comercial porque son la importación y la exportación. Se tiene un medidor principal y un medidor de respaldo y su grupo de medida y comunicaciones con el Centro de Gestión de Medida (CGM).

Los detalles de las fronteras comerciales de Dispac se relacionan en la Tabla 25.

Tabla 25. Fronteras comerciales Dispac.

Código SIC de la frontera	Fr10360	Fr22158
Nombre de la frontera	Chocó	Chocó
Tipo de frontera	Tipo Entre Agentes	Tipo Entre Agentes
Tipo de punto de medición	1	1
Fecha de registro de la frontera	2016-11-24	2016-11-24
OR al cual conecta la frontera	STN	STN
Serie del medidor principal	73031661	73031661
Tipo de medidor principal	ITRON SL7000	ITRON SL7000
Serie del medidor de respaldo (si aplica)	73031662	73031662
Tipo de medidor de respaldo	ITRON SL7000	ITRON SL7000
Serie del medidor de energía reactiva (si aplica)	73031661	73031661
Cuadrantes en los cuales está calibrado el medidor principal	4 cuadrantes	4 cuadrantes
Nivel de exactitud del medidor principal	0.2 S	0.2 S
Nivel de exactitud del medidor de respaldo	0.2 S	0.2 S
Nivel de exactitud del transformador de corriente	0.2 S	0.2 S
Nivel de exactitud del transformador de tensión	0.2	0.2
Nivel de tensión al cual se encuentra conectado	5	5

Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

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

De acuerdo con la información reportada en la Tabla 25, los niveles de exactitud de los equipos asociados al sistema de medición cumplen con lo establecido en el Código de Medida.

4.4.4.2.1 Proceso de lectura y registro de la información

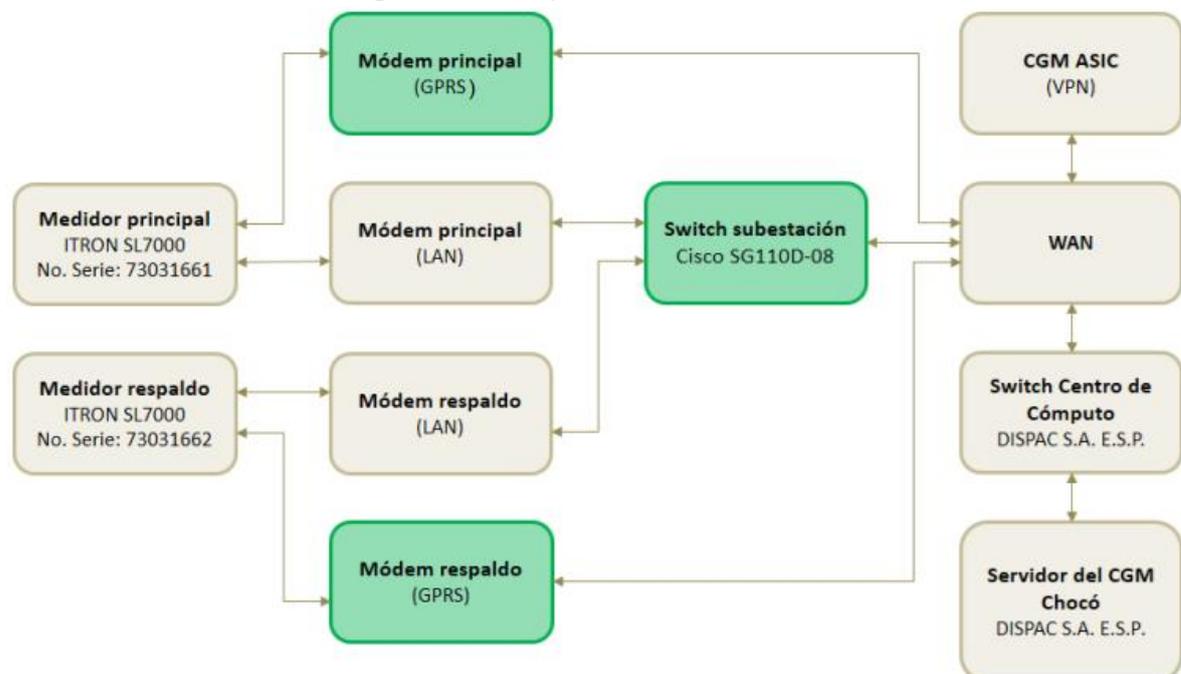
Dispac reporta que, de conformidad con lo establecido en el Código de Medida, Resolución CREG 038 de 2014, y en especial con el artículo 15 de la misma resolución, el proceso de registro y lectura de la información para las fronteras comerciales, de las cuales Dispac es Representante de Frontera (RF), permite un registro de lecturas en los medidores, principal y de respaldo, de forma horaria, tanto para energía como para energía reactiva, así como la comunicación con el servidor del Centro de Gestión de la Medida, de manera que los medidores son interrogados constantemente por medio de la gestión del software PrimeStone, el cual almacena en la base de datos del CGM la información de las lecturas y para su análisis (crítica, validación, etc.) y su exitoso reporte de información diaria al ASIC dentro de los tiempos regulatorios. Adicionalmente, se pueden resaltar las siguientes precisiones:

- Los medidores empleados en las fronteras comerciales son de la marca ITRON, modelo SL7000, y tienen Display integrado y funcionalidades de visualización de las cantidades realizadas, configuración y datos de fecha y hora. Además, se puede acceder a ellos usando un equipo de cómputo con el software nativo ACE PILOT (para lo cual se emplea sonda óptica o comunicación Ethernet) para revisar y/o modificar la configuración, o hacer descarga local de los datos.
- Cada medidor cuenta con un módem de comunicación para conectarse a la red de Dispac y comunicarse a través de fibra óptica con el CGM, además cuentan con módems GPRS (inalámbricos) para realizar la comunicación caso de alguna falla en el sistema por fibra, y así cumplir con el reporte de lecturas dentro de los plazos regulatorios, como se establece en el artículo 37 de la Resolución CREG 038 de 2014.
- Además de ser del mismo modelo, los medidores principal y respaldo cuentan con la misma configuración en todos sus parámetros.

- El procedimiento de interrogación remota de los medidores, el procesamiento y consolidación de las lecturas en las bases de datos del CGM y el reporte de las lecturas al ASIC se realizan de manera automática a partir del software PrimeStone.
- Los datos horarios (con resolución de cada 15 minutos) en los medidores se almacenan durante más de tres meses.
- Cada día se realiza copia de seguridad de los datos almacenados en la base de datos y estos se guardan de manera permanente en la base de datos de Dispac

En la Figura 15 se presenta el esquema del sistema de telemedida que permite la realización de este proceso

Figura 15. Esquema de telemedida.



Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

La Figura 15 hace referencia al sistema de telemedida y comunicaciones de las fronteras comerciales Frt10360 y Frt22158, únicas de las cuales Dispac es representante de frontera, y que se encuentran ubicadas en la subestación La Virginia.

4.4.4.2 Validación de datos

Dispac informa que, conforme a lo establecido en el Código de Medida, especialmente el anexo 3 de la Resolución CREG 038 de 2014, periódicamente en intervalos nunca mayores a un año se realiza la validación de datos de las 2 fronteras comerciales. Se hace comparación de los datos almacenados en la base de datos CGM con los descargados localmente mediante software nativo de los medidores, y también se verifica que sean los mismos cargados al portal CGM del ASIC. Adicionalmente, se hace uso de las funcionalidades del software PrimeStone.

En los archivos anexos se presentan datos de la última validación realizada. Este proceso es llevado a cabo de forma manual por el profesional encargado del CGM.

En cuanto al análisis que acompaña dicho procedimiento, se tiene en cuenta la comparación entre los datos de las dos fuentes, así como la comparación entre los datos de los medidores (principal y respaldo) para identificar posibles diferencias que impliquen la necesidad de una nueva muestra y la declaración de falla y toma de acciones correctivas en caso de no cumplirse con la igualdad en los datos.

4.4.4.2.3 Fallas

A continuación, se presenta el histórico de fallas para las fronteras comerciales de Dispac, donde todas se reportan por falla en el nivel de tensión 5, fronteras tipo «entre agentes», y para todos los reportes no se solicita ampliación de plazo.

Tabla 26. Reporte de fallas fronteras Dispac.

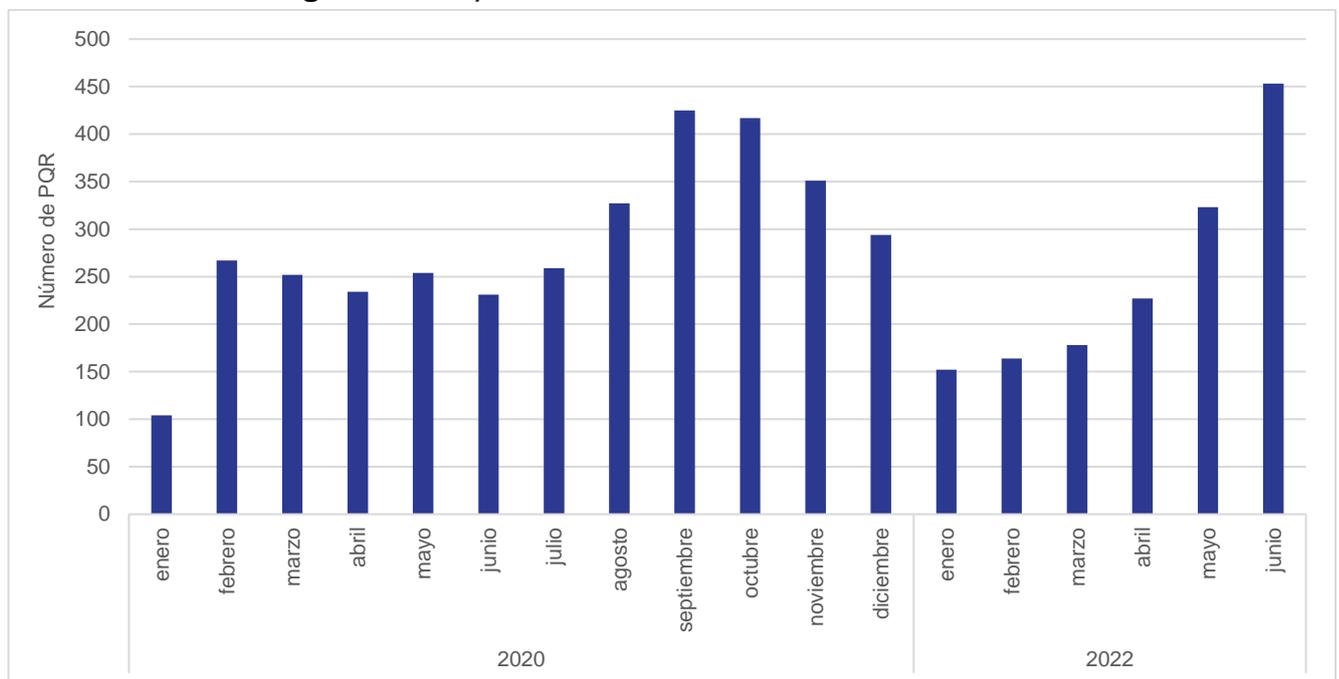
Código SIC	Equipo en Falla	Fecha Inicio Falla	Fecha Fin Falla	Fecha Max Falla	Fecha Normalización	Estado de la Falla	Operador de Red	Plan de normalización
Frt10360	Falla No Envío de Lectura	2021-08-23	2021-08-23	2021-09-06	2021-08-23	Cancelado	SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL - TRANSPORTADOR	Fecha inicio: 01/10/2021 Fecha máxima normalización: 30/03/2022 Fecha reporte normalización: 29/03/2022

Código SIC	Equipo en Falla	Fecha Inicio Falla	Fecha Fin Falla	Fecha Max Falla	Fecha Normalización	Estado de la Falla	Operador de Red	Plan de normalización
Frt10360	Falla Transformador de Corriente (TC)	2022-04-26	2022-05-24	2022-05-25	2022-05-24	Cancelado	SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL - TRANSPORTADOR	Fecha inicio: 13/05/2022 Fecha máxima normalización: 05/08/2022 Fecha reporte normalización: 06/06/2022
Frt10360	Falla No Envío de Lectura	2020-03-03	2020-03-06	2020-03-17	2020-03-06	Finalizado	SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL - TRANSPORTADOR	NO
Frt10360	Falla No Envío de Lectura	2021-01-04	2021-01-04	2021-01-18	2021-01-04	Finalizado	SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL - TRANSPORTADOR	NO
Frt10360	Falla No Envío de Lectura	2021-05-03	2021-05-03	2021-05-17	2021-05-03	Finalizado	SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL - TRANSPORTADOR	NO
Frt22158	Falla No Envío de Lectura	2021-08-23	2021-08-23	2021-09-06	2021-08-23	Cancelado	EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR	Fecha inicio: 01/10/2021 Fecha máxima normalización: 30/03/2022 Fecha reporte normalización: 29/03/2022
Frt22158	Falla Transformador de Corriente (TC)	2022-04-26	2022-05-24	2022-05-25	2022-05-24	Cancelado	EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR	Fecha inicio: 13/05/2022 Fecha máxima normalización: 05/08/2022 Fecha reporte normalización: 06/06/2022
Frt22158	Falla No Envío de Lectura	2020-03-03	2020-03-06	2020-03-17	2020-03-06	Finalizado	EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR	NO
Frt22158	Falla No Envío de Lectura	2021-01-04	2021-01-04	2021-01-18	2021-01-04	Finalizado	EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR	NO
Frt22158	Falla No Envío de Lectura	2021-05-03	2021-05-03	2021-05-17	2021-05-03	Finalizado	EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR	NO

Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

Se solicita a Dispac información respecto de las PQR relacionadas a temas de medición. Para la vigencia 2021 Dispac no remite información por lo que Dispac deberá explicar y justificar esa situación. La relación de PQR para la vigencia 2020 y el primer semestre de 2022 se reporta en la Figura 16.

Figura 16. Reporte de PQR relacionadas a la medición.



Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

Al respecto se observa que el proceso de reclamaciones, si bien tuvo una reducción significativa en los primeros meses de 2022 en comparación con lo presentado en 2020 y con el desconocimiento de los reportes para el año 2021 ya que Dispac no lo reporta, no hay una mejora evidente en la gestión que permita reducir el número de PQR con relación a años anteriores. Si bien la empresa presenta mejoras en los indicadores de satisfacción de los usuarios, también se evidencia una fuerte tendencia creciente en el número de PQR y los números son muy similares con los de años anteriores.

4.4.4.2.4 Medición de energía reactiva

Respecto a este tema, se consulta a Dispac sobre la información que debió darse a los interesados a razón de dar cumplimiento a lo estipulado en el artículo 16 de la Resolución CREG 015 de 2018. Dispac responde que, para el caso de los agentes comercializadores que atienden usuarios no regulados conectados al SDL de Dispac y que, por lo tanto, deben trasladar a dichos usuarios el cobro por transporte de energía reactiva en exceso, se han enviado comunicaciones vía correo electrónico a las direcciones asignadas por dichos agentes para la recepción de facturas o eventos relacionados con las mismas (se tiene el soporte).

También está publicado en la página web de Dispac el comunicado sobre el cobro de esta¹, mismo enlace que se ha compartido a los usuarios con la factura del servicio de electricidad.

Respecto a la aplicación de los cobros y a la aplicación del factor M, Dispac reporta la información registrada en la Tabla 27.

Tabla 27. Factor multiplicador aplicado

PERIODO CONSUMO	NIU	USUARIO	MEDIDOR CALIBRADO CUATRO CUADRANTES	COMERCIALIZADOR	DÍAS DE COBRO REACTIVA	MULTIPLICADOR M
ago-21	605207002	MINERA EL ROBLE S.A.	SI	ISAGEN	5	1
sep-21	605207002	MINERA EL ROBLE S.A.	SI	ISAGEN	2	1
oct-21	605207002	MINERA EL ROBLE S.A.	SI	ISAGEN	8	1
nov-21	605207002	MINERA EL ROBLE S.A.	SI	ISAGEN	4	1
dic-21	605207002	MINERA EL ROBLE S.A.	SI	ISAGEN	4	1
ene-22	605207002	MINERA EL ROBLE S.A.	SI	ISAGEN	6	1
feb-22	605207002	MINERA EL ROBLE S.A.	SI	ISAGEN	1	1
mar-22	605207002	MINERA EL ROBLE S.A.	SI	ISAGEN	7	1
abr-22	605207002	MINERA EL ROBLE S.A.	SI	ISAGEN	20	1
jul-22	605207002	MINERA EL ROBLE S.A.	SI	ISAGEN	11	1

¹ [Energía reactiva Dispac](#)

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

PERIODO CONSUMO	NIU	USUARIO	MEDIDOR CALIBRADO CUATRO CUADRANTES	COMERCIALIZADOR	DÍAS DE COBRO REACTIVA	MULTIPLICADOR M
sep-21	642547400	COLOMBIA TELECOMUNICACIONES	SI	EMGESA	2	1
abr-22	659444412	AIRPLAN SAS HOTEL MIA	SI	RUITOQUE	13	1
may-22	659444412	AIRPLAN SAS HOTEL MIA	SI	RUITOQUE	8	1
jun-22	659444412	AIRPLAN SAS HOTEL MIA	SI	RUITOQUE	14	1
jul-22	659444412	AIRPLAN SAS HOTEL MIA	SI	RUITOQUE	25	1

Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

Se aclara por parte de Dispac, respecto a la información de la Tabla 27, que: Todos los periodos de facturación corresponden a los meses del año (desde el día 01 hasta el último día del mes), y que el agente EMGESA (ahora ENEL) ya no cuenta con usuario en SDL de Dispac.

4.4.4.2.5 Verificaciones extraordinarias

Se solicita a Dispac los resultados de las verificaciones extraordinarias a las fronteras comerciales con reporte al ASIC. Dispac remite los certificados donde se evidencia el cumplimiento al Código de Medida de dichas fronteras.

4.4.4.3 Medición

Dispac se encuentra bajo un Programa de Gestión Acordado debido a que los niveles de estimación de la medición se encuentran por fuera del marco regulatorio. Dispac se encuentra enfocando sus esfuerzos en disminuir los niveles de estimación. Para el año 2021 los datos de medición para Dispac se encuentran en la Tabla 28.

Tabla 28. Caracterización de la medición de Dispac.

DATOS CÁLCULO	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	jun-21	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	dic-21
BASE DE DATOS CLIENTES MEDIDOS CON CONSUMO	75.666	75.846	75.961	76.349	76.602	76.517	77.122	77.300	77.537	77.730	77.761	78.037
CLIENTES ASOCIADOS A EXCEPCIONES REGULATORIAS	2.459	4.944	14.444	10.164	9.154	8.056	8.858	11.394	8.382	7.232	7.237	7.673
BASE DE DATOS DISPUESTOS PARA MEDICIÓN REAL	73.207	70.902	61.517	66.185	67.448	68.461	68.264	65.906	69.155	70.498	70.524	70.364

DATOS CÁLCULO	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	jun-21	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	dic-21
CLIENTES CON FACTURACIÓN ESTIMADA	5.942	5.295	5.094	5.452	5.626	5.704	5.517	5.370	5.336	4.449	4.402	4.405
CLIENTES CON MEDICIÓN REAL	67.265	65.607	56.423	60.733	61.822	62.757	62.747	60.536	63.819	66.049	66.122	65.959
% MEDICIÓN REAL	92%	93%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	94%	94%	94%
% MEDICIÓN ESTIMADA	8%	7%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	6%	6%	6%

Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

Como se puede apreciar, Dispac se encuentra cerca de cumplir con la meta de tener el 95% de los usuarios con medición real, sin embargo, estar muy cerca del límite puede llevar a la empresa a mantener el incumplimiento.

Dentro de las gestiones, Dispac ha ejecutado procesos de normalización de usuarios en Barrios Subnormales (BS) durante los años 2021 y 2022 de la manera como se muestra en la Tabla 29.

Tabla 29. Avance de la normalización de usuarios en barrios subnormales.

PRONE	# Usuarios
ALTOS DE CABÍ	372
CASCORBA	150
LA PLATINA	16
LOS ALAMOS	83
MINUTO DE DIOS	90
PALENQUE	94
SAN ANTONIO	98
SAN PEDRO	71
VILLA AVELINA	237
VILLA DEL CARMEN	77
Total general	1288

Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

4.4.4.4 AMI

Se consultó a Dispac sobre los proyectos piloto relacionados al despliegue de AMI. Al respecto, Dispac remite la información relacionada en las Tabla 30 y Tabla 31.

Tabla 30. Metas trazadas para la implementación de medición inteligente.

Programas de Pérdidas	Objetivo	Meta (usuarios)	Meta usuarios 2019	Meta usuarios 2020	Meta usuarios 2021	Meta usuarios 2022	Meta usuarios 2023
MEDIDA AMI	Reducción de pérdidas y cumplimiento a la RES 015	16 500	2888	3383	3465	3300	3465

Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

Tabla 31. Avance en pro de la meta del 75% de usuarios con infraestructura de medición AMI.

Programas de Pérdidas	Objetivo	Usuarios	Micromedición AMS	Macromedición AMS	Complant	Cif - Disico
MEDIDA AMI	Reducción de pérdidas y cumplimiento a la RES 015	13 326	6463	690	5884	289

Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

Cabe aclarar que lo que se reporta NO corresponde a AMI de conformidad con la Resolución CREG 101 001 de 2022 «Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN», ni como parte del plan de despliegue ni como plan piloto. Como se indica en las Tabla 30 y Tabla 31, la implementación corresponde a Reducción de pérdidas y cumplimiento a la Resolución CREG 015 de 2018.

De la implementación de la infraestructura de medición inteligente AMI, se solicitó a Dispac la información referente a cronogramas, avances en la implementación, copia de los contratos de las compras de los equipos, información que no fue remitida.

4.4.4.5 Compensaciones por calidad individual

Durante la visita se le solicita a Dispac compartir archivo con la información de las variables relacionadas al cálculo de las compensaciones por calidad individual de conformidad con el numeral 5.2.4 de la Resolución CREG 015 de 2018, junto con la factura de un usuario para hacer la verificación. Se verifica el cumplimiento del cálculo y pago de las compensaciones por temas de calidad individual.

4.4.5 Programa de Gestión Acordado (PGA)

En el marco de los ejercicios de inspección, vigilancia y control realizados por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios en el año 2021, se identificó que la empresa Dispac presentaba fallas en aspectos relacionados con la medición del consumo y con la atención a los usuarios.

En concordancia con lo anterior, y a partir de los análisis de la Dirección Técnica de Gestión de Energía y de la Superintendencia Delegada para la Protección al Usuario y la Gestión en Territorio, así como la información remitida por DISPAC a esta Superintendencia, entre los mismos se acordó definir las metas e indicadores que hacen parte del Programa de Gestión Acordado y la suscripción del mismo.

Finalmente, se concertaron los compromisos, indicadores, metas, y plazos, y el 18 de noviembre de 2021 se suscribió entre la SSPD y DISPAC el Programa de Gestión Acordado, con plazo máximo de cumplimiento hasta el 31 de diciembre de 2022.

En conclusión, dentro de los cuatro (4) objetivos del PGA se acordaron once (11) indicadores parciales, de los cuales ocho (8) tienen un período de análisis trimestral, dos (2) tienen un período de análisis quinquemestral, y uno (1) de ellos cuenta con una periodicidad bimestral. De manera paralela, el PGA cuenta con nueve (9) indicadores de resultado, los cuales tienen un período de evaluación quinquemestral.

Los objetivos que persigue el PGA son los siguientes:

1. Cumplir con el literal h) del artículo 24 de la Resolución CREG 108 de 1997, en concordancia con el artículo 146 de la Ley 142 de 1994, alcanzando una cobertura mínima de macromedición y micromedición de 95% en el mercado de comercialización de DISPAC.
2. Mejorar la atención a las peticiones y recursos presentados por los usuarios buscando que las respuestas y el tipo de fallo que da el prestador, en su mayoría resulten en confirmación del fallo.
3. Cumplir con lo dispuesto en el artículo 153 de la ley 142 de 1994 y contar con la capacidad instalada para la atención oportuna de las peticiones, quejas y recursos que presenten los usuarios, en términos de agentes dispuestos para la atención y los espacios físicos destinados para la atención presencial conforme a la cantidad de suscriptores en los municipios de cobertura.
4. Mejorar el nivel de satisfacción de los usuarios atendidos por DISPAC y del conocimiento de procedimientos en materia de sus derechos.

Para cumplir con los anteriores objetivos se concertaron una serie de compromisos con el prestador, los cuales se verifican con el seguimiento a los indicadores parciales y de resultado, en concordancia con las metas y plazos acordados.

A la fecha de elaboración del presente informe, estos son los periodos que se han evaluado:

- Primer periodo bimestral que abarca desde noviembre 18 de 2021 a noviembre 30 de 2021.
- Segundo periodo bimestral que abarca desde diciembre 1 de 2021 a enero 31 de 2022.
- Tercer periodo bimestral que abarca desde febrero 1 de 2022 a marzo 31 de 2022.
- Primer periodo trimestral que abarca desde noviembre 18 de 2021 a diciembre 31 de 2021.
- Segundo periodo trimestral que abarca desde enero 1 de 2022 a marzo 31 de 2022.

- Primer periodo quinquemestral que abarca desde noviembre 18 de 2021 a febrero 28 de 2022.

A continuación, se muestra el resumen de la evolución de los indicadores parciales y de resultado evaluados. En verde se señalan los indicadores que cumplen la meta y en rosa los que la incumplieron.

Tabla 32. Evolución de los indicadores parciales evaluados.

No.	Objetivo	INDICADORES PARCIALES	PERIODICIDAD DE EVALUACIÓN	SEGUIMIENTO PRIMER PERIODO	SEGUIMIENTO SEGUNDO PERIODO	SEGUIMIENTO TERCER PERIODO
1	Alcanzar una cobertura mínima de 95% de macromedición y micromedición en el mercado de comercialización de DISPAC	1) Realizar gestiones orientadas a la instalación de equipos de medida individual en el 100% de un universo de 6.205 usuarios que se encuentran actualmente sin medidor en el mercado de comercialización de DISPAC, con corte a julio de 2021.	Trimestral	1,9%	20,4%	
		2) Realizar gestiones orientadas a la instalación de medición individual para el 100% de los usuarios que ingresen al mercado de DISPAC, a partir del mes de agosto de 2021, con el objetivo de mantener el 5% de usuarios sin medidor establecido en la Ley.	Trimestral	57,7%	79,9%	
		3) Ejecución de proyectos de normalización de la medición en 11 barrios subnormales.	Trimestral	0%	0%	
		4) Realizar gestiones orientadas a garantizar el debido proceso en los usuarios que presenten facturación estimada en el mercado de comercialización del prestador en virtud del artículo 146 de la ley 142 de 1994.	Trimestral	34%	77,8%	
2	Mejorar la atención a las peticiones y recursos presentados por los usuarios buscando que las respuestas y el tipo de fallo que da el prestador, en su mayoría resulten en confirmación del fallo.	5) Realizar un diagnóstico identificando las causas por las cuales no se confirman los fallos emitidos por la empresa.	Trimestral	100%	Finalizado	
		6) Realizar las gestiones orientadas a la confirmación de los fallos de los recursos presentados por los usuarios.	Trimestral	20%	33,3%	

No.	Objetivo	INDICADORES PARCIALES	PERIODICIDAD DE EVALUACIÓN	SEGUIMIENTO PRIMER PERIODO	SEGUIMIENTO SEGUNDO PERIODO	SEGUIMIENTO TERCER PERIODO
		7) Consolidar un informe estadístico bimensual con las peticiones, quejas, reclamos y recursos que se presenten en la empresa prestadora.	Bimestral	100%	100%	100%
3	Cumplir con lo dispuesto en el artículo 153 de la ley 142 de 1994 y contar con la capacidad instalada para la atención oportuna de las peticiones, quejas y recursos que presenten los usuarios, en términos de agentes dispuestos para la atención y los espacios físicos destinados para la atención presencial conforme a la cantidad de suscriptores en los municipios de cobertura.	8) Realizar las gestiones orientadas a la participación de los usuarios en todos los canales de atención dispuestos por la empresa.	Trimestral	27%	49,9%	
		9) Realizar las gestiones orientadas a la capacitación del personal de atención a los usuarios.	Trimestral	20%	40%	
4	Mejorar el nivel de satisfacción de los usuarios atendidos por DISPAC y el conocimiento de procedimientos en materia de sus derechos.	10) Realizar gestiones orientadas a incrementar el nivel de satisfacción del usuario en todas las dimensiones evaluadas. Para el cumplimiento de lo anterior, se debe remitir un informe semestral con los siguientes requisitos: a) Realizar encuestas NSU cada seis meses durante el desarrollo del PGA. b) Identificar aquellos puntos susceptibles de mejora y plantear acciones de mejora.	Quinquemestral	40%		
		11) Realizar inversiones y/o gestiones para ejecutar las acciones de mejora identificadas de las encuestas del nivel de satisfacción del usuario.	Quinquemestral	40%		

Fuente: Elaboración DTGE.

Tabla 33. Evolución de indicadores de resultado evaluados.

No.	Objetivo	INDICADORES DE RESULTADO	PERIODICIDAD DE EVALUACIÓN	
1	Alcanzar una cobertura mínima de 95% de macromedición y micromedición en el mercado de comercialización de DISPAC	1) Lograr una cobertura mínima de 95% de macromedición y micromedición en el mercado de comercialización.	Quinquemestral	89,8%
		2) Incrementar las gestiones orientadas a obtener una facturación basada en el consumo para el 100% de los usuarios del mercado de comercialización de Dispac.	Quinquemestral	0%
2		3) Lograr una confirmación de los fallos del 70%.	Quinquemestral	43%

No.	Objetivo	INDICADORES DE RESULTADO	PERIODICIDAD DE EVALUACIÓN	
	Mejorar la atención a las peticiones y recursos presentados por los usuarios buscando que las respuestas y el tipo de fallo que da el prestador, en su mayoría resulten en confirmación del fallo.	4) Realizar el 100% de envío de expedientes en oportunidad y calidad que configure el derecho al debido proceso de los usuarios en tanto puedan obtener una respuesta adecuada y oportuna a sus reclamaciones.	Quinquemestral	81%
		5) Los PQR reportados ante el Sistema Único de Información - SUI, y los reportados por el prestador, deben coincidir mínimo en un 95%.	Quinquemestral	80,13%
3	Cumplir con lo dispuesto en el artículo 153 de la ley 142 de 1994 y contar con la capacidad instalada para la atención oportuna de las peticiones, quejas y recursos que presenten los usuarios, en términos de agentes dispuestos para la atención y los espacios físicos destinados para la atención presencial conforme a la cantidad de suscriptores en los municipios de cobertura.	6) Incrementar el uso de todos los canales de atención dispuestos para los usuarios.	Quinquemestral	0%
		7) Contar con el 100% de agentes dispuestos para la atención al público, formados y capacitados.	Quinquemestral	45,4%
4	Mejorar el nivel de satisfacción de los usuarios atendidos por DISPAC y el conocimiento de procedimientos en materia sus derechos.	8) Incrementar el nivel de satisfacción del usuario mínimo al 75% en todas las dimensiones evaluadas.	Quinquemestral	73,1%
		9) Realizar las gestiones orientadas a la socialización de procedimientos a los usuarios para reducir conductas que atenten contra los usuarios de los servicios públicos domiciliarios en donde el prestador debe contar con una estrategia de divulgación de los procedimientos.	Quinquemestral	40%

Fuente: Elaboración DTGE.

4.4.6 Subsidios FOES y FSSRI

La empresa Dispac es un comercializador que, en el esquema de subsidios y contribuciones, atiende a usuarios regulados en los estratos residenciales 1, 2, 3 y en los sectores Comercial, Industrial, Oficial y de manera transitoria usuarios provisionales. De la anterior clasificación se encuentran usuarios con beneficio de subsidios, así como usuarios sujetos de contribución.

La empresa reportó al SUI la información pertinente a subsidios y contribuciones correspondiente a las vigencias 2020 y 2021, de acuerdo con los lineamientos establecidos en las Resoluciones SSPD 20102400008055 de 2010, SSPD 20192200020155 de 2019 y SSPD 20212200012515 de 2021, en los formatos dispuestos para tal fin como son:

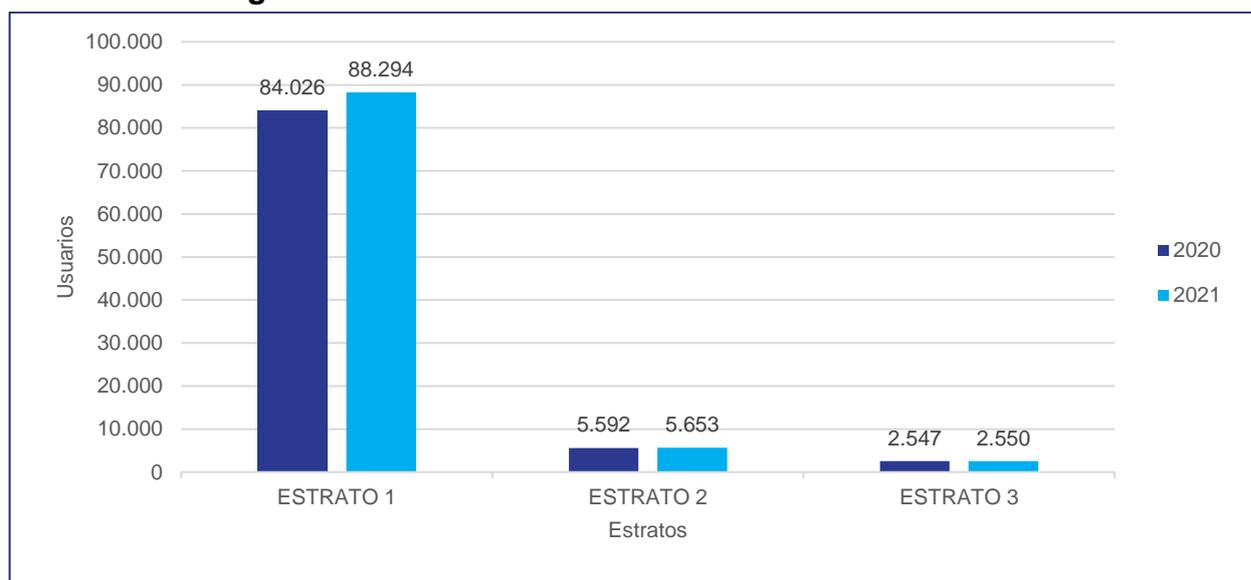
- Resolución SSPD 20102400008055 de 2010
 - Formato 20: Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES
 - Formato 21: Giros Recibidos y Efectuados

- Resoluciones SSPD 20192200020155 de 2019 y SSPD 20212200012515 de 2021
 - FORMATO S1. Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES
 - FORMATO S2. Giros Recibidos y Efectuados
 - FORMATO S5. Validaciones Trimestrales Subsidios
 - FORMATO S9. Facturas Base de la Aplicación del FOES
 - FORMATO S10. Contribuciones No Recaudadas Después de 6 Meses y Contribuciones

De igual manera, se evidencia que Dispac reportó al Ministerio de Minas y Energía (MME), la información correspondiente a las conciliaciones de subsidios y contribuciones de manera trimestral de conformidad con el Decreto 1073 de 2015.

En la Figura 17 se observa el total de 96 497 usuarios subsidiados correspondientes a los estratos 1, 2 y 3 para la vigencia 2021 distribuidos como se ilustra a continuación:

Figura 17. Número de Usuarios Subsidiados 2020 – 2021.



Fuente: Dispac, SUI – elaboración DTGE.

De la anterior Figura se observa que, la concentración más representativa de usuarios subsidiados se encuentra en el estrato 1, ascendiendo a 88 mil con una participación del 91% para la vigencia 2021; seguido, por una gran diferencia, el estrato 2 con una participación del 6% y el estrato 3 con una participación de 3%. De igual manera, se observa que la variación de un año a otro fue positiva y no superó el 5%, pasando de 92 165 a 96 497 usuarios para los años (2020 – 2021), respectivamente. Vale la pena resaltar que, al tener la mayoría de sus usuarios en estratos subsidiados, la empresa depende en gran medida de la oportunidad en el giro de los subsidios por parte del Ministerio de Minas y Energía.

Tabla 34. Usuarios beneficiarios de Subsidios 2020 -2021.

Estrato	2020	2021	Variación	% Variación	% Participación
ESTRATO 1	84 026	88 294	4268	5%	91%
ESTRATO 2	5592	5653	61	1%	6%
ESTRATO 3	2547	2550	3	0%	3%
TOTAL	92 165	96 497	4332	5%	100%

Fuente: Dispac, SUI – elaboración DTGE.

4.4.6.1 Subsidios FSSRI

En el análisis efectuado por parte de la SSPD a la aplicación de subsidios provenientes del Fondo de Solidaridad y Redistribución del Ingreso (FSSRI), se observó que los porcentajes aplicados para los estratos 1, 2, y 3 se encuentran en los topes establecidos en la ley, esto es, hasta 60%, hasta 50% y 15% respectivamente.

De igual forma, en la siguiente Tabla se presenta un comparativo entre los subsidios otorgados y contribuciones recaudadas para los años 2020 y 2021, encontrando que, para la vigencia 2021 los subsidios alcanzaron cifras de 31 230 millones COP presentándose una disminución del 2% respecto al año inmediatamente anterior, tal como se ilustra a continuación:

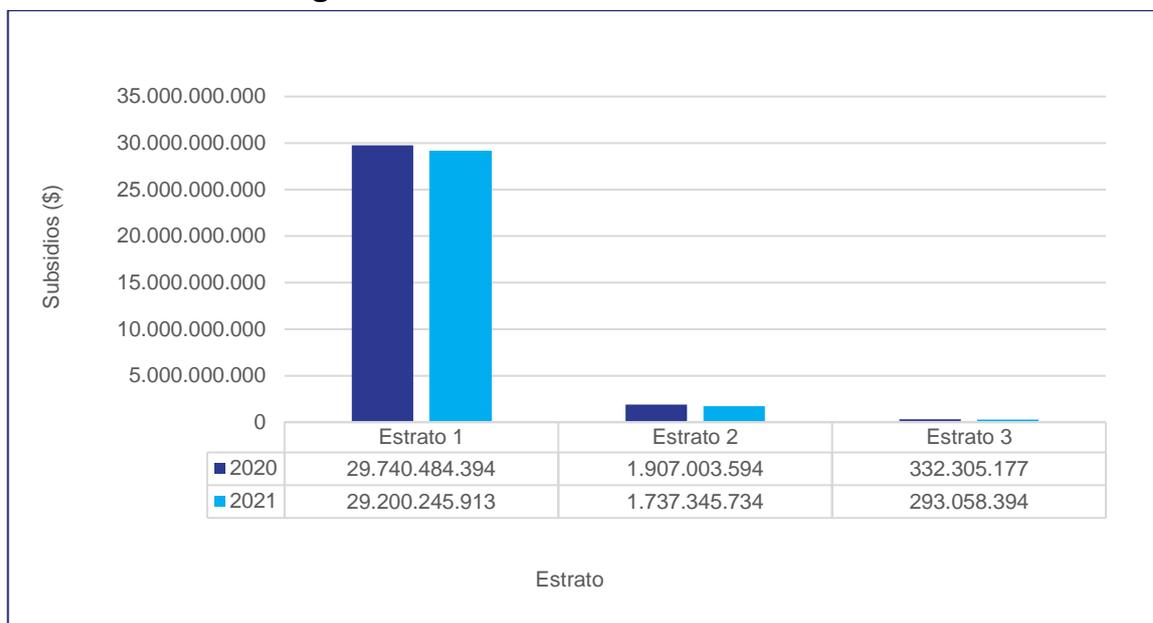
Tabla 35. Comportamiento de Subsidios 2020 – 2021.

Estrato	2020 (COP)	2021 (COP)	Diferencia (COP)	% Variación	% Participación
Estrato 1	29.740.484.394	29.200.245.913	-540.238.481	-2%	93%
Estrato 2	1.907.003.594	1.737.345.734	-169.657.860	-9%	6%
Estrato 3	332.305.177	293.058.394	-39.246.783	-12%	1%
Total	31.979.793.165	31.230.650.041	-749.143.124	-2%	100%

Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

Con base en la Tabla anterior, se observó que el estrato 1 representa el 93% del total de la facturación por concepto de subsidios, seguido por el estrato 2 con el 6% y en un tercer lugar de participación el estrato 3 con el 1%.

Figura 18. Subsidios FSSRI 2020 – 2021.



Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

4.4.6.1.1 Contribuciones FSSRI

Las contribuciones facturadas por Dispac provienen de los usuarios ubicados en sectores comerciales, industriales y provisionales, los cuales alcanzaron un valor de 3 939 millones COP, siendo el sector comercial con más aporte de contribución con un 89% de los aportes

solidarios con cifras superiores a los 3521 millones COP, seguido se encontraron los aportes por parte de los sectores provisional e industrial, con una participación del 9% y 2% del total de las contribuciones respectivamente como se ilustra en la siguiente Tabla.

Tabla 36. Comportamiento Contribuciones 2020 – 2021.

Estrato	2020	2021	Variación	% Variación	% Participación
Industrial	59.210.234	63.946.351	4.736.117	8%	2%
Comercial	3.564.654.422	3.521.958.511	-42.695.911	-1%	89%
Provisional	403.900.182	353.692.552	-50.207.630	-12%	9%
Total	4.027.764.838	3.939.597.414	-88.167.424	-2%	100%

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

4.4.6.2 Superávit o déficit del esquema de subsidios y contribuciones

Al llevar a cabo el balance de subsidios y contribuciones al cierre de las vigencias 2020 y 2021, se encuentra que el mercado de Dispac es deficitario, esto debido principalmente a que el 93% de sus usuarios son subsidiados, mientras que el 6% de ellos aportantes de contribución, de igual manera se encuentra con el 1% el sector oficial los cuales no son beneficiarios de subsidios ni tampoco aportantes de contribución. Al final del balance el mercado es deficitario, es decir que las contribuciones recaudadas no alcanzan a cubrir los subsidios otorgados.

Sumado a lo anterior, se muestra el balance de subsidios y contribuciones por parte de la empresa Dispac, donde se evidencia el estado de deficitarios para las vigencias (2020 y 2021) como se ilustra en la siguiente Tabla. Estos déficits podrán ser cubiertos con los recursos asignados en el Presupuesto General de la Nación, al Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI) administrado por el Ministerio de Minas y Energía.

Tabla 37. Balance Subsidios y Contribuciones 2020 – 2021

CONCEPTO	2020 (COP)	2021 (CPO)
SUBSIDIOS	-31.979.793.165	-31.230.650.041
CONTRIBUCIONES	4.027.764.838	3.939.597.414

CONCEPTO	2020 (COP)	2021 (CPO)
CONTRIB. RECAUD. DESPUÉS DE CONCILIACIÓN	88.099.537	85.828.218
CONTRIB. NO RECAUDADAS > 6 MESES	-155.611.085	168.603.167
Giros Compensaciones Otros Comercializadores	118.057.611	148.715.619
CONTRIBUCIONES NETAS	4.389.533.071	4.342.744.418
SUBSIDIOS MENOS CONTRIBUCIONES	-27.590.260.094,00	-26.887.905.623,00

Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

4.4.6.3 Conciliaciones y validaciones Minenergía

En cuanto al seguimiento realizado a las conciliaciones y validaciones a Dispac, la Superservicios solicitó al Ministerio de Minas y Energía información al respecto haciendo seguimiento a lo establecido en los Decretos 847 de 2001 y 201 del 2004, para lo cual manifiesto que aún se encuentra en revisión de las conciliaciones correspondientes del 1° al 4° trimestre de la vigencia 2021, lo cual indica que la validación podría quedar en firme o presentar alguna objeción. Se está a la espera de la información correspondiente para proceder con la revisión pertinente.

4.4.6.4 Fondo de Energía Social (FOES)

Se observó que Dispac aplicó el beneficio FOES por un valor de 1292 millones COP para la vigencia 2021, los usuarios beneficiados pertenecen a los estratos 1 y 2, siendo las Áreas Rurales de Menor Desarrollo (ARMD) los mayores beneficiados con un 86% de participación; de igual manera se observó un aumento de este subsidio comparado con el año 2020, como se detalla en las Tabla 38 y Tabla 39. Así mismo, y en cifras globales, se puede observar que los usuarios del servicio de energía eléctrica de menores ingresos de Dispac han sido beneficiados tanto de los subsidios provenientes del FSSRI como del FOES, y al igual que el FSSRI.

A continuación, se muestra el comportamiento del beneficio del subsidio FOES, correspondiente a las áreas especiales de Dispac como son; los Barrios Subnormales (BS), Zonas de Dificil Gestión (ZDG) y Áreas Rurales de Menor Desarrollo (ARMD), la información es detallada de manera trimestral para las vigencias 2020 y 2021, de la siguiente manera:

Tabla 38. Comportamiento FOES 2020.

Trimestre	Datos	ARMD	BS	ZDG	Total General
I	Consumo (kWh)	3.300.899,00	239.698,00	3.147.222,00	6.687.819,00
	VrBeneFOES (COP)	124.621.130,00	8.954.682,00	123.203.824,00	256.779.636,00
II	Consumo (kWh)	3.293.997,00	229.999,00	3.121.560,00	6.645.556,00
	VrBeneFOES (COP)	118.844.464,00	10.255.559,00	138.195.137,00	267.295.160,00
III	Consumo (kWh)	4.595.154,00	255.791,00	3.970.363,00	8.821.308,00
	VrBeneFOES (COP)	185.771.005,00	10.928.397,00	159.986.334,00	356.685.736,00
IV	Consumo (kWh)	2.546.874,00	135.641,00	2.682.515,00	5.365.030,00
	VrBeneFOES (COP)	118.218.347,00	5.625.646,00	123.843.993,00	247.687.986,00
Total Consumo (kWh)		13.736.924,00	861.129,00	2.682.515,00	17.280.568,00
Total Vr BeneFOES (COP)		547.454.946,00	35.764.284,00	545.229.288,00	1.128.448.518,00

Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

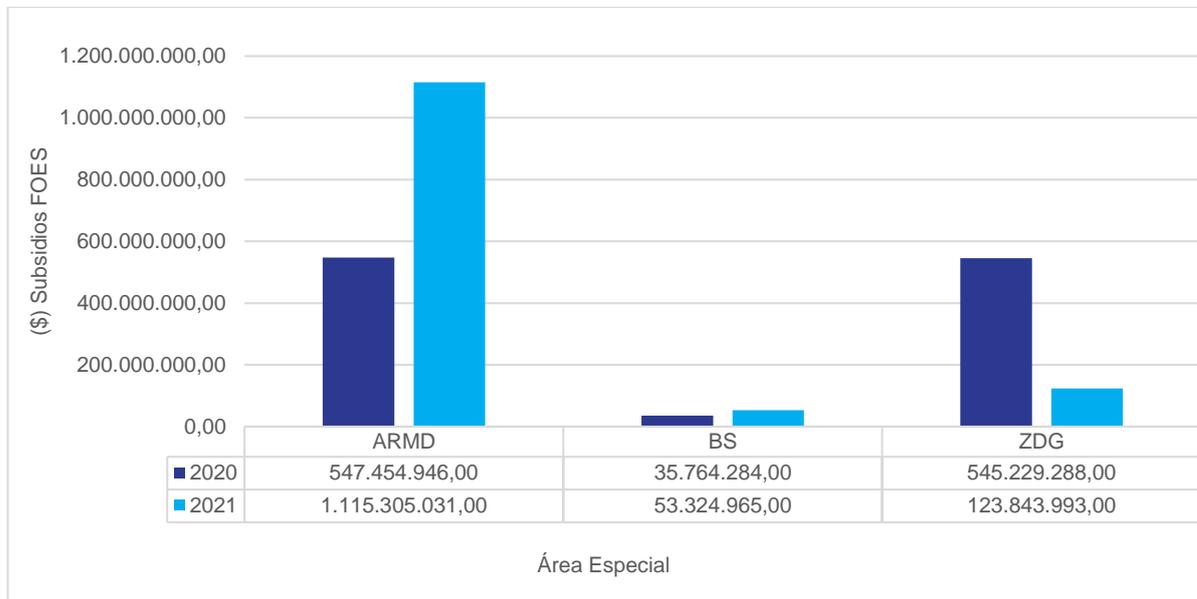
Tabla 39. Comportamiento FOES 2021.

FOES - AREAS ESPECIALES 2021					
Trimestre	Datos	ARMD	BS	ZDG	Total General
I	Consumo (kWh)	3.808.149,00	262.234,00	2.584.568,00	6.654.951,00
	VrBeneFOES (COP)	187.500.826,00	8.684.176,00	121.318.154,00	317.503.156,00
II	Consumo (kWh)	3.833.885,00	263.232,00	2.828.370,00	6.925.487,00
	VrBeneFOES (COP)	241.345.428,00	19.319.149,00	166.889.293,00	427.553.870,00
III	Consumo (kWh)	3.848.498,00	262.288,00	2.508.572,00	6.619.358,00
	VrBeneFOES (COP)	270.998.699,00	18.196.230,00	169.963.467,00	459.158.396,00
IV	Consumo (kWh)	5.096.751,00	84.213,00	2.821.545,00	8.002.509,00
	VrBeneFOES (COP)	415.460.078,00	7.125.410,00	222.850.273,00	645.435.761,00
Total Consumo (kWh)		16.587.283,00	871.967,00	2.682.515,00	20.141.765,00
Total VrBeneFOES (COP)		1.115.305.031,00	53.324.965,00	123.843.993,00	1.292.473.989,00

Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

A continuación, se ilustra gráficamente la distribución de los subsidios FOES y el comparativo de las vigencias 2020 y 2021, siendo las ARMD el área especial con mayor participación, del mercado de Dispac, seguido con el 1% lo ocupa las zonas de difícil gestión (ZDG).

Figura 19. Subsidios FOES 2020 – 2021.



Fuente: Dispac, SUI – elaboración DTGE.

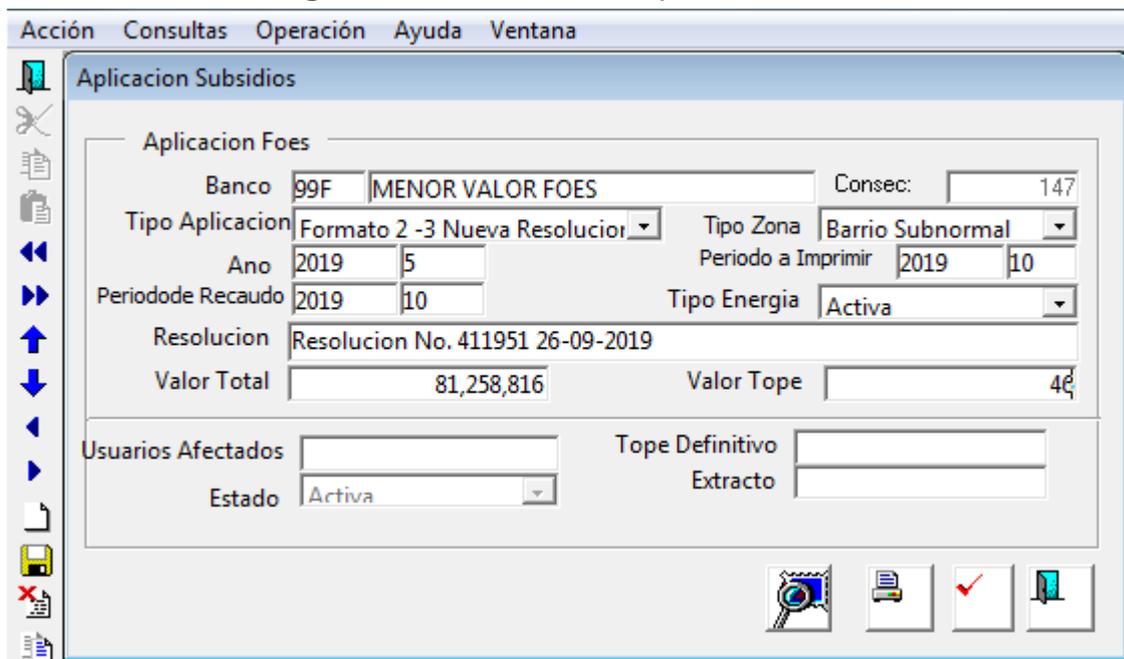
De igual manera, a continuación, se ilustra en una factura correspondiente al mes de septiembre, la manera como Dispac detalla el subsidio FOES y el FSSRI para la vigencia 2021.

Figura 20. Ejemplo Factura FOES.



Fuente: Dispac.

Figura 21. Ilustración del aplicativo FOES.



The screenshot shows a software interface for 'Aplicacion Subsidiarios'. The main window is titled 'Aplicacion Foes' and contains the following fields and controls:

- Banco:** 99F, MENOR VALOR FOES
- Consec:** 147
- Tipo Aplicacion:** Formato 2 -3 Nueva Resolucio...
- Tipo Zona:** Barrio Subnormal
- Ano:** 2019, 5
- Periodo a Imprimir:** 2019, 10
- Periodode Recaudo:** 2019, 10
- Tipo Energia:** Activa
- Resolucion:** Resolucion No. 411951 26-09-2019
- Valor Total:** 81,258,816
- Valor Tope:** 4€
- Usuarios Afectados:** (empty field)
- Tope Definitivo:** (empty field)
- Estado:** Activa
- Extracto:** (empty field)

Navigation icons are visible on the left side, and a toolbar with icons for search, print, and other functions is at the bottom right.

Fuente: Dispac.

La empresa Dispac informa que, tiene programado el aplicativo para que, una vez se cargue la información de una resolución de pago del beneficio del FOES expedida y girada por el MME, aplique el beneficio a los usuarios en el mes que sirvió de referencia para la expedición de la resolución.

4.4.7 Aspectos tarifarios

De acuerdo con la información comercial reportada en el Sistema Único de Información (SUI), Dispac atiende usuarios regulados. El presente informe contempla el análisis del mercado regulado, enfocado en el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU), la aplicación de la Opción Tarifaria y las Tarifas aplicadas a los usuarios regulados conectados a nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red, lo anterior justificado en que la mayoría de los usuarios de la empresa se encuentran en este nivel de tensión.

A continuación, se presenta evaluación de las tarifas del año 2021 de la empresa:

4.4.7.1 Usuarios regulados

Se relacionan, a continuación, los aspectos relacionados a las tarifas para este tipo de usuarios.

4.4.7.1.1 Análisis por componente del costo unitario de Prestación del Servicio (CU)

Dispac debe aplicar mensualmente la metodología tarifaria establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). A través de esta metodología se obtiene el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado conocido como Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) compuesto por la suma de seis componentes: Generación (G), transmisión (T), distribución (D), comercialización (C), pérdidas (PR) y restricciones del sistema (R).

Figura 22. Fórmula para determinar el CU.

$$CU_{n,m} = G_m + T_m + D_{n,m} + C_{v_m} + PR_{n,m} + R_m$$

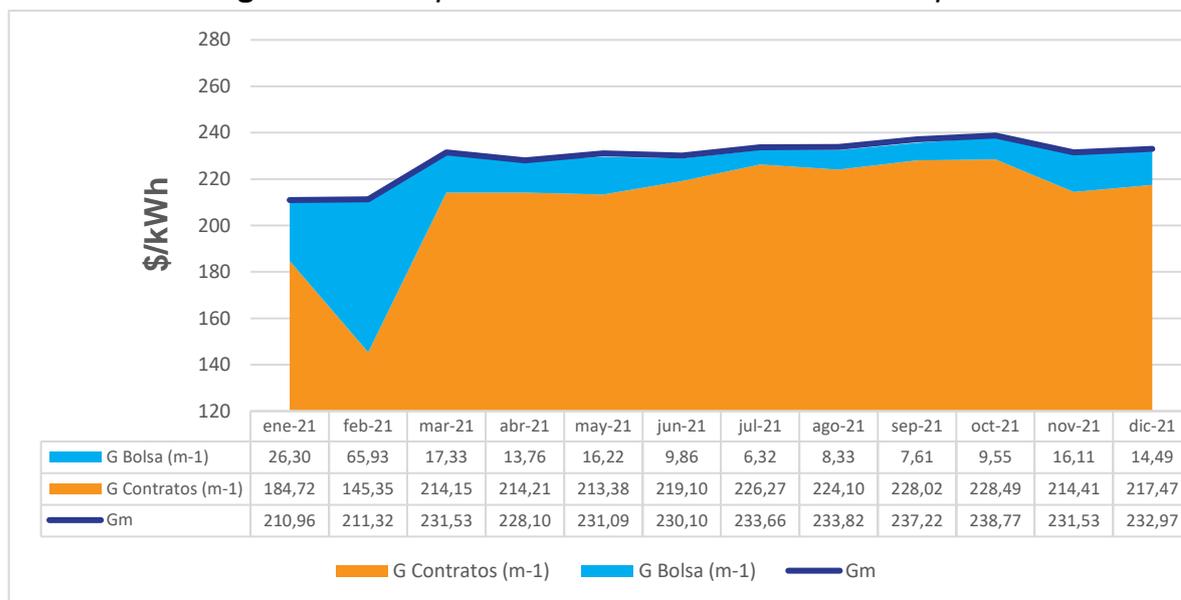
Fuente: elaboración DTGE.

Ahora bien, en el desarrollo de la presente evaluación integral se abordarán cada uno de los componentes y las principales variaciones para la vigencia 2021.

➤ **Componente de generación**

Este componente se calcula con base en la metodología establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, modificada por la Resolución 101 002 de 2022. Este componente permite trasladar vía tarifa a los usuarios los costos de compra de energía del comercializador, bien sea vía contratos bilaterales, bolsa en el mercado de energía mayorista, así como las compras realizadas en los mecanismos de contratación establecido en la Resolución 40590 de 2019 y la autogeneración a pequeña escala en el Sistema Interconectado Nacional.

Figura 23. Componente de Generación 2021 – Dispac.



Fuente: SUI – elaboración DTGE.

De acuerdo con la Figura 23, se puede evidenciar un incremento de aproximadamente 20 \$/kWh del componente en el primer trimestre, específicamente del mes de febrero a marzo de 2021. Posteriormente, el componente presentó en el mes de abril de 2021 una leve reducción de aproximadamente de 3 \$/kWh, a partir de mayo de 2021 se presentaron pequeñas variaciones, pero en términos generales, se podría indicar que se mantuvo constante con excepción del mes de noviembre de 2021 donde disminuyó notablemente alcanzando un valor de 231,53 \$/kWh.

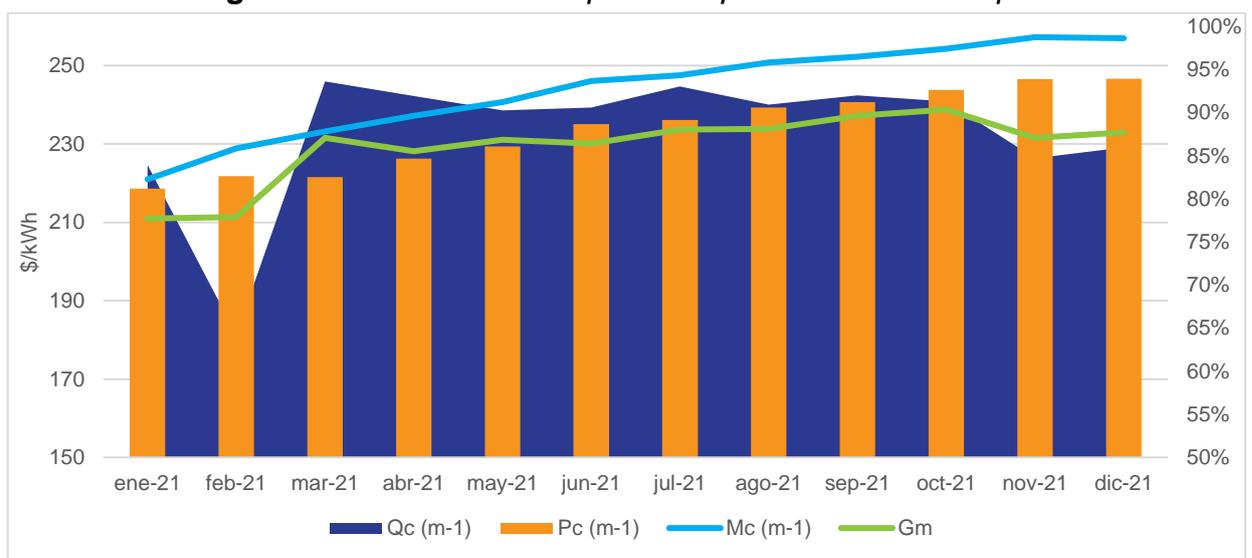
El área de color turquesa corresponde al valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda regulada atendida con energía comprada en bolsa y el área de color naranja corresponde al valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda regulada atendida con energía comprada en contratos bilaterales. El aumento del componente de Generación estuvo determinado por un incremento en la participación proveniente del precio de bolsa en la fórmula de cálculo del componente, es decir, la combinación del precio de bolsa junto con el nivel de exposición en ese momento,

alcanzando la mayor exposición en bolsa los meses de febrero y noviembre de 2021, con 35,73% y 15,30% y precios de 184,53 \$/kWh y 105,26 \$/kWh respectivamente.

- **Compras en contratos**

Para ilustrar esta parte de la evaluación, se compara el comportamiento de las variables del costo promedio de la energía comprada en contratos del comercializador (P_c), el costo promedio ponderado por energía (M_c), el porcentaje de la demanda regulada cubierta con contratos bilaterales (Q_c) y el costo máximo a trasladar a usuarios finales (G).

Figura 24. Variables del G para compras en bolsa – Dispac.



Fuente: SUI – elaboración DTGE.

De la Figura 24 se puede observar que Dispac pagó un precio promedio de energía en contratos (P_c) inferior al precio promedio del mercado (M_c), que tuvo un promedio de 243,84 \$/kWh en el 2021. Se aclara que los valores para el P_c no se indican en la gráfica dado que son el resultado de la estrategia de negociación de la empresa para la compra de energía y no son públicos, aunque dichas negociaciones resultan de un proceso regulado de convocatoria pública donde los oferentes proponen un precio y el comercializador evalúa si es pertinente o no adquirir la energía a dicho precio. En resumen, el precio promedio para el año 2021 de energía comprada en contratos fue de 233,80 \$/kWh, que se mantuvo por debajo del M_c

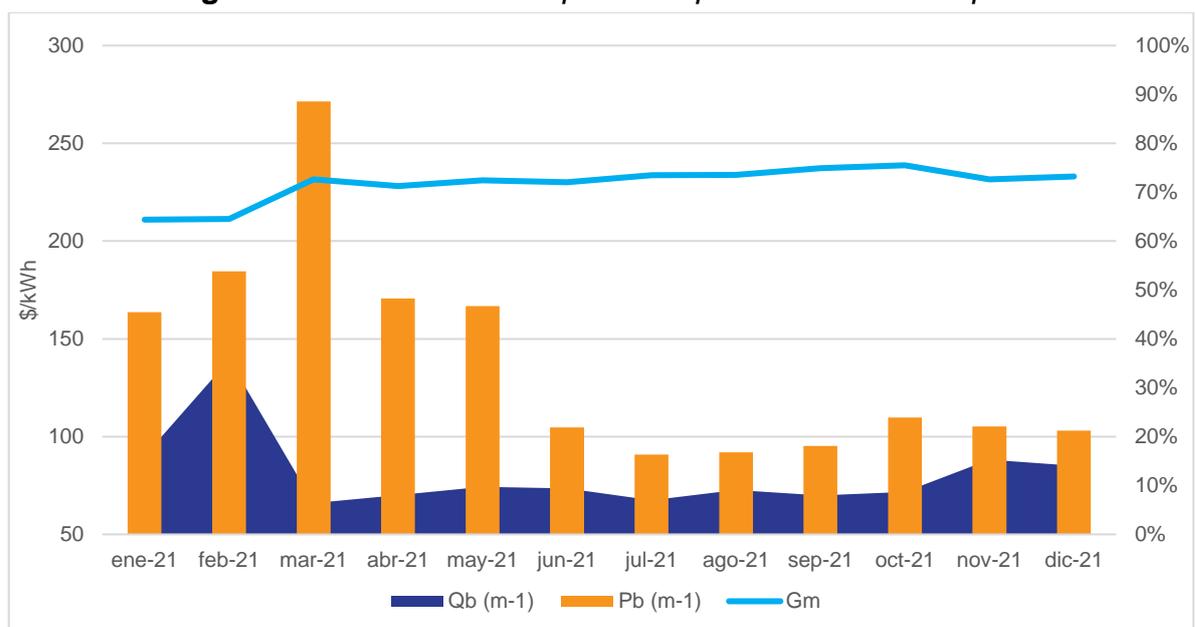
promedio para el mismo periodo, aportando a que el efecto final en el G tuviera un valor promedio de 229,26 \$/kWh.

En esta misma gráfica se puede observar que en el mes de febrero de 2021, el cubrimiento de la demanda regulada a través de contratos Qc de Dispac se encontraba con un porcentaje de 64,27%, indicando una mayor exposición en Bolsa Qb; en este sentido, el Qb se redujo en el mes de marzo de 2021 al alcanzar un Qc igual a 93,61%, ocasionando una exposición en bolsa de solo 6,39%. En el mes de octubre la empresa presentó mayor valor de G en el costo máximo a trasladar a usuarios finales, consecuencia de un Pc más alto.

- **Compras en bolsa**

De forma semejante al análisis realizado con las compras en contratos, se compara el comportamiento de las variables del costo promedio de la energía comprada en bolsa (Pb), porcentaje de la demanda regulada cubierta con bolsa (Qb) y costo máximo a trasladar a usuarios finales (G).

Figura 25. Variables del G para compras en bolsa – Dispac.



Fuente: SUI – elaboración DTGE.

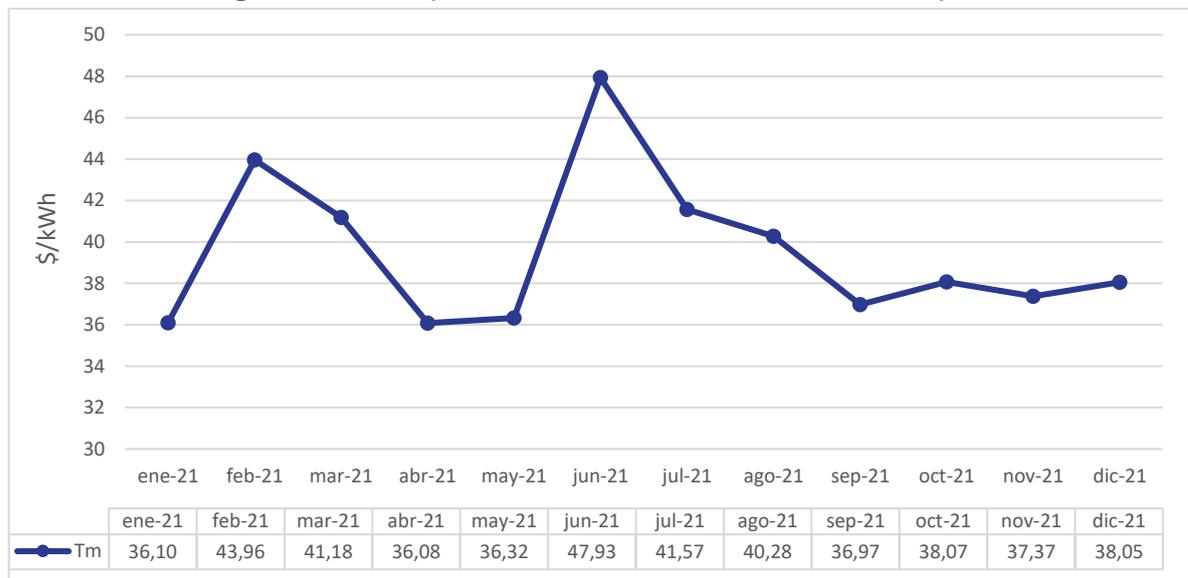
En la Figura 25 se puede observar como la combinación del porcentaje de exposición en bolsa y el precio de la misma, incide directamente en el componente de Generación aplicado por Dispac, de manera específica, se puede observar que para el mes de febrero un Qb de 35,73% se identifica como un alto porcentaje durante el año 2021 y un Pb de 154,83 \$/kWh produce un G bajo en relación al mes de marzo, donde un Qb de 6,39% y un Pb por 271,44 \$/kWh identificado como el valor más alto del año, causaron aumento en el componente de Generación.

➤ **Componente de transmisión**

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

Para el cálculo de este componente se tiene en cuenta principalmente los ingresos mensuales del transmisor y la demanda de energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN), estos ingresos del transmisor cambian cada vez que este solicita a la CREG la actualización de su base de activos y/o de otra variable. Las variaciones en los ingresos del transmisor no tienen un patrón en su actualización, la demanda de energía varía mensualmente, y la interacción entre estos dos factores arroja el valor de este componente.

Figura 26. Componente de Transmisión 2021 – Dispac.



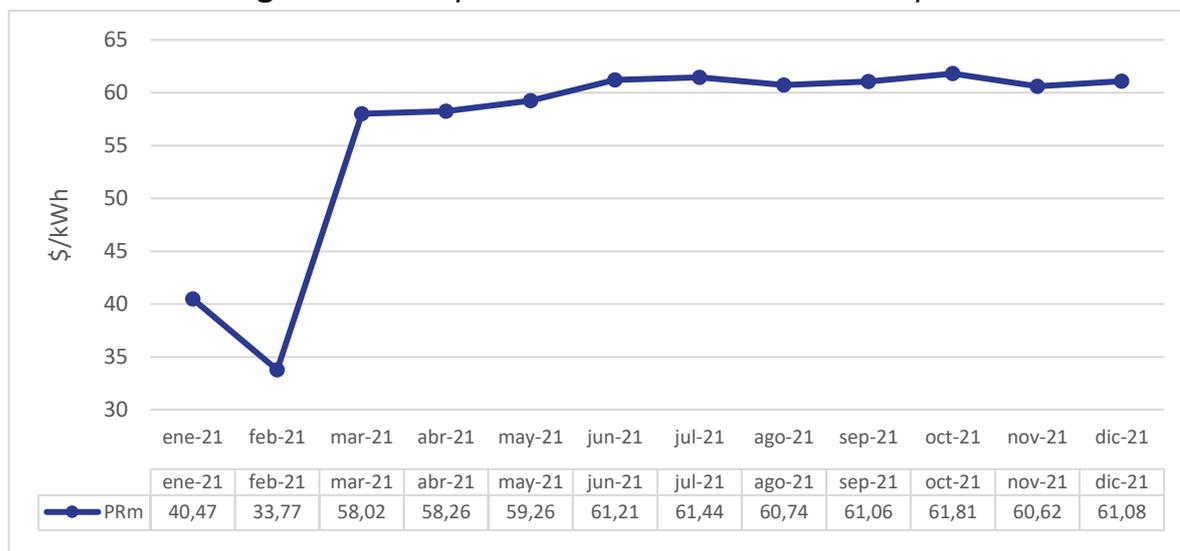
Fuente: SUI – elaboración DTGE.

En la Figura 26 se pueden observar los valores del componente de Transmisión cobrado por la empresa a sus usuarios durante el año 2021. En el mes de junio se presentó el valor más alto en el componente de Transmisión, mientras que el menor valor se presentó en el mes de abril, estas variaciones obedecen a cambios en la demanda y ajustes en la facturación de meses anteriores.

➤ **Componente de pérdidas**

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

Figura 27. Componente de Pérdidas 2021 – Dispac.



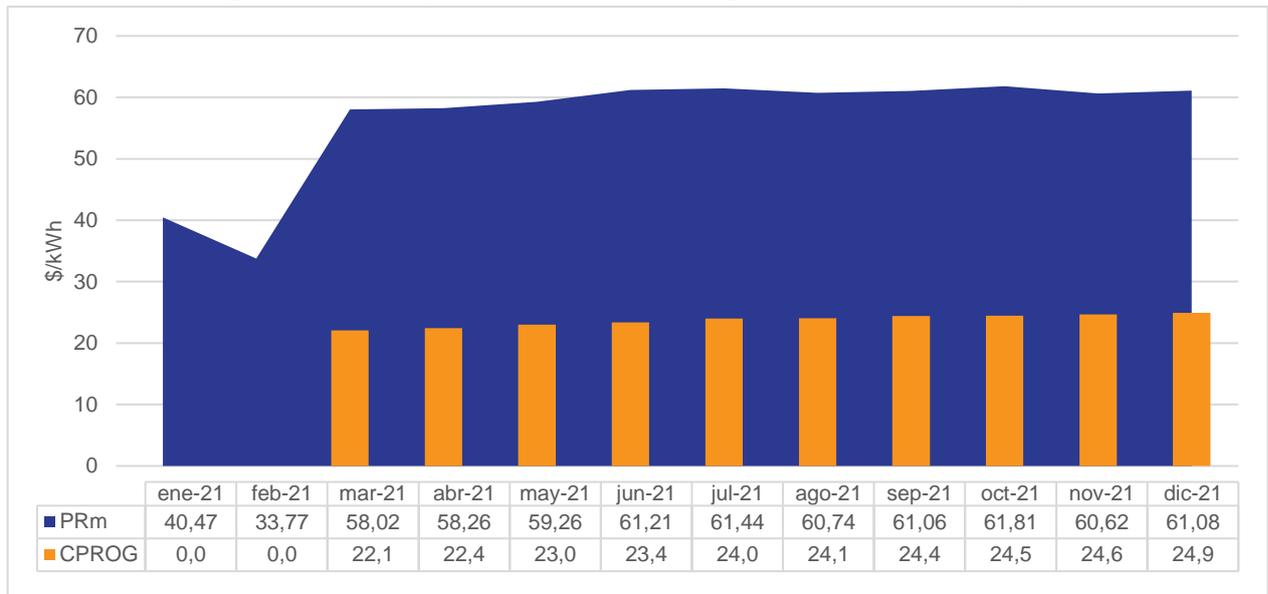
Fuente: SUI – elaboración DTGE.

El componente de Pérdidas se determina en función del componente de Generación y del componente de Transmisión; razón por la cual cambios en estos factores generará un impacto similar en el componente de pérdidas, teniendo una mayor influencia en su comportamiento la Generación.

En el análisis del componente de Pérdidas también es necesario tener presente la variable CPROG, la cual afectó el valor del componente para la mayoría de los mercados del país. Lo anterior, acorde al inicio de aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018.

El CPROG corresponde al cargo por concepto de remuneración de los planes de mantenimiento y reducción de pérdidas definidos por el OR y aprobados por la CREG, estos deben ser aplicados por todos los comercializadores de energía que atiendan usuarios en el mercado conformado por las redes del OR Dispac, por lo tanto, para marzo de 2021 Dispac, inició con la aplicación de la nueva metodología de distribución por lo que el valor promedio de esta variable fue 22,6 \$/kWh para el 2021.

Figura 28. Componente de Pérdidas y CPROG 2021- Dispac.



Fuente: SUI – elaboración DTGE.

En la Figura 28 se puede observar el comportamiento del componente de Pérdidas sin el valor del CPROG observando una tendencia estable a partir del mes de marzo, asimismo el valor de la variable CPROG identificando un valor uniforme durante todo el año y evidenciando su dimensión respecto al componente de Pérdidas.

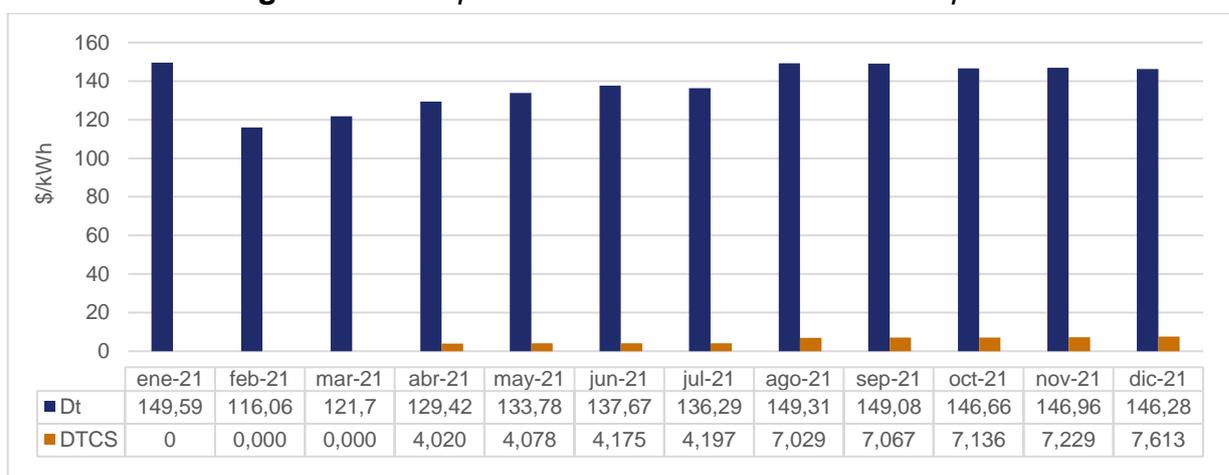
➤ **Componente de distribución**

El componente de Distribución está relacionado con el costo del sistema de distribución de acuerdo con la metodología definida en la Resolución CREG 015 de 2018. En este componente se tiene en cuenta principalmente el valor de los gastos de administración, operación y mantenimiento correspondiente a la actividad de distribución de energía eléctrica en los STR y SDL y los cargos por uso del OR, los cuales son los cargos, expresados en \$/kWh, acumulados para cada nivel de tensión, que remuneran a un OR las inversiones en los activos de uso de los SDL, STR y los gastos de AOM en los que incurre para la prestación del servicio. Los cargos de los STR y SDL son calculados mensualmente por el LAC.

Mediante el Decreto 388 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía se ordenó a la CREG conformar dentro de la metodología que establece la remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, Áreas de Distribución (ADD) las cuales se definen como el «Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley», y se establece que debe existir un Cargo Único por Nivel de Tensión por cada ADD. Las distintas áreas fueron conformadas de acuerdo con las Resoluciones 182306 de 2009 (ADD Oriente), 181347 de 2010 (ADD Occidente), 180696 de 2011 (ADD Sur) y 180574 de 2012 (ADD Centro).

Dispac actualmente no hace parte de ningún Área de Distribución (ADD).

Figura 29. Componente de Distribución 2021 - Dispac.



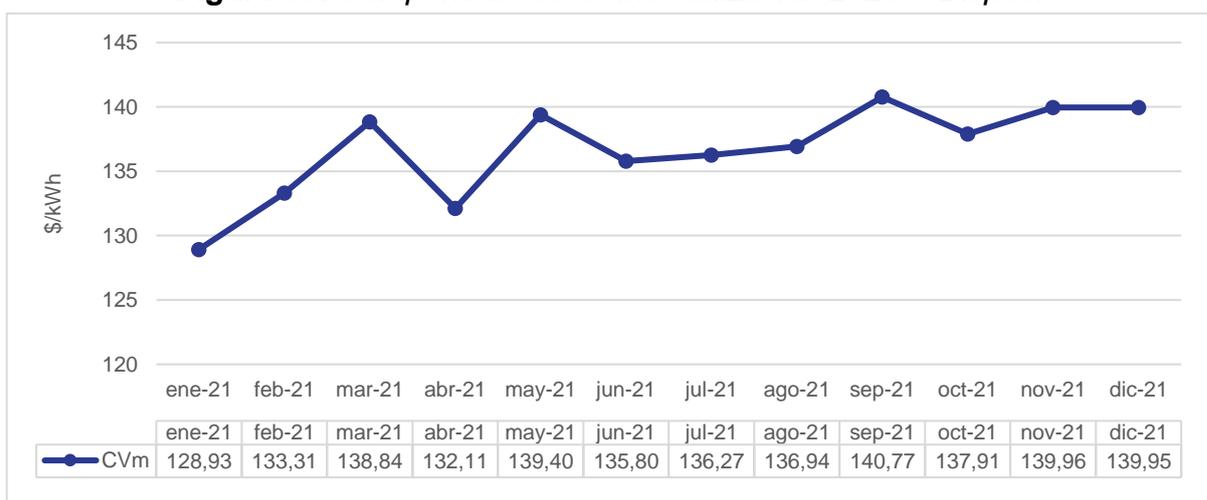
Fuente: SUI – elaboración DTGE.

En la Figura 29 se puede observar que durante 2021 el valor promedio del cargo de distribución *Dt* fue de 138,57 \$/kWh con un valor máximo de 149,59 \$/kWh en el mes de enero de 2021 y un valor mínimo de 116,06 \$/kWh en febrero del mismo año. En segundo lugar, se puede observar en las barras naranjas el valor en \$/kWh del incentivo por calidad media (Dtcs), el cual ya está incluido en el cargo de distribución iniciando en 4 \$/kWh y finalizando el año en 7,6 \$/kWh.

➤ **Componente de comercialización**

Este componente remunera los costos que son asociados a la comercialización: margen de la actividad, riesgo de cartera, contribuciones y pagos al administrador del mercado. A la fecha, la comercialización se calcula a través de las metodologías establecidas en la Resoluciones CREG 180 y 191 de 2014 donde la Comercialización está conformada por tres subcomponentes: Costo variable de comercialización (C*), costo variable para atender usuarios regulados (CvR) y reconocimiento de garantías y contribuciones. Es importante mencionar que el cálculo del componente C depende en gran medida de las resoluciones particulares de aprobación del costo base de comercialización y riesgos de cartera para cada una de las empresas comercializadoras integradas al OR, siendo esta una de las razones principales por la cual se presentan las diferencias en este componente. La resolución de aprobación de cargo base de comercialización y riesgo de cartera para Dispac corresponde a la Resolución CREG 17 de 2016.

Figura 30. Componente de Comercialización 2021 – Dispac.



Fuente: SUI – elaboración DTGE.

De acuerdo con la Figura 30, durante el año 2021 el componente presentó un valor mínimo de 128,93 \$/kWh para el mes de enero y un valor máximo de 140,77 \$/kWh para el mes de septiembre. El componente presentó variaciones mensuales, tanto incrementos como

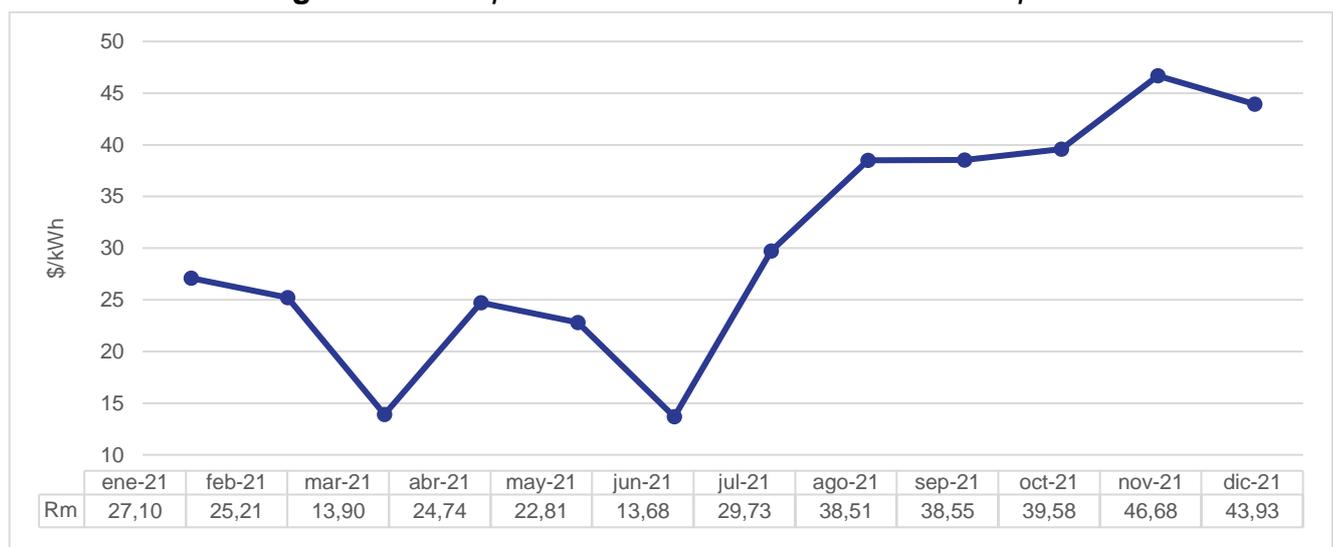
disminuciones entre los 133 y 139 \$/kWh. De manera general, la variabilidad de este componente está relacionada con el comportamiento de la demanda regulada del comercializador y que indica específicamente el CvR.

➤ **Componente de restricciones**

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

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

Figura 31. Componente de Restricciones 2021 – Dispac.



Fuente: SUI – elaboración DTGE.

En el comportamiento del componente de Restricciones se puede evidenciar una disminución acumulada para el primer semestre del año 2021, para el segundo semestre del 2021 se presentó un incremento gradual pasando de 13,68 \$/kWh, que fue el valor mínimo para el 2021 presentado en el mes de junio, a 46,68 \$/kWh que fue el valor máximo y se presentó en el mes de noviembre. La diferencia entre estos valores es de 33 \$/kWh. En términos generales, el comportamiento de este componente está ligado al precio de bolsa, ya que cuando el precio de bolsa aumenta, las restricciones tienen a disminuir por cuanto las plantas que generaban por seguridad entran en mérito reduciendo las reconciliaciones positivas; caso contrario se presenta cuando el precio de bolsa disminuye.

4.4.7.2 Costo unitario de la prestación del servicio

El porcentaje de participación observado en el año 2021 de cada uno de los componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio de Dispac fue, en promedio, el siguiente:

Figura 32. CU con el porcentaje promedio de participación de cada componente Dispac 2021.

$$CU_{n,m} = G_m + T_m + D_{n,m} + C_{v,m} + PR_{n,m} + R_m$$

Componente	Porcentaje
Generación	36,34%
Transmisión	6,26%
Distribución	21,97%
Comercialización	21,67%
Pérdidas	8,95%
Restricciones	4,81%

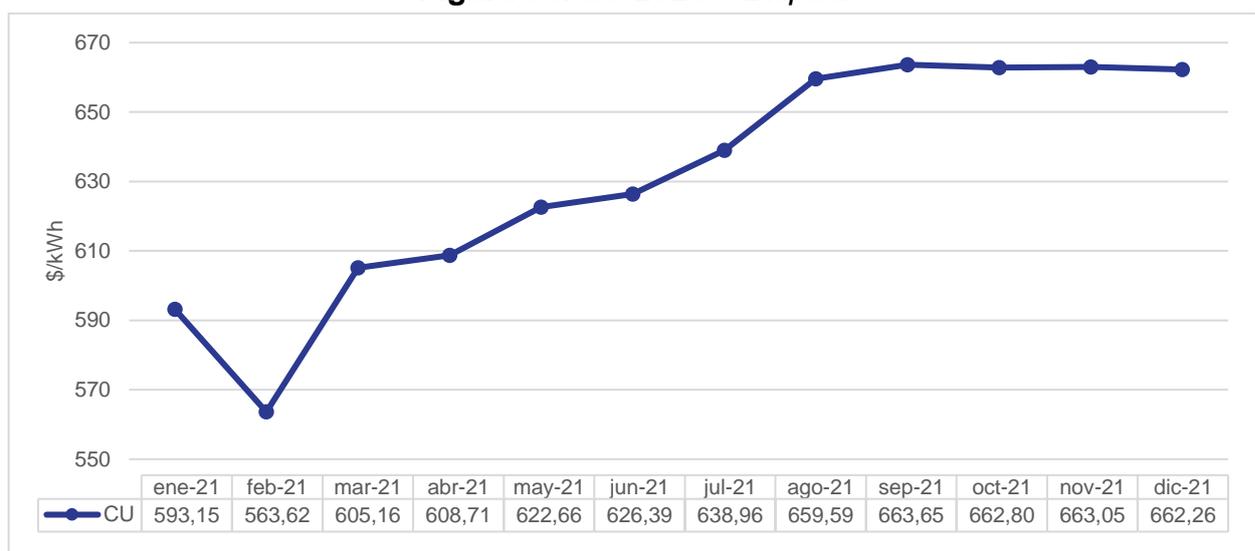
Fuente: elaboración DTGE.

De acuerdo con la discriminación realizada por componentes para el año 2021, la Generación y la Distribución representaron el 58,31% en promedio del Costo Unitario de Prestación del Servicio de acuerdo con la tendencia nacional y la normatividad vigente. Así mismo, con el análisis realizado previamente el aumento en el componente de Generación estuvo determinado, principalmente, por un incremento en la participación proveniente del precio de bolsa en la fórmula de cálculo del componente y el precio de los contratos bilaterales, mientras que el componente de distribución también adquirió un mayor valor de participación destacando que actualmente la empresa no se encuentra incluida en ningún ADD.

Dispac, para el año 2021, presentó el menor valor del CU en el mes de febrero, este fue equivalente a 563,15 \$/kWh, mientras que el valor más alto lo presentó en el mes de septiembre igual a 663,65 \$/kWh. El comportamiento del CU de la empresa Dispac para el periodo en mención se puede observar en la Figura 33.

Ahora bien, es preciso mencionar que, de acuerdo con las Resoluciones CREG 012 de 2020, CREG 058 de 2020, CREG 064 de 2020 y CREG 152 de 2020, se dispuso, desde la regulación, la aplicación de la opción tarifaria a raíz de la emergencia sanitaria generada por el COVID 19 en 2020, opción tarifaria que continuó su senda en el año 2021 y para algunas empresas el 2022. La opción tarifaria ofrece al comercializador la posibilidad de cambiar el CU cuando las condiciones del mercado presentan un impacto considerable para el usuario; no obstante, como la empresa deja de percibir parte de sus ingresos, debe aplicar la opción tarifaria hasta que se recupere el valor financiado que dejó de percibir, lo que se traduce en cobros relativamente elevados, pero con incrementos parciales para el usuario final.

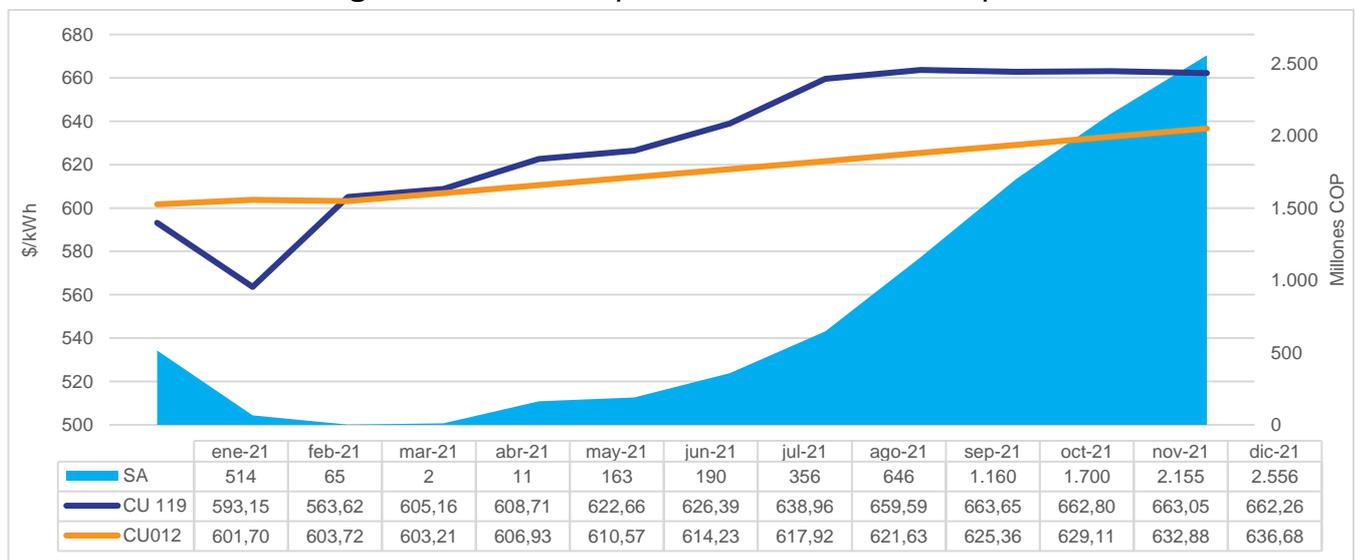
Figura 33. CU 2021 – Dispac.



Fuente: Dispac, SUI – elaboración DTGE.

La empresa Dispac entró en opción tarifaria desde del mes de junio del 2020, y estuvo todo el año 2021 aplicando esta metodología a sus usuarios. En la siguiente Figura se puede observar en la línea color naranja el CU determinado por medio de la Opción Tarifaria y en color azul el CU calculado mediante la metodología tarifaria general:

Figura 34. CU Vs. Opción Tarifaria 2021 – Dispac.

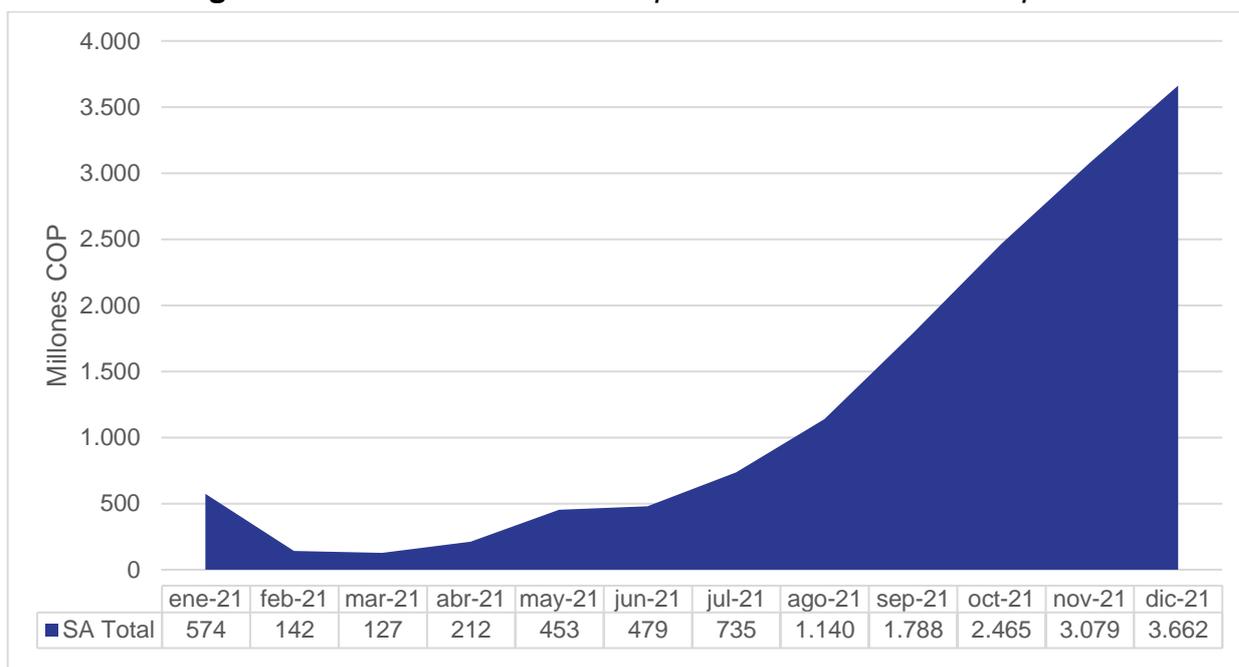


Fuente: SUI – elaboración DTGE.

De la Figura 34, puede observarse cómo el CU, calculado bajo la metodología tarifaria general, presentó variaciones bastante notorias y atípicas durante el primer trimestre; el CU calculado bajo la metodología de opción tarifaria presentó incrementos progresivos, estos fueron paulatinos generando un menor impacto en los usuarios, sin embargo cabe destacar que el valor de CU012 siempre estuvo por debajo del valor del CU119 excepto para los meses de enero y febrero de 2021, condición aplicada a los usuarios de nivel de tensión 1 con propiedad de activos del OR. La empresa finalizó el año con saldos acumulados superiores a los 2000 millones COP, de acuerdo con los cálculos realizados para todos los niveles de tensión a los cuales la empresa tuvo que aplicar opción tarifaria. Los saldos acumulados son el valor en pesos de las diferencias entre los CU de la metodología general y la opción tarifaria multiplicados por las ventas reguladas del mes anterior, información certificada en el SUI por la

empresa mediante el formato T6, el valor de los saldos acumulados será recuperados por la empresa cuando el CU119 se encuentre por debajo del CU012.

Figura 35. Saldos acumulados Opción Tarifaria 2021 – Dispac.



Fuente: SUI – elaboración DTGE.

En la Figura 35 se puede observar la curva de crecimiento de los Saldos Acumulados de la opción tarifaria en el transcurso del año 2021, condición aplicada a los usuarios de nivel de tensión 1 con propiedad de activos del OR, con propiedad de activos del usuario y nivel de tensión 2. Estos saldos acumulados se han incrementado pasando de 574 millones COP a 3662 millones COP al cierre del año, lo anterior va de la mano con lo presentado en la Figura 34 en la cual se observó la relación de los CU mes a mes y, por consiguiente, el aumento en los saldos.

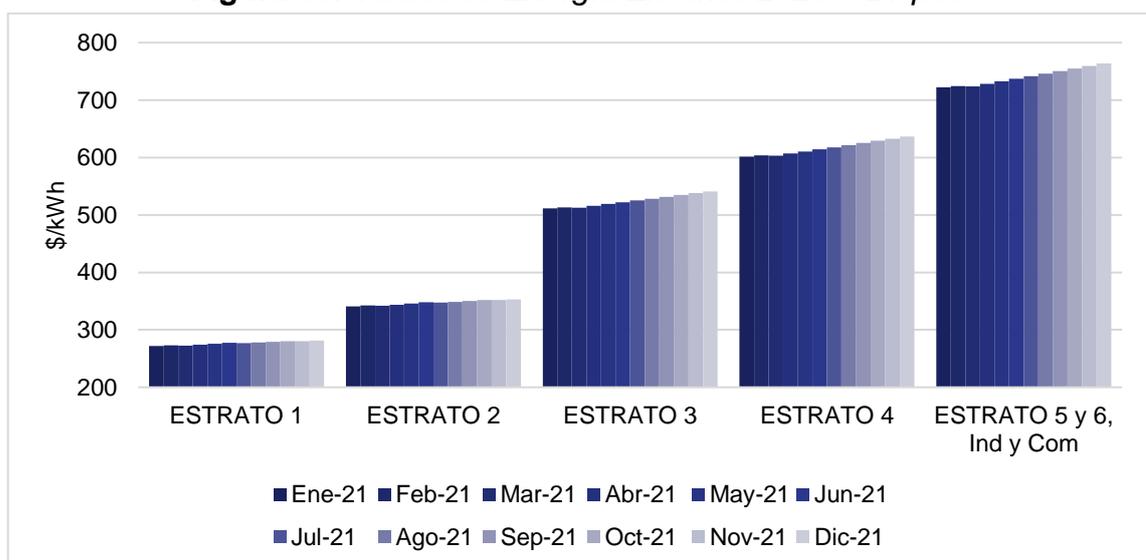
4.4.7.3 Tarifas de energía eléctrica

Para el desarrollo de este tópico es necesario recordar que la tarifa es el valor resultante de aplicar al Costo Unitario de Prestación del Servicio el factor de subsidio o contribución autorizado legalmente, esto dependiendo el estrato socioeconómico al que pertenezca el

usuario. En el caso de los usuarios de estrato 4 y/o usuarios no residenciales, que no son beneficiarios de subsidio, ni están sujetos al pago de contribución, la tarifa corresponde al Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU). Para el caso de Dispac que aplica opción tarifaria como ya se observó previamente, el CU de la metodología general transferido a los usuarios es reemplazado por el CU de opción tarifaria y pasa a ser la tarifa de estrato 4; con base en dicho CU, se determinan los porcentajes para los subsidios y contribuciones, luego de lo cual resultan las tarifas para los estratos 1, 2, 3, 5, 6 y para los sectores comerciales e industriales. Como la empresa se acoge a la aplicación de Opción Tarifaria, se presentan aumentos en el valor de los saldos acumulados.

En la Figura 36 se pueden observar las tarifas por estrato publicadas por la empresa Dispac a sus usuarios durante el año 2021; es preciso mencionar que estas tarifas corresponden al nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red; lo anterior debido a que en este grupo se encuentran conectados con estas características la mayoría de los usuarios.

Figura 36. Tarifas de Energía Eléctrica 2021 – Dispac.



Fuente: SUI – elaboración DTGE.

En la Figura 36 se puede observar un incremento paulatino en las tarifas aplicadas por la empresa Dispac, lo anterior gracias a la aplicación de la opción tarifaria; reduciendo así el impacto negativo de las mismas y reduciendo la percepción de las variaciones presentadas. En la siguiente Tabla se puede observar el valor correspondiente a la tarifa de cada uno de los estratos para cada uno de los meses del 2021. Lo anterior para el nivel de tensión 1 con propiedad de los activos del OR.

Tabla 40. Tarifas de Energía Eléctrica 2021 – Dispac.

PERIODO	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5 y 6, Ind y Com
Ene-21	271,68	340,95	511,45	601,70	722,04
Feb-21	272,79	342,34	513,20	603,76	724,51
Mar-21	272,52	342,00	512,73	603,21	723,85
Abr-21	273,90	343,73	515,89	606,93	728,32
May-21	275,53	345,79	518,98	610,57	732,68
Jun-21	277,18	347,86	522,10	614,23	737,08
Jul-21	277,03	347,67	525,23	617,92	741,50
Ago-21	277,95	348,82	528,39	621,63	745,96
Sep-21	279,17	350,35	531,56	625,36	750,43
Oct-21	280,24	351,69	534,74	629,11	754,93
Nov-21	280,29	351,76	537,95	632,88	759,46
Dic-21	281,52	353,31	541,18	636,68	764,02

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

4.4.8 Plan de Gestión del Riesgo de desastres

De acuerdo con la Ley 1523 de 2012 y el Decreto 2157 de 2017, Dispac, como empresa mixta prestadora de servicio público de energía eléctrica, se encuentra en 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 su área de influencia, así como de su operación.

Dispac se propuso como objetivo formular, diseñar, documentar e implementar el PGRD de acuerdo con el Decreto 2157 de 2017 con el fin de reducir las condiciones de riesgo actual y futuro, mejorar la seguridad, el bienestar de los grupos de interés de la empresa.

4.4.8.1 Conocimiento del riesgo

Al respecto se inicia con un entendimiento de la empresa en diferentes escenarios.

4.4.8.1.1 Generalidades de la empresa

La Empresa Dispac, es una empresa de servicios públicos domiciliarios dedicada a la comercialización y distribución de energía eléctrica, constituida como Sociedad Anónima, con capital mixto, en la cual el estado es poseedor de la mayoría del capital social, con domicilio en la ciudad de Quibdó, departamento del Chocó, Colombia. Presta el servicio para usuarios residenciales, comerciales, industriales, oficiales y alumbrado público en las zonas urbanas y de los municipios: Atrato, Bagadó, Cantón de San Pablo, Cértegui, Condoto, Istmina, Lloró, Medio Baudó, Medio San Juan, Novita, Quibdó, Río Iró, Río Quito, Tadó, Unión Panamericana y Alto Baudó.

Dispac atiende 105 385 usuarios, de los cuales el 60% pertenecen a usuarios residenciales estrato 1 y están ubicados en Quibdó, además cuentan con prestación del servicio a usuarios subnormales y contribuciones por parte del FAER. Su aporte a la demanda nacional es del 1,3%.

La infraestructura con la que cuenta Dispac es: una sede principal que se encuentra en la ciudad de Bogotá, D. C., una sede administrativa en Quibdó, 17 sedes u oficinas para atención al cliente (Opac), 6 subestaciones eléctricas, 1 sede de almacén y archivo central y en cada una de las sedes se cuenta con equipamiento para la atención de emergencias.

Dispac cuenta con el listado y descripción de las sustancias químicas que se manipulan dentro de la empresa y que pueden generar riesgo dentro de las instalaciones tal como lo indica el decreto así como con el reporte del equipamiento para la atención de emergencias en cada una de sus sedes: botiquines, equipo de primeros auxilios, extintores, camillas y señalización para la evacuación en caso de emergencia; que de acuerdo con DISPAC son ubicados «estratégicamente» según indicaciones de la Norma Técnica Colombiana (NTC) 2885.

4.4.8.1.2 Contexto externo

La caracterización de las condiciones climáticas a las cuales está expuesta la infraestructura de distribución y comercialización se enfocó en el contexto departamental, debido que todas las sedes se encuentran en Chocó y en la mayoría de los municipios se cuenta con un factor común que es el clima intertropical lluvioso. La empresa identificó las vías de acceso terrestre, fluvial y aérea a cada una de las subestaciones y presentó las condiciones económicas que caracterizan la región.

Dentro de este contexto se reconocen los problemas de orden público que atañen al departamento principalmente desde el año 2017 después de la firma del acuerdo de paz, cuando se incrementó de forma sustancial la presencia de diferentes grupos armados al margen de la ley que no permite que las personas se sientan seguras ni en su diario vivir ni en sus trabajos o actividades de sustento.

El departamento cuenta con la Fuerza de Tarea conjunta TITÁN (FTC), integrada por tropas de la Séptima División del Ejército, un componente de la Fuerza Naval del Pacífico y unidades del Comando Aéreo de Combate No.5 de la Fuerza Aérea Colombiana (FAC); además, hace presencia la Brigada Fluvial de Infantería de Marina No.2 y la Policía Nacional, esta última con estaciones en todos los municipios y corregimientos

La empresa identificó como partes interesadas a las personas o grupos que generan impactos en la organización o se ven impactados por las diferentes actuaciones de la empresa como prestadora del servicio de energía eléctrica, en su área de influencia. Considerando tres criterios: Legitimidad, poder y urgencia. Es así como se involucraron los accionistas, el gestor, empleados y/o colaboradores, usuarios/clientes, comunidad, comunidades indígenas, proveedores y entidades gubernamentales.

Adicionalmente, identificó los recursos propios que pueden verse afectados si se materializa un riesgo y sobre los cuales se calificó la vulnerabilidad de la empresa. Estos recursos son: las personas, los elementos físicos y los sistemas/procesos que se desarrollan al interior. Para los colaboradores de la empresa se indicó el horario laboral dentro de la empresa de acuerdo con sus funciones.

4.4.8.1.3 Contexto interno

Para Dispac los contextos internos que son pertinentes para su propósito y dirección estratégica y que pueden afectar su capacidad para lograr los resultados del son los siguientes:

- Cultura y conocimiento organizacional.
- Desarrollo tecnológico.
- Infraestructura.
- Capacidad operativa.
- Ambiente de control y seguridad.
- Planta de personal.

Dentro del gobierno corporativo y la estructura organizacional se establecieron las funciones y responsabilidades de cada uno de los departamentos y divisiones entre las cuales están distribuidas las obligaciones y labores de la empresa, empezando por la gerencia general hasta direcciones y asesores, haciendo referencia a la integridad que la gestión del riesgo debe tener.

Dentro de las políticas que se han considerado dentro Dispac y que contribuyen a la gestión del riesgo fueron:

- Política de Gestión Integral – HSEQ
- Política de Alcohol, Drogas y Tabaquismo
- Política de Seguridad Vial

4.4.8.1.4 Cultura organizacional

Dispac cuenta con tres valores corporativos los cuales son la base de su actuación para el trabajo en equipo y le dan sustento tanto a las formas de trabajo, como a la manera de hacer las cosas en el equipo. Estos valores se basan en estándares y procedimientos organizacionales, con rigor técnico, vinculando a otras personas en su construcción, a partir del reconocimiento del otro, de sus capacidades para crear juntos, y generar valor agregado a la compañía. Dichos valores son:

- Ética
- Transparencia
- Respeto

4.4.8.1.5 Relación contractual

Dispac, fue constituida en diciembre del año 2001. La distribución accionaria de la organización corresponde al 99,996 % por parte de la Nación y el 0,004% a socios vinculados.

Dispac es la dueña de la infraestructura eléctrica, la gerencia de la entidad se encuentra en la ciudad de Bogotá y opera en el Chocó bajo la modalidad de gestoría dando cumplimiento a la política planteada por el CONPES 3122 del 2001, mediante el cual se plantea la política para estructurar un esquema de gestión con participación privada.

Dispac, opera con: un Equipo Directivo encabezado por la Gerencia General el cual lidera, controla y planea a corto plazo; un Gestor que administra el establecimiento de comercio y desarrolla las actividades de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica; y un Interventor externo que hace el seguimiento al cumplimiento de las actividades del gestor.

Es al gestor a quien, contractualmente, Dispac encomienda la administración de su establecimiento de comercio de distribución y comercialización de energía eléctrica y, específicamente, la ejecución de las actividades que comprenden el giro ordinario de los negocios del establecimiento de comercio, de tal forma que se asegure la prestación del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica en el área de influencia.

En tal razón, el Gestor actúa en nombre de Dispac, realiza la operación, mantenimiento, reposición y expansión de la infraestructura, al igual que, en nombre de Dispac, realiza todas las actividades con relación a la atención a usuarios.

4.4.8.2 Sistema integrado de gestión

Dispac tiene autonomía administrativa, patrimonial y presupuestal, y ejerce sus actividades dentro del ámbito del derecho privado. La sociedad tiene dos tipos de acciones, a saber: Estatales Ordinarias, clase A; y Privadas Ordinarias, clase B. Actualmente, cuenta con certificaciones de calidad bajo la Normas ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018.

4.4.8.3 Responsabilidades y estructura

La estructura organizacional para la gestión del riesgo, en su componente para la atención a emergencias tiene como base el Sistema de Comando de Incidente (SCI), mediante el cual se describen las funciones y responsabilidades a desempeñar por cada una de las áreas, desde la alta dirección hasta los brigadistas para implementar en las zonas de impacto, dando uso de sus sistemas y niveles de alerta y emergencia.

4.4.8.4 Valoración de riesgos

En primera instancia, la empresa determinó la probabilidad de ocurrencia de un evento y se le otorgó un valor y clasificación de acuerdo con marcos temporales establecidos por año y número de meses de ocurrencia.

Una vez definida la probabilidad y la consecuencia para el riesgo, se procede a calcular el nivel de riesgo como el producto entre ambas. Para el cálculo fue importante tener en cuenta que cada elemento de la probabilidad y la consecuencia tienen un valor asociado. Para el caso de la probabilidad los valores obedecen a un patrón lineal con uno (1) como mínimo y cinco (5) como máximo. Para la consecuencia el patrón es exponencial con uno (1) como mínimo y dieciséis (16) como máximo. Este último patrón se define con el objeto de darle mayor preponderancia a la consecuencia del riesgo al momento de realizar su evaluación.

Tabla 41. Matriz para la evaluación de riesgos.

PROBABILIDAD		CONSECUENCIA				
		Mínima	Menor	Moderada	Mayor	Máxima
		1	2	5	8	16
Muy alta	5					
Alta	4					
Media	3					
Baja	2					
Muy baja	1					

Fuente: Dispac.

La matriz de riesgos deja en claro que la empresa estableció cuatro niveles de riesgo, siendo el color verde el nivel de riesgo aceptable, el amarillo nivel de riesgo tolerable, naranja nivel de riesgo alto y rojo nivel de riesgo extremo. Así las cosas, se halló un valor de índice de riesgo entre cero y uno que se calcula para el nivel de gestión en análisis en términos de la probabilidad y consecuencia de cada uno de los riesgos identificados.

Dicho índice tiene dos objetivos: 1) resumir en un único valor el riesgo general del nivel de gestión analizado, donde valores más altos representan mayor riesgo, y 2) facilitar el seguimiento a la evolución de estos.

4.4.8.5 Monitoreo

Mediante el proceso de gestión integral de riesgos se identificaron diferentes escenarios susceptibles de ocurrencia de riesgos según el proceso y junto con ellos, sus causas, sus efectos, probabilidad y ubicación o zona de influencia. Para llevar a cabo el monitoreo y la revisión, la Gestión del Riesgo de Desastres se apoya en ciertos mecanismos como: los indicadores de gestión, auditoría interna, revisiones e inspecciones.

Para el proceso de monitoreo y pronóstico de eventos inminentes, Dispac, cuenta con el Centro de Supervisión y Maniobra (CSM) para monitoreo de daños, situaciones de emergencias en equipos, canales e infraestructura de comunicación. El CSM cuenta con todos los elementos de operación necesarios, posee un ordenador con las características de hardware y software adecuado para que el personal de operación pueda interactuar con la interfaz, visualice el estado del sistema y realice maniobras en forma remota.

La empresa cuenta con herramientas que se encargan de medir indicadores de cargabilidad, tensión y voltaje, etc., de las redes que maneja la empresa en toda su cobertura, en caso de que se presente una falla, el sistema la identificará; en dado caso que la falla no sea detectada por el sistema, se cuenta con el Contact Center las 24 horas del día para recibir llamadas sobre algún tipo de situación, emergencia o riesgo que se materialice.

4.4.8.6 Reducción del riesgo

Dentro de las acciones preventivas que incorporó Dispac dentro de su plan están:

- Mantenimiento, reposición y mejora de líneas
- Instalación y remodelación de redes con cable ecológico

- Podas

Dispac cuenta con pólizas de seguro como medidas de protección financiera para los riesgos:

- Con el uso de automóviles y transporte
- Daños materiales combinados y lucro cesante
- Responsabilidad civil
- Riesgos financieros

4.4.8.7 Manejo del desastre

Dentro del Plan de Emergencia y Contingencia, y con base en los resultados del análisis específico de riesgos para el proceso del manejo de desastres, Dispac establece programas de capacitación a todos los colaboradores en el tema de evacuación al momento de presentarse emergencias, y para el personal especializado en primeros auxilios, brigadistas y la organización para la atención a emergencias, se establecieron capacitaciones específicas en otros temas referentes a riesgos.

Dispac establece un plan de evacuación el cual deberá practicarse periódicamente en forma de simulacros y darse a conocer a todos los interesados para asegurar su comprensión y operatividad, según las condiciones del alcance y la frecuencia.

El Plan de Emergencia y Contingencia tiene como objetivo general proporcionar a los empleados y ocupantes de la empresa Dispac, los lineamientos de coordinación y procedimientos, que les permitan responder con eficacia en la prevención y atención de emergencias y desastres, para disminuir las consecuencias negativas sobre la vida humana, los recursos naturales, los bienes y la infraestructura, generadas por dichas situaciones. A raíz de su objetivo se derivan actividades y otros objetivos más específicos.

El alcance del Plan, en el marco general y principios orientadores, es aplicable a la totalidad de los ámbitos y operaciones de la empresa, así como a todo tipo de situaciones de emergencia que eventualmente se presenten. Está orientado a dar directrices para la prevención y atención de emergencias al interior de la empresa, abarcando los eventos que puedan darse en las sedes administrativas y subestaciones.

Este plan está dirigido a oficinas y subestaciones y para ello se establecieron planes de acción dependiendo del riesgo o la emergencia que se presente. Igualmente se definen los integrantes del Sistema Comando de Incidente (SCI) y sus funciones, el cual fue desarrollado para el manejo de las emergencias y está conformado por dos Staff, el de comando de incidentes y el general, el primero liderado por el comandante de incidentes o jefe de emergencias, el oficial de seguridad, el oficial de enlace y el oficial de información pública quienes tienen como función, desarrollar las actividades requeridas antes, durante y después de las emergencias, el segundo staff encargado de la planeación, logística y operación de la empresa en sus componentes documentales, de servicios y aprovisionamiento.

El staff de comando de incidentes está conformado por talento humano encargado de dar respuesta a cualquier emergencia, organizado de la siguiente manera:

- Brigada de emergencias
- Grupo de control de primeros auxilios
- Grupo de control de incendios
- Grupo de búsqueda y rescate
- Jefe de la brigada de emergencias

4.4.8.7.1 Apoyo a terceros

Con el fin de familiarizar a la organización con una estrategia que complemente su Plan para la Gestión del Riesgo en Emergencias y Desastres, Dispac establece Planes de Ayuda Mutua, un trabajo conjunto con organizaciones localizadas en la misma zona geográfica y con el respectivo Consejo Municipal para la Gestión del Riesgo, en el cual se establecieron las siguientes responsabilidades:

- Instaurar un convenio de ayuda mutua entre las organizaciones, suscrito a nivel gerencial y/o como compromiso de asociación.
- Delimitación de los suministros, recursos y servicios para la atención de emergencias, que cada organización esté dispuesta a facilitar para el servicio de los demás sin deterioro de las condiciones mismas de seguridad.
- Compromiso de compensación económica o reintegro de los materiales o equipos consumidos, dañados o deteriorados en el control de una emergencia por una organización en beneficio de las otras.

Para el momento de la identificación de una emergencia la empresa identificó dos niveles de criticidad: Leve y moderado/crítico y tres niveles de alerta, identificados por colores para el establecimiento de acciones consecuentes, sin embargo, para dar el preciso aviso al momento de presentarse una emergencia, se cuenta con alarma auditiva y visual en la sede administrativa en Quibdó.

Se integraron protocolos y procedimientos para la atención de emergencias, así como puntos de encuentro y señalización para conocimiento de los colaboradores en momentos necesarios de evacuación y se priorizaron las acciones de salvar la mayor cantidad de vidas humanas, proteger los bienes, infraestructura e información y en última instancia reducir cualquier impacto ambiental que pueda desencadenarse.

Dentro de las inversiones que se tienen programadas para atender los procesos de conocimiento, reducción de riesgo y atención a la emergencia se proyectaron: intervención a los sistemas de detección de incendios, mejoramiento y reposición de la infraestructura y comunicación y socialización del plan, sin embargo, no se conoce el presupuesto que se tiene dispuesto para cada actividad, ni cuales son específicamente las infraestructuras por mejorar.

Como medida para reconocer el desempeño de la empresa respecto de los contenidos mínimos para la Gestión del Riesgo de Desastres, la SSPD ha desarrollado una herramienta interna que permite conocer el cumplimiento para los principales procesos descritos en el decreto 2157 de 2017. Para los procesos de conocimiento del riesgo y atención a la emergencia se logró por parte de DISPAC un porcentaje de cumplimiento por encima del 80%, no obstante, se presentaron falencias, como no tener en cuenta el contexto externo característico para cada una de las subestaciones, adicionalmente, para el proceso de atención a la emergencia se hace hincapié en que existe un documento PEC para cada una de las sedes, pero estos no fueron perceptibles a esta revisión.

Por su parte el proceso para la reducción del riesgo no incluye la información detallada de las actividades o acciones correctivas y/o prospectivas propuestas para la reducción de los riesgos en cada una de las sedes. La Figura 37 representa la valoración interna que se realizó por parte de esta SSPD, pero los porcentajes que representan los resultados no responden a disposiciones normativas legales vigentes, ya que la verificación del Decreto 2157 de 2017, no cuenta con el establecimiento de límites numéricos.

Figura 37. Porcentaje de cumplimiento a los contenidos mínimos del plan de gestión del riesgo de desastres.



Fuente: elaboración DTGE.

4.4.8.8 Acceso a redes

En el marco de la integración de las normas establecidas por de las Resoluciones CREG 174 de 2021 y CREG 075 de 2021, la empresa indica que el desarrollo de proyectos de generación y autogeneración no es amplio en esta zona del país (Pacífico), por tal motivo hasta la fecha de inspección mediante esta evaluación integral se conoció que se ha realizado una única solicitud para la conexión de un proyecto de autogeneración a pequeña escala en las redes de distribución de Dispac.

En cuanto el cumplimiento de las disposiciones del artículo 7 de la Resolución CREG 174 se verificó la página web del prestador encontrando que para la consulta de información en el mapa georreferenciado se estaba solicitando el número de transformador como dato de ingreso para conocer las condiciones técnicas, por tal motivo se indicó la necesidad de ajustar tal condición, así como arreglar la cartilla y el instructivo de acuerdo con lo anterior.

Conexión de proyectos clase 1 y clase 2 a los que se refiere la Resolución CREG 075 de 2021 no se han solicitado hasta la fecha, sin embargo, en cumplimiento a la Circular CREG 014 de 2021 y CREG 0076 de 2021, la empresa envió a la UPME la información necesaria para a la realización de los estudios de conexión y de disponibilidad de espacio físico, y que son requeridos para la asignación de capacidad de transporte de los proyectos clase 1 y dispuso en la página web la información necesaria para la asignación de capacidad de transporte de los proyectos clase 2. Así mismo, de acuerdo con la solicitud realizada mediante circular externa artículos 10 y 17 de la misma resolución, Dispac envió la información requerida por la UPME mediante Circular 046 de 2022 para crear el usuario en la ventanilla única.

4.4.9 Calidad y reporte de la información al SUI

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

4.4.9.1 Inscripción y actualización RUPS

Dispac realizó actualización en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos (RUPS) bajo imprimible No. 2022103226414667 del 20 de octubre del 2022 donde realizó el registro de los siguientes datos:

- Fecha de constitución: 11 de diciembre de 2001.
- Fecha de inicio de operaciones: 27 de julio del 2002.
- NIT: 818001629 - 4
- Servicios Registrados: Energía Eléctrica
- Actividades Desarrolladas (Tabla 42):

Tabla 42. Registro actividades RUPS.

Servicio	Actividad	Fecha de Inicio	Fecha Final
Energía - SIN	Distribución	27/07/2022	-
Energía - SIN	Comercialización	27/07/2022	-
Energía - ZNI	Comercialización	10/06/2021	10/06/2021

Servicio	Actividad	Fecha de Inicio	Fecha Final
Energía – ZNI	Generación	10/06/2021	10/06/2021
Energía – ZNI	Distribución	10/06/2021	10/06/2021

Fuente: elaboración DTGE.

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

4.4.9.2 Cargue y calidad de la información

Según la revisión realizada en el Sistema Único de Información (SUI), se evidenció que el prestador a la fecha presenta 188 reportes en estado certificado para el servicio de energía eléctrica. El porcentaje de cargue del prestador es el siguiente:

Tabla 43. Porcentaje de cargue

ID Empresa	Empresa	Año	Certificado	Certificado No Aplica	Pendiente	Porcentaje de cargue (%)
3226	Dispac	2020	388	58	11	97
3226	Dispac	2021	344	80	96	81

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

Evaluando la oportunidad de cargue de la información al SUI, del año 2021, se pudo constatar que Dispac presentó el 45.37% de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes.

Tabla 44. Oportunidad en el cargue.

Variable	Fuera de Término	Con Oportunidad
Cantidad	283	235
Porcentaje (%)	54,63	45,37

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

En cuanto a reversiones, durante 2021 el prestador solicitó las reversiones relacionadas en la Tabla 45.

Tabla 45. Formatos Reversados.

Año de la Solicitud de Reversión	Nombre Formato o formulario Reversado	Año	Periodo	Fecha de Ejecución
2021	CS1. SAIDI y SAIFI	2021	1	11/06/2021
2021	S4. Inventario Áreas Especiales FOES (AE_FOES)	2021	1	01/09/2021
2021	TT10. Plan de Gestión de Riesgo	2021	1	21/05/2021
2022	CS3. Incentivo de Calidad Media	2021	1	31/05/2022
2022	TC3. Información Facturación OR Comercializadores	2021	1	21/10/2022
2021	CS1. SAIDI y SAIFI	2021	2	11/06/2021
2021	S4. Inventario Áreas Especiales FOES (AE_FOES)	2021	2	04/08/2021
2021	S4. Inventario Áreas Especiales FOES (AE_FOES)	2021	2	01/09/2021
2022	TC3. Información Facturación OR Comercializadores	2021	2	21/10/2022
2021	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2021	3	30/08/2021
2022	TC3. Información Facturación OR Comercializadores	2021	3	21/10/2022
2021	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2021	4	30/08/2021
2022	TC3. Información Facturación OR Comercializadores	2021	4	21/10/2022
2022	TC3. Información Facturación OR Comercializadores	2021	5	21/10/2022
2021	T2. Garantías Financieras	2021	6	12/12/2021
2021	T3. Tarifas Publicadas	2021	6	12/12/2021
2021	T7. Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2021	6	12/12/2021
2021	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2021	6	12/12/2021
2021	TC3. Información Facturación OR Comercializadores	2021	6	12/12/2021
2022	T6. Opción Tarifaria	2021	6	19/04/2022
2022	TC3. Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores	2021	6	21/10/2022
2021	T2. Garantías Financieras	2021	7	12/12/2021
2021	T3. Tarifas Publicadas	2021	7	12/12/2021
2021	T7. Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2021	7	12/12/2021
2021	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2021	7	12/12/2021
2022	T6. Opción Tarifaria	2021	7	19/04/2022
2022	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2021	7	12/04/2022
2022	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2021	7	26/05/2022
2022	TC3. Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores	2021	7	21/10/2022
2022	T2. Garantías Financieras	2021	8	23/05/2022

Año de la Solicitud de Reversión	Nombre Formato o formulario Reversado	Año	Periodo	Fecha de Ejecución
2022	T6. Opción Tarifaria	2021	8	19/04/2022
2022	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2021	8	26/05/2022
2022	TC3. Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores	2021	8	21/10/2022
2021	TC1. Inventario de Usuarios	2021	9	26/10/2021
2022	T2. Garantías Financieras	2021	9	14/06/2022
2022	T6. Opción Tarifaria	2021	9	19/04/2022
2022	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2021	9	12/04/2022
2022	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2021	9	26/05/2022
2022	TC3. Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores	2021	9	21/10/2022
2021	TT2. Inventario Transformadores	2021	10	08/11/2021
2022	T2. Garantías Financieras	2021	10	23/05/2022
2022	T6. Opción Tarifaria	2021	10	19/04/2022
2022	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2021	10	12/04/2022
2022	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2021	10	26/05/2022
2022	TC3. Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores	2021	10	21/10/2022
2022	T2. Garantías Financieras	2021	11	23/05/2022
2022	T6. Opción Tarifaria	2021	11	19/04/2022
2022	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2021	11	12/04/2022
2022	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2021	11	26/05/2022
2022	TC3. Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores	2021	11	21/10/2022
2022	T2. Garantías Financieras	2021	12	23/05/2022
2022	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2021	12	26/05/2022
2022	TC3. Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores	2021	12	21/10/2022

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

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

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

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

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

El prestador incumple con lo antes mencionado, esto debido al porcentaje de oportunidad de cargue de la información de los formatos habilitados al prestador y establecidos las fechas límites de cargue en los lineamientos de las Resoluciones SSPD No. 20102400008055, SSPD No. 20192200020155 y SSPD No. 20212200012515.

Ahora bien, es necesario tener en cuenta la cantidad total de solicitudes de reversión de formatos por parte del prestador para el año 2021 (53 reversiones) de las cuales 47 Reversiones son del Tópico Comercial y de Gestión, 6 reversiones hacen referencia al tópico Técnico operativo de las resoluciones antes mencionadas.

4.4.10 Reglas generales de comportamiento

Para la Evaluación integral respecto de las reglas generales de comportamiento se procedió con la revisión y visualización de cada uno de los procedimientos que están relacionados con el

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

cumplimiento de la Resolución CREG 080/2019, al respecto la empresa en el enlace <https://dispac.com.co/> publicó los siguientes procedimientos, con su respectivo enlace:

Tabla 46. *Procedimientos publicados Dispac, Resolución CREG 080 de 2019.*

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Cambio de Comercializador	https://dispac.com.co/servicio-al-cliente/cambio-de-comercializador/
Procedimiento Cambio De Comercializador	https://dispac.com.co/wp-content/uploads/2020/03/P20-21-05-Cambio-de-Comercializador-V0-00000002.pdf
Procedimiento Solicitud de Conexión del Servicio de Energía	https://dispac.com.co/wp-content/uploads/2020/03/P20-21-03-Solicitud-de-Conexion-del-Servicio-de-Energia-V7.pdf
Autogeneración a pequeña escala (AGPE)	https://dispac.com.co/servicio-al-cliente/resolucion-creg-030-de-2018/
Atención Al Usuario	https://dispac.com.co/atencion-al-cliente/atencion-al-usuario/
Declaración adhesión reglas de comportamiento	https://dispac.com.co/declaracion-de-adhesion-a-las-reglas-de-la-resolucion-creg-080-de-2019/

Fuente: elaboración DTGE.

De la revisión general de los procedimientos, se puede afirmar que la empresa estableció y publicó los procedimientos que determinó que eran necesarios para dar cumplimiento a la normativa citada, pero al realizar la revisión detallada de los citados procedimientos se encontró que, aunque no se trate de un incumplimiento normativo, estos no dan cumplimiento a la premisa establecida por la Comisión en cuanto a que la información suministrada por los agentes mencionados en la presente resolución, debe permitir y facilitar su comparación y comprensión por parte de los usuarios frente a los diferentes productos y servicios ofrecidos por la empresa y de igual manera esta información no debe tener ni el propósito ni el efecto de inducir a error.

De acuerdo con lo anterior, se encontró que a nivel general los procedimientos establecidos por Dispac, están diseñados en función del cliente interno o empleados de la empresa y no en función de la comprensión clara, didáctica e instructiva que debieran aportar al usuario..

De otra parte, y de acuerdo con la norma citada, las empresas tienen el deber de «*Publicar en su portal web oficial, con acceso desde la página de inicio...*» situación que no se evidencia, ya que los procedimientos establecidos, se encuentran en distintos lugares de la página web de la empresa.

5 Hallazgos:

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

Tabla 47. Relación hallazgos para la empresa Dispac.

criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
Calidad del servicio en el STR	Riesgo de desatención de la demanda por contingencia N-1 en el STR.	Informe IPOEMP III 2022	No cumple
Calidad del servicio en el STR	Acciones vencidas por eventos en el STR – Acuerdo CNO 787.	Presentación XM – Comité de Distribución.	No cumple
Calidad de la potencia	Factor de Potencia por debajo del 0,9. para los puntos de medida Beq0555 y Lin0986	Radicados SSPD 20225293532812 y SSPD 20225293601822	No cumple
Calidad del servicio en el SDL y Calidad de la información reportada al SUI	Se encontraron usuarios con DIU mayor a 360 horas para los años, 2019, 2020 y 2021. Presuntamente se reportaron usuarios en el indicador DIU en unidad minutos y no en horas	SUI – Formato CS2 certificado por Dispac	Presunto incumplimiento.
Plan de inversiones	Ejecución del plan de inversiones	Radicados SSPD 20225293532812 y SSPD 20225293601822	No cumple Se observó una subejecución del plan de inversiones del 31% para el año 2021.

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
Plan de pérdidas	Cumplimiento plan de pérdidas	Radicados SSPD 20225293532812 y SSPD 20225293601822	No cumplió con la senda del IPT para los años 2020 y 2021.
Financiero	Calidad de la información financiera anual 202 y 2021	No entregó soportes	La empresa no ha realizado la solicitud de reversión acordada en la visita, es decir, está pendiente modificar las cifras del formato FC01 (Gastos de servicios públicos energía) que se encuentra en XBRL, donde se incluye, erróneamente, información en la actividad de transmisión.
Plan de Gestión del Riesgo de Desastres, decreto 2157 de 2017	Lecciones aprendidas 1.2.1. Identificación del riesgo	La empresa reporta que hasta la fecha no se han presentado lecciones aprendidas producto de la materialización de riesgos de origen natural, sin embargo, se listan riesgos que ocurrieron en los años 2017, 2018 y 2019 refiriéndose expresamente a la ocurrencia eventos naturales como lluvias, vendavales e inundaciones.	Cumple con el requisito, pero se debe ajustar la redacción en el documento
Plan de Gestión del Riesgo de Desastres, decreto 2157 de 2017	3.1.2.-Componente de ejecución para la respuesta a emergencias. Literal f de Protocolos y Procedimientos de respuesta para cada tipo de emergencia	El nivel de riesgo valorado se presenta para los riesgos analizados durante el año 2019 y no para el 2021, tal como se presentó en el documento	No cumple con actualización del PGRD

Critero	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
Plan de Gestión del Riesgo de Desastres, decreto 2157 de 2017	3.1. El Plan de Emergencias y Contingencia-PEC.	La empresa indica en su PGRD que las acciones de atención a la emergencia para cada una de las sedes se encuentran dentro de los PEC de cada una de las sedes, documentos que no fueron dispuestos para su revisión durante esta evaluación integral.	No cumple con envío de documentos PEC para cada una de las sedes como es citado en el documento.
Compras de energía en bolsa	Artículo 3 de la Resolución 40715 de 2019 MME	Información de compras de energía que remiten mediante Excel en requerimiento inicial y los contratos que la soportan. Se evidencia que la meta de compras de energía provenientes de FNCER no alcanza la meta del 10% establecido por la regulación.	No cumple
Medición	Estimación del consumo	De la información reportada por Dispac se evidencia que el nivel de usuarios con medición real está por debajo del 95%, lo que representa un incumplimiento a la regulación.	No cumple
Reporte de información de los Formatos de las Zonas No Interconectadas - ZNI (Solicitud de Inhabilitación de los formatos)	Calidad de información reportada en los formatos habilitados para las Zonas No Interconectadas - ZNI de la Resolución 188755 del 02/10/2017 para las vigencias desde el retiro de la actividad en RUPS	Verificación del estado de cargue de la empresa identificando que, a la fecha dichos formatos habilitados para las ZNI se encuentran inhabilitados por parte de la SSPD.	Cumple (Se aclara que DISPAC realizó distintos requerimientos a la SSPD para la inhabilitación de dichos formatos)

 <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
Reporte de información de los formatos habilitados al prestador para las vigencias 2021 y 2022	Calidad de la información reportada por el prestador en los formatos de las Resoluciones 20155 de 2019 y 12515 de 2021.	Verificación del estado de cargue de la empresa verificando que, a la fecha, el prestador, aunque mejoró su respectivo cargue de información, aún cuenta con formatos pendientes a la fecha.	Cumple

Fuente: Dispac – elaboración DTGE.

6 Acciones correctivas definidas:

- En materia de los reportes que se realizan al SUI, se deberá garantizar el cumplimiento de cargue de información al SUI, para que la misma sea oportuna, lo anterior con relación a los formatos T9.
- Se solicita a Dispac reversar la información certificada en el Formato TC3 del SUI perteneciente a las Resoluciones SSPD 20155 de 2019 y SSPD 12515 de 2021 por cuanto no estaban reportando la energía facturada por el OR Dispac al comercializador Dispac. Esta reversión debe corresponder al periodo de diciembre de 2020 a agosto de 2022.
- En cuanto a los procedimientos se recomendó a la empresa el ajuste de dichos documentos en cuanto a que se redacten de manera más didáctica de tal manera que faciliten la comprensión de los usuarios.

7 Conclusiones:

Dispac presenta una salud financiera adecuada, con un nivel de endeudamiento medio, del 55,22% del activo. No obstante, se evidencia una rentabilidad baja, ubicándose en el 2,28% para el cociente de la utilidad neta sobre ingresos operacionales.

Dispac tiene dos fronteras comerciales las cuales dan cumplimiento al Código de Medida, el cumplimiento se verificó mediante los requerimientos previos y durante la visita, y adicionalmente, de los documentos de verificación.

Dispac presentó ante la SSPD su plan de gestión de riesgo de desastres en virtud del cumplimiento a sus obligaciones legales como prestador de servicios públicos. Después de verificar el cumplimiento a las disposiciones del Decreto 2157 de 2017, se encontró que la empresa está cumpliendo parcialmente debido a que se encontraron inconsistencias en cada uno de los principales procesos que debe contener el plan.

En general, se resalta un documento de Plan de Gestión de Riesgo acorde con la mayoría de los aspectos que se consideran dentro de la evaluación integral, sin embargo, quedan temas importantes por implementar a nivel general. Estos aspectos generales se identificaron tanto en reunión virtual como en el documento y es que al no estar actualizado para el año de verificación 2021, las acciones propuestas en cualquiera de los procesos acá mencionados no se pueden entender como actividades cumplidas o en proceso de implementación, porque tampoco se detallan sus rubros, procedimientos de ejecución ni se indican como éstos permiten la reducción de riesgos.

En segunda instancia, se evidenció que este plan no está integrado y no responde a la exhaustividad que requiere en la medida que se evidenció que el plan es poco conocido por las partes interesadas dentro de la organización y que en la medida en que los riesgos son dinámicos no se sabe si la respuesta apunta a los resultados de niveles de riesgo de 2019 o 2021. Es decir, de los objetivos propuestos por la empresa se está dando cumplimiento a la formulación y diseño del PGRD, pero se encuentran algunas deficiencias en la implementación de este.

8 Medidas recomendadas que pudiera ser oportuno o pertinente aplicar.

- Se hace la recomendación de implementar seguimiento a los causales de las reclamaciones en temas comerciales y de medición de manera que se puedan implementar estrategias de mejora que le permita disminuir el número de PQR relacionadas a dichos aspectos.
- La Superservicios está a la expectativa de la solicitud de reversión del Formato TC2 por parte de Dispac, con el objeto de garantizar la completitud del reporte conforme a lo establecido en las resoluciones de cargue de información.
- Se recomienda se evalúe el reemplazo de los equipos en la sección de subestaciones que evidenciaron tener un nivel de obsolescencia superior al 100%.
- Se recomienda a la empresa la revisión de todos los procedimientos relacionados con el cumplimiento de la Resolución CREG 080/2019, para que se ajusten y cumplan con los preceptos de la normativa y que se den a conocer en función de los usuarios.
- Se recomienda a la empresa que establezca un único lugar dentro de la página web, para la publicación de los distintos procedimientos relacionados con el cumplimiento de la Resolución CREG 080/2019.

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

Revisor: Darío Fernando Obando – Profesional especializado DTGE
Nelson Yesid González – Profesional especializado DTGE

Equipo: Geraldin Sánchez Castiblanco – Profesional DTGE

Soraida Serrano Díaz – Profesional especializado DTGE
Nelson Yesid González – Profesional especializado DTGE
Darío Fernando Obando – Profesional especializado DTGE
Jamer Arley González – Profesional especializado DTGE
María Alexandra Thomas Vallejo – Contratista DTGE
Manuel Gustavo Vergara Murillo – Profesional especializado DTGE
Wilmer Andrés Sandoval López – Contratista DTGE
Luis Carlos Rodríguez Bello – Asesor DTGE

10 Anexos:

Reposan en el expediente 2022220380800309E.