

1 Identificador del prestador

1.1 Nombre o razón social: ISAGEN SA ESP

1.2 NIT: 811000740-4

1.3 ID (SUI - RUPS): 480

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: Generación y
comercialización

1.6 Fecha de inicio de operación en la actividad a vigilar o inspeccionar: 01 de mayo
de 1995

2 Identificación de la acción de vigilancia e inspección realizada:

2.1 Año del programa al que pertenece la acción: 2021

2.2 Clase acción: Vigilancia Inspección

2.3 Motivo de la acción: Especial Detallada Concreta

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

2.5 Ubicaciones físicas o virtuales objeto de la acción: Carrera 30 No. 10 C - 280,
Transversal Inferior, Barrio El Poblado.

3 Delimitación del marco de evaluación

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

3.2 Marco temporal de evaluación: 2021

4 Descripción de lo desarrollado:

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

4.1 Información fuente usada:

ISAGEN, a través de radicado SSPD 20225293606522 del 14 de septiembre de 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 5 y 6 de octubre de 2022 y registrada en acta. Adicionalmente, se utiliza información reportada al Sistema Único de Información (SUI) e información del portal BI de XM.

4.2 Requerimientos realizados:

La información requerida a ISAGEN, fuente de insumo para la realización del presente informe, se solicitó a través de radicado SSPD 20222203785441 del 28 de agosto de 2022.

4.3 Estado de respuesta de requerimientos:

Respuesta remitida a través de radicado SSPD 20225293606522 del 14 de septiembre de 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 ISAGEN.

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 ISAGEN.

4.4.1 Descripción general de la empresa

La empresa ISAGEN se constituyó en el año 1995 y se encuentra inscrita en el RUPS desde el 20 de diciembre de 2004. Desarrolla las actividades de Generación y Comercialización de energía eléctrica desde el 01 de mayo de 2005. El capital autorizado, suscrito y pagado de la empresa es de 141 552 millones COP. A continuación, en la Tabla 1 se presenta la información general de la empresa.

Tabla 1. Datos generales de la empresa

Tipo de Sociedad:	Sociedad Anónima
Razón social:	ISAGEN SA ESP
Sigla:	ISAGEN
NIT:	811000740-4
ID RUPS:	480
Representante legal:	CAMILO MARULANDA LÓPEZ
Actividad desarrollada:	Generación y Comercialización
Año de entrada en operación:	1995
Auditor – AEGR:	CASO AUDITORÍA Y CONSULTORÍAS SAS
Clasificación:	Sistema Interconectado Nacional
Fecha última actualización RUPS:	23/05/2022

Fuente: Sistema Único de Información (SUI).

4.4.2 Aspectos administrativos y financieros

En esta sección se abordan las actividades evaluadas con relación a los aspectos administrativos y financieros de la empresa ISAGEN.

4.4.2.1 Estado de situación financiera

A partir de la información reportada por la empresa al SUI, a través de los formatos financieros en XBRL, se presenta en la Tabla 2 el Estado de Situación Financiera para los años 2020 y 2021, con su respectivo análisis horizontal (tasa de variación porcentual) y análisis vertical (participación de cada componente en el activo total).

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	172.827	83.749	106,36	0,82
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes	627.124	510.038	22,96	2,97
Cuentas por cobrar partes relacionadas y asociadas corrientes	18	18	0,00	0,00
Otras cuentas por cobrar corrientes	36.700	4.108	793,42	0,17
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	663.842	514.164	29,11	3,14
Inventarios corrientes	35.705	34.138	4,59	0,17
Activos por impuestos corrientes	52.077	434	11.905,28	0,25
Otros activos financieros corrientes	40.980	261	15.576,28	0,19
Otros activos no financieros corrientes	28.345	11.708	142,09	0,13
Total de activos corrientes	993.776	644.453	54,20	4,71
Efectivo y equivalentes al efectivo de uso restringido	2.185	2.127	2,71	0,01
Propiedades, planta y equipo	17.230.679	15.179.609	13,51	81,58
Plusvalía	2.689.421	2.689.421	0,00	12,73
Activos intangibles distintos de la plusvalía	94.394	85.351	10,59	0,45
Otras cuentas comerciales por cobrar no corrientes	24.142	26.655	-9,43	0,11
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	24.142	26.655	-9,43	0,11
Otros activos financieros no corrientes	85.744	84	101.976,09	0,41
Otros activos no financieros no corrientes	950	950	0,00	0,00
Total de activos no corrientes	20.127.516	17.984.198	11,92	95,29
Total de activos	21.121.291	18.628.652	13,38	100,00
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	29.362	27.561	6,53	0,14
Otras provisiones corrientes	1.887	2.274	-17,01	0,01
Total provisiones corrientes	31.249	29.835	4,74	0,15
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes corrientes	169.907	129.972	30,73	0,80
Cuentas por pagar partes relacionadas y asociadas corrientes	1.908	1.459	30,76	0,01
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	171.815	131.431	30,73	0,81
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	64.123	24.130	165,74	0,30
Obligaciones financieras corrientes	232.182	184.414	25,90	1,10
Otros pasivos financieros corrientes	2.968	43.188	-93,13	0,01
Otros pasivos no financieros corrientes	14.185	18.132	-21,77	0,07
Total pasivos corrientes	516.522	431.131	19,81	2,45
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	125.551	135.963	-7,66	0,59
Otras provisiones no corrientes	22.005	26.672	-17,50	0,10

CONCEPTO FINANCIERO	2021 (millones COP)	2020 (millones COP)	Análisis horizontal (%)	Análisis vertical (%)
Total provisiones no corrientes	147.555	162.635	-9,27	0,70
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes no corrientes	1.957	1.902	2,87	0,01
Cuentas por pagar partes relacionadas y asociadas no corrientes	3.434.629	2.767.416	24,11	16,26
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	3.436.585	2.769.318	24,09	16,27
Pasivo por impuestos diferidos	4.208.665	3.458.998	21,67	19,93
Obligaciones financieras no corrientes	7.132.894	5.834.931	22,24	33,77
Otros pasivos financieros no corrientes	0	13.150	-100,00	0,00
Total de pasivos no corrientes	14.925.699	12.239.033	21,95	70,67
Total pasivos	15.442.221	12.670.164	21,88	73,11
Capital emitido	141.552	141.552	0,00	0,67
Prima de emisión	2.074.259	2.074.259	0,00	9,82
Ganancias acumuladas	1.791.388	1.764.391	1,53	8,48
Efectos por adopción NIF	1.268.261	1.268.261	0,00	6,00
Reserva legal	70.776	70.776	0,00	0,34
Otras reservas	1.509.840	1.935.863	-22,01	7,15
Otras partidas patrimoniales (ORI)	91.255	-28.353	-421,85	0,43
Total patrimonio	5.679.070	5.958.488	-4,69	26,89

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración DTGE.

En el año 2021, el prestador tuvo unos activos totales de 21,12 billones COP, creciendo un 13,38% frente al 2020. El 95,29% estuvo conformado por los activos no corrientes y el restante 4,71% por el activo corriente. Por su parte, los pasivos en el 2021 alcanzaron un valor de 15,44 billones COP, con una variación de 21,88% frente al 2020, y con una conformación del 96,66% en los pasivos no corrientes y el restante 3,34% para los pasivos corrientes.

El patrimonio de la empresa se ubicó en 5,68 billones COP, decreciendo un 4,69%, como consecuencia de una mayor variación (absoluta y porcentual) del pasivo frente a lo ocurrido con los activos. Según sus componentes, las otras reservas tuvieron la mayor afectación, según se explicará en la siguiente sección.

4.4.2.1.1 Activos y pasivos

El total de activos corrientes presentó un incremento del 54,20% frente al 2020, llegando a un valor de 993 776 millones COP. Se encuentra que las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes explican la mayor parte de la variación con una contribución de

23,23 puntos porcentuales (pp) al activo corriente. Su variación de 29,11% se explica principalmente porque se presenta un incremento en la cartera de los clientes regulados del 20,62% y de los no regulados del 16,78%, los cuales al presentar una mora de 30 días se les cobra la tasa de interés más alta permitida por la Superintendencia Financiera.

Cabe resaltar que, aunque los conceptos de activos por impuestos corrientes y los otros activos financieros corrientes no tienen un impacto representativo en el crecimiento de los activos corrientes, estos presentan una variación elevada (11 905,28% y 15 576,28%, respectivamente), la cual corresponde a:

- Los activos por impuestos explican su variación debido a que en el 2021 se presentó un saldo a favor por impuesto de renta corriente por 51 286 millones COP, el cual no se tuvo en el año 2020.
- Los otros activos financieros corrientes se explican por la adquisición de activos para la operación con derivados (swaps de tasas de interés y forwards de tasas de cambio) por 24 079 millones COP.

El total de los activos no corrientes presentó una variación del 11,92% frente al 2020, alcanzando los 20,13 billones COP. La propiedad, planta y equipo explica 11,40 pp de esta variación, al crecer un 13,51%, que, según el componente se comporta como se muestra en la siguiente Tabla.

Tabla 3. Propiedad, planta y equipo. Comparativos 2020-2021.

CONCEPTO FINANCIERO	2021 (millones COP)	2020 (millones COP)	Análisis horizontal (%)
Plantas de generación	16.384.418	14.451.230	13,38
Edificios	240.505	220.88	8,88
Activos en construcción	195.335	101.519	92,41
Terrenos	178.335	176.553	1,01
Activos por derecho de uso	175.473	175.386	0,05
Repuestos y otros	39.673	38.969	1,81
Maquinaria y equipo	10.841	10.845	-0,04
Comunicación y cómputo	5.077	3.472	46,23
Equipo de transporte	2.515	2.696	-6,71
Deterioro	-1.493	-1.941	-23,08
Total propiedad, planta y equipo	17.230.679	15.179.609	13,51

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración DTGE.

El costo de la propiedad, planta y equipo alcanzó, en el 2021 un total de 18,76 billones COP, con una variación del 13,71% frente al 2020. Este crecimiento se explica, según la información aportada por la empresa, por la adquisición de centrales de generación del grupo Latin American Renewable Energy Investment Fund (LAREIF) por un valor de 1,7 billones COP y dos Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) por valor de 408 829 millones COP, las cuales están bajo operación de ISAGEN desde febrero del 2021.

Adicionalmente, se presentó una depreciación y un deterioro por 1,53 billones COP, que al tomarse en cuenta con el costo antes mencionado, permite obtener el valor neto de la propiedad planta de 17,23 billones COP.

Los pasivos corrientes de ISAGEN se ubicaron en 516 522 millones COP, creciendo un 19,81% frente al 2020. En este caso, los componentes que explican su crecimiento son las obligaciones financieras corrientes que aportan 11,08 pp y las cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes que contribuyen con 9,37 pp.

Por su parte, los pasivos no corrientes alcanzaron un monto de 14,93 billones COP, creciendo un 21,95% frente al 2020. En este rubro la mayor contribución la presentan las obligaciones financieras no corrientes, con 10,61 pp y una variación del 22,24% frente al 2020. Este incremento, que representa 1,30 billones COP, se explica por la necesidad de efectivo de la empresa para financiar la compra de los activos de generación del grupo LAREIF. Se tomó deuda con bancos comerciales a plazos que van de 5 a 10 años, y se emitieron bonos con vencimientos entre los 5 y los 20 años, por un valor total de 605 570 millones COP.

4.4.2.1.2 Patrimonio

En el 2021, el patrimonio del prestador se ubicó en 5,68 billones COP, presentando un decrecimiento del 4,69% frente al 2020. Este comportamiento se explica por las reservas que, en conjunto, decrecieron un 21,23% y aportaron -7,1 pp a la variación del patrimonio.

Tabla 4. Reservas. Comparativos 2020-2021.

CONCEPTO FINANCIERO	2021 (millones COP)	2020 (millones COP)	Análisis horizontal (%)
Reserva ocasional de inversiones	894.557	1.286.819	-30,48

CONCEPTO FINANCIERO	2021 (millones COP)	2020 (millones COP)	Análisis horizontal (%)
Reservas por disposiciones fiscales	600.054	632.172	-5,08
Reserva legal	70.776	70.776	0,00
Reserva ocasional para futuras readquisiciones	15.229	16.873	-9,74
Total reservas	1.580.616	2.006.640	-21,23

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración: DTGE.

Entre el 2020 y el 2021, la reserva legal se mantuvo igual, en 70 776 millones COP, mientras que la reserva ocasional de inversiones decreció un 30,48%, como resultado de las determinaciones de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas que, por una parte, aprobó destinar la utilidad neta del 2020 por valor de 496 129 millones COP para aumentar esta reserva, pero, por otro lado, aprobó destinar 920 509 millones COP para distribuir como dividendos entre los accionistas.

4.4.2.2 Estado de resultados

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	3.481.508	3.211.250	8,42	100,00
Costo de ventas	1.345.155	1.531.443	-12,16	38,64
Ganancia bruta	2.136.353	1.679.807	27,18	61,36
Otros ingresos	5.951	36.002	-83,47	0,17
Gastos de administración	124.062	132.537	-6,40	3,56
Otros gastos	8.191	13.003	-37,01	0,24
Ganancia (pérdida) por actividades de operación	2.010.051	1.570.268	28,01	57,74
Ganancias (pérdidas) derivadas de la posición monetaria neta	7	-34.923	-100,02	0,00
Ingresos financieros	8.278	22.992	-64,00	0,24
Costos financieros	731.988	821.768	-10,93	21,03
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	1.286.348	736.569	74,64	36,95
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	763.222	240.44	217,43	21,92
Ganancia (pérdida)	523.127	496.129	5,44	15,03

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración DTGE.

En el año 2021, ISAGEN tuvo ingresos ordinarios 3,48 billones COP, los cuales presentaron un crecimiento del 8,42% frente al 2020. Por su parte, el costo de ventas se ubicó en 1,35 billones

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

COP, decreciendo un 12,16% y representando un 38,64% de los ingresos. La ganancia neta fue de un 15,03% del ingreso ordinario, llegando a los 523 127 millones COP y creciendo un 5,44% frente al año anterior.

Tabla 6. Ingresos operacionales. Comparativos 2020-2021.

CONCEPTO FINANCIERO	2021 (millones COP)	2020 (millones COP)	Análisis horizontal (%)
Ventas de energía por contratos	3.093.057	2.529.501	22,28
Transacciones en bolsa	841.366	846.901	-0,65
Ventas de CER	22.745	4.884	365,70
Ventas de gas	5.747	13.437	-57,23
Remuneración subestación Calderas	914	874	4,58
Servicios Técnicos	154	133	15,79
Partes relacionadas	0	86	-100,00
Devolución cargo por confiabilidad	-482.475	-184.566	161,41
Total ingresos operacionales	3.481.508	3.211.250	8,42

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración DTGE.

La variación del 8,42% en los activos ordinarios obedece principalmente al crecimiento del 22,28% en las ventas de energía por contratos, que se elevan hasta los 3,09 billones COP en el 2021. De este valor, el 58,25% corresponde a ventas a empresas reguladas y el restante 41,75% a no reguladas.

Por otra parte, las devoluciones por el cargo por confiabilidad se incrementaron en un 161,41%, lo que redujo el crecimiento de los ingresos ordinarios en 9,28 pp. Este rubro corresponde a la diferencia que la empresa debe devolver al mercado cuando los recaudos por cargo por confiabilidad son superiores a lo que finalmente le corresponde a la empresa.

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

CONCEPTO FINANCIERO	2021 (millones COP)	2020 (millones COP)	Análisis horizontal (%)
Cargos por uso y conexión al STN	352.245	299.744	17,52
Compras de energía	297.651	514.345	-42,13
Depreciación	222.976	219.171	1,74
Transferencia Ley 99/93	119.352	84.638	41,01
Gastos de personal	98.143	99.332	-1,20
Mantenimiento y reparación	40.332	46.368	-13,02
Combustible	34.181	108.384	-68,46
Contribución FAZNI	34.554	26.894	28,48
Plan de manejo ambiental	37.197	37.004	0,52

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

CONCEPTO FINANCIERO	2021 (millones COP)	2020 (millones COP)	Análisis horizontal (%)
Seguros	29.949	24.662	21,44
CND, CRD y SIC	18.865	16.429	14,83
Publicidad y propaganda	30	118	-74,58
Otros	59.680	54.354	9,80
Total costo de ventas	1.345.155	1.531.443	-12,16

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración DTGE.

El costo de ventas presentó una variación de -12,16%. Este comportamiento es explicado, principalmente, por la variación en los valores de compras de energía por -42,13% y una contribución de -14,15 pp. Según la empresa, esto se debe a que se tuvieron menores compras en bolsa, como consecuencia de una mayor generación, gracias a las condiciones hidrológicas presentadas en el país a lo largo del año. Este mismo factor es responsable del menor gasto en combustible, puesto que se tuvo una menor necesidad de utilizar la generación térmica.

Gracias al mayor ingreso (8,42%) y los menores costos (-12,16%), se llega a que la ganancia bruta presentó un crecimiento del 27,18%, ubicándose en 2,14 billones COP. Una tendencia similar se mantiene hasta la ganancia antes de impuestos, que crece un 36,95% frente al 2020, sin embargo, la ganancia neta crece a un 15,03%, crecimiento que se vio frenado por un incremento en los gastos por impuestos de operaciones continuadas de 217,43%.

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	83.749	135.837
Flujo de efectivo - Actividades de operación	1.375.580	774.258
Flujo de efectivo - Actividades de inversión	-2.300.675	-62.276
Flujo de efectivo - Actividades de financiación	1.030.620	-747.888
Efectivo al final del periodo	172.827	83.749

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración DTGE.

En el año 2021 la empresa presentó un flujo de efectivo neto en actividades de operación por 1,38 billones COP, que corresponden a la ganancia neta con 523 127 millones COP y los ajustes por conciliación de pérdida (ganancia) por un valor de 1,67 billones COP.

Por su parte, el flujo neto para actividades de inversión tuvo un valor negativo de 2,3 billones COP, que va en correspondencia con las compras de activos de generación del grupo LAREIF, realizadas por ISAGEN.

Con respecto al flujo de efectivo neto utilizado en actividades de financiación, se encuentra que, por una parte, se tuvo un importe procedente de préstamos por 3,79 billones COP, pero, por otro lado, se realizó un reembolso de préstamos por 1,82 billones COP y se pagaron dividendos por 920 509 millones COP, lo que, junto a otros rubros menores, permite llegar al neto de financiación de 1,03 billones COP.

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, establece la metodología para evaluar la gestión de los prestadores, y clasificarlos según su nivel de riesgo financiero. Esta es una labor que desempeña esta Superintendencia cada año, y en las siguientes secciones se presentan los resultados del prestador, para la vigencia 2021.

4.4.2.4.1 Evaluación de la gestión 2021

Tabla 9. Evaluación de la gestión.

CONCEPTO FINANCIERO	2021	2020	Referente CREG 2021	Evaluación
Razón Corriente (veces)	1,92	1,50	$\geq 2,32$	No Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar (días)	65,74	63,89	$\leq 33,30$	No Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar (días)	46,64	29,67	$\leq 23,18$	No Cumple
Margen Operacional %	65,00	56,92	$\geq 42,00$	Cumple
Cubrimiento de gastos financieros (veces)	3,10	2,20	$\geq 29,18$	No Cumple

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración DTGE.

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

Los resultados de la evaluación de la gestión del año 2021, que se realiza con base en los referentes calculados con la metodología CREG para cinco indicadores financieros, muestran que ISAGEN cumple con el de margen operacional, alcanzando un valor de 65,00%, frente al 42,00% que se toma como referente mínimo. Además, se encuentra que, frente a los resultados del 2020 la empresa presenta una mejora en la razón corriente, pasando de 1,5 a 1,92 veces y en el cubrimiento de gastos financieros que sube de 2,20 a 3,10 veces.

Cabe resaltar que, los referentes que se toman para esta evaluación de la gestión son calculados por esta Superintendencia a partir de la información cargada al XBRL por todos los prestadores, que son clasificados según grupos de actividad y sobre ellos se calculan promedios ponderados en cada indicador. Adicionalmente, para establecer el referente del año en curso, se compara el promedio calculado, frente al referente del año inmediatamente anterior, y se deja siempre el más exigente.

4.4.2.4.2 Modelo de riesgo

Para el año 2021 el prestador alcanza un nivel de riesgo de 3, lo cual se considera como alto. 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 4 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, asignándose un 1 cuando no se cumple el referente¹ 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.

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

Tabla 10. Resumen de indicadores evaluados en el modelo de riesgo 2021.

Indicador	Valor del prestador	Referente	Ponderación
ROA %	10,78	≥ 0	0
ROE %	13,75	≥ 0	0
Flujo de caja sobre activos (veces)	0,06	≥ 0	0
Ciclo operacional (días)	19,10	≤ 0	1
Cubrimiento de gastos financieros (veces)	3,11	≥ 1	0
Razón corriente (veces)	1,92	≥ 1	0
Patrimonio sobre activos %	26,89	$\geq 40,64$	1
Pasivo corriente sobre pasivo total %	3,34	$\leq 31,15$	0
Activo corriente sobre activo total %	4,70	$\geq 7,99$	1
Y			0,37
Nivel de riesgo			3

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración DTGE.

De los nueve indicadores evaluados en el modelo de riesgo, se encuentra que ISAGEN tiene tres en los cuales no se cumple con el referente: el ciclo operacional que debe tener un valor menor a 0 y para el prestador se ubica en 19,10 días; el patrimonio sobre activos que se encuentra en 26,89% y debe ser de al menos 40,64% y la razón de activo corriente sobre activo total, que para ISAGEN se ubica en 4,70% y se espera que tome un valor de, al menos, 7,99%.

Cabe resaltar que, el referente de los tres últimos indicadores se toma a partir de un promedio simple de los resultados alcanzados por todos los prestadores incluidos en el clúster, que como se mencionó, en el caso de ISAGEN son cuatro empresas.

Una vez se tiene el promedio ponderado, acá denominado «Y», se hace una comparación entre los puntajes obtenidos por todos los prestadores en el clúster y, se establece que, independientemente del valor intrínseco que tome este puntaje «Y», la empresa con el valor más alto en el clúster queda inmediatamente clasificada con el riesgo 3 (así mismo, quien alcance el puntaje más bajo quedará en riesgo 0).

4.4.3 Aspectos técnicos

Con el propósito de evaluar el desempeño de las plantas de generación representadas por ISAGEN, en cuanto a aspectos técnicos operativos, en el presente capítulo se realiza la

descripción del sistema de generación, las condiciones de disponibilidad y generación, así como de las actividades de mantenimiento, de prestación de servicios complementarios y de cumplimiento de la reglamentación relacionada con el RETIE.

4.4.3.1 Información técnica general

Las centrales de generación representadas por ISAGEN a cierre de 2021 fueron: 7 despachadas centralmente y 9 no despachadas centralmente, que suman más de 3000 MW de capacidad instalada, de las cuales nueve de ellas fueron hidroeléctricas adquiridas durante el 2021.

4.4.3.2 Descripción de la infraestructura

En este capítulo se detalla la configuración y características principales de cada una de las centrales de generación de ISAGEN de acuerdo con las condiciones de sus equipos en cuanto a la parte electromecánica como en las obras civiles.

4.4.3.2.1 San Carlos

Es la central de generación con mayor capacidad instalada en Colombia con 1240 MW. Está localizada en el oriente del departamento de Antioquía a 150 kilómetros de Medellín.

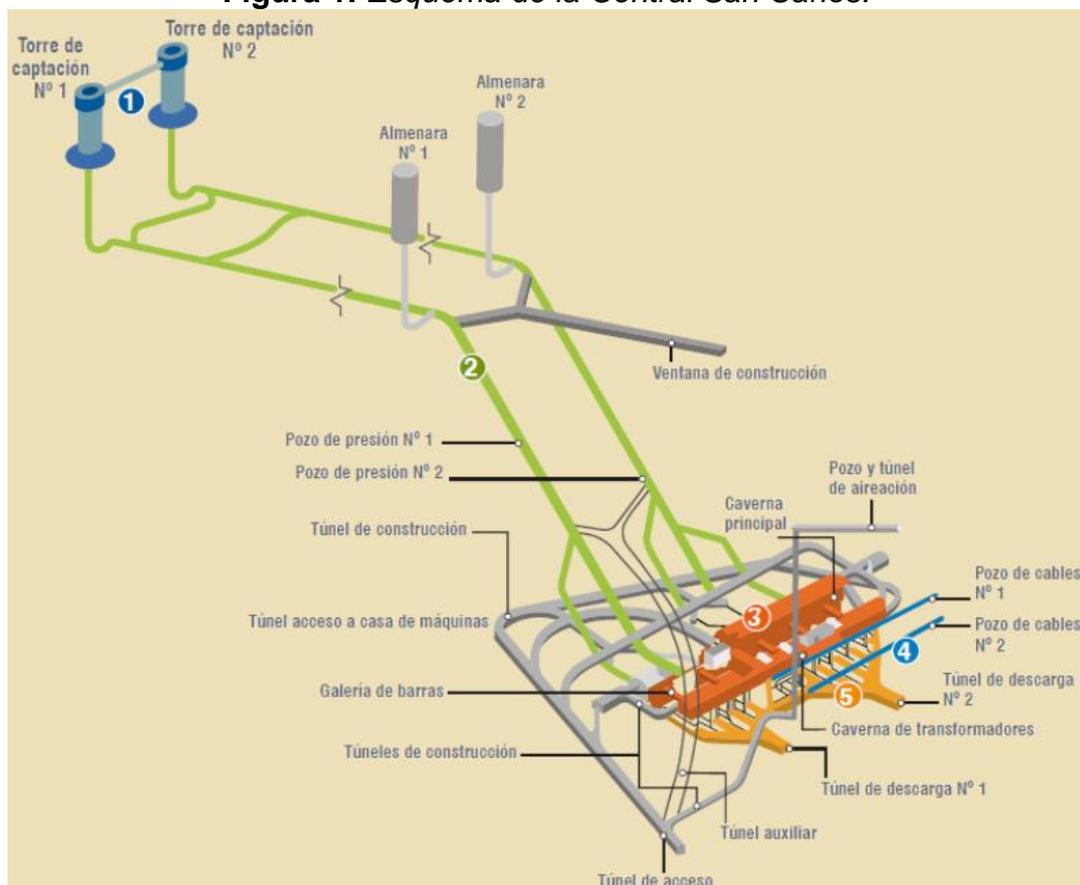
La central fue construida en dos etapas, la primera, denominada San Carlos I, inició operación comercial en 1984 con cuatro unidades de generación de 155 MW cada una. La segunda etapa, denominada San Carlos II, inició operación comercial en 1987 con otras cuatro unidades de las mismas características de la primera etapa.

➤ Obras civiles

La presa asociada a la central San Carlos es la presa Punchiná y está localizada sobre el río Guatapé, esta presa es del tipo gravedad en tierra, además de una presa auxiliar, zona baja formando un embalse con una capacidad de $58,70 \text{ Mm}^3$, de los cuales $48,39 \text{ Mm}^3$ son de embalse útil.

El embalse cuenta con una descarga de fondo controlada por compuertas deslizantes, que aprovecha el túnel que se usó para la desviación del río durante la construcción de la presa. El vertedero de la presa es del tipo libre con un canal superficial de concreto, diseñado para evacuar la creciente máxima probable estimada (CMEP) de $7200 \text{ m}^3/\text{s}$.

Figura 1. Esquema de la Central San Carlos.



Fuente: ISAGEN.

Cuenta con dos torres de captación. A partir de estas torres de captación se conducen los caudales a los túneles de conducción, por medio de dos pozos verticales revestidos de concreto. Cada torre de captación posee una compuerta cilíndrica, accionada por servomotores hidráulicos, estas compuertas operan normalmente abiertas y están diseñadas para cerrar con flujo. Así mismo, se instalaron rejas metálicas para evitar el ingreso de materiales extraños al sistema de conducción.

Los túneles de conducción están recubiertos en gran parte de su trayecto por concreto lanzado y en algunos tramos por concreto convencional. Estos túneles empalman con dos pozos de

presión, estos terminan en tuberías de presión que en su parte inferior se ramifican en dos distribuidores por cada ramal de tubería de presión, los cuales alimentan cuatro unidades de generación en la primera etapa y cuatro unidades de generación en la segunda, con posibilidad de instalar dos unidades adicionales.

La casa de máquinas está conformada por dos cavernas subterráneas paralelas. En la caverna principal se alojan las unidades generadoras, mientras que en la segunda se encuentran 12 transformadores monofásicos de 109/122 MVA cada uno, más 3 transformadores de reserva. Para la salida de los cables de potencia a 230 kV se dispone de dos pozos que terminan en una galería horizontal hasta alcanzar la estructura de salida a la superficie para la conexión a las líneas de transmisión y posteriormente se conecta con la subestación San Carlos a 230 kV.

La descarga de agua de la central se entrega al río Samaná Norte a través de dos túneles. Los túneles operan como conducto de flujo libre para una descarga de $132 \text{ m}^3/\text{s}$ para la primera etapa de la central y $198 \text{ m}^3/\text{s}$ para la segunda etapa.

➤ **Equipos electromecánicos**

La central San Carlos cuenta con ocho turbinas tipo Pelton de eje vertical, con seis inyectores, caudal nominal de $32,7 \text{ m}^3/\text{s}$, caída media de 554 m, para una potencia nominal de 174 MW girando a 300 rpm. Cada turbina cuenta con una válvula esférica diseñada para operar con flujo.

Las turbinas están acopladas a generadores sincrónicos de 170 MVA de potencia nominal, con factor de potencia de 0,95 a 60 Hz, y tensión de salida de 16,5 kV. El devanado estático de los ocho generadores fue modernizado entre los años 2006 y 2010, con el fabricante original.

La energía producida por los ocho generadores es entregada a cuatro bancos de tres transformadores monofásicos con una relación de transformación de 109/122 MVA que elevan la tensión al nivel de transmisión de 230 kV. Para la conexión de los generadores a los transformadores se utilizan interruptores de potencia con una capacidad de interrupción trifásica de 130 kA a tensión nominal de 16,5 kV.

De cada uno de los bancos de transformadores de potencia sale un circuito trifásico de 230 kV en cables monoplares aislados en papel impregnado de aceite. Los circuitos tienen una longitud promedio de 450 m instalados en dos pozos inclinados que realizan un recorrido desde la caverna de transformadores hasta una estructura exterior en donde los cables empalman con dos líneas aéreas a doble circuito a 230 kV que van hasta la subestación ubicada a 2,5 km.

4.4.3.2.2 Jaguas

La central hidroeléctrica Jaguas está localizada en el oriente del departamento de Antioquia distante 17 kilómetros de Medellín. Esta central inició su operación comercial en 1988 con una capacidad instalada de 170 MW, compuesta por dos unidades de 85 MW cada una.

➤ Obras civiles

La presa Guillermo Cano sobre el río Nare, consiste en una estructura del tipo gravedad en tierra, en la cresta formando un embalse con una capacidad de almacenamiento de $200,93 \text{ Mm}^3$, de los cuales $167,98 \text{ Mm}^3$ son de embalse útil. Para el rebose se cuenta con un vertedero del tipo canal abierto, diseñado para evacuar la creciente máxima probable estimada de $2070 \text{ m}^3/\text{s}$. La central cuenta con una presa de zona baja sobre la margen derecha del río Nare, que cumple la función de cerrar una depresión en la línea divisoria de las hoyas de los ríos Nare y Guatapé.

La captación se realiza a través de una estructura de concreto sumergida que se comunica con el túnel de presión mediante un pozo vertical revestido en concreto. Para el control de la captación se cuenta con dos compuertas, una principal y la otra de guarda, las cuales se operan por medio del servomotor hidráulico y del puente grúa ubicados en la parte superior del pozo. La compuerta principal está diseñada para la operación con flujo.

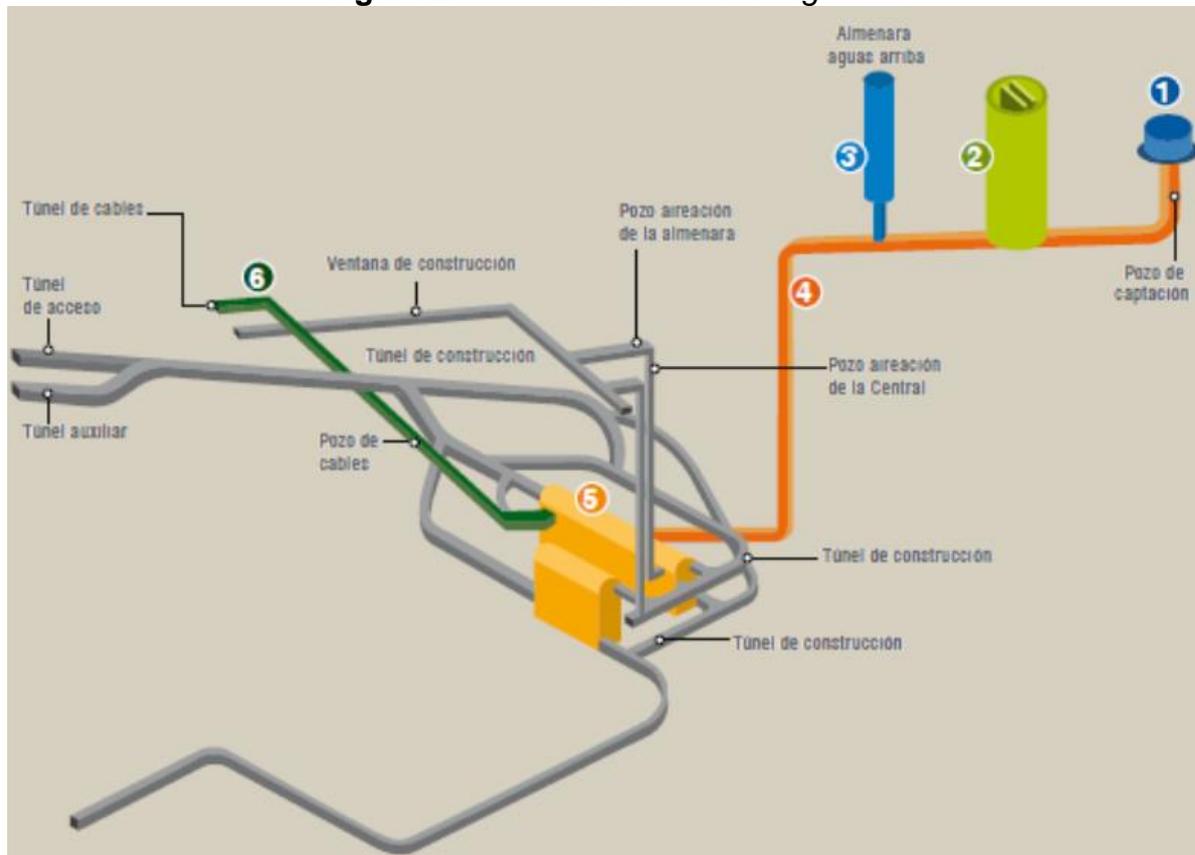
Para la operación de las compuertas se cuenta con un edificio de tres niveles, donde, en el primer nivel se alojan los instrumentos de medida de nivel del embalse; en el segundo los controles y los mandos electrohidráulicos, y, en el tercer nivel, el puente grúa.

El túnel de conducción empalma con el pozo de carga vertical revestido en concreto. En su extremo inferior el pozo de carga conecta con un túnel de presión revestido en concreto reforzado que termina en un túnel blindado, que a su vez termina en dos ramales, por los cuales se alimentan las dos unidades generadoras de la casa de máquinas.

La central subterránea está conformada por dos cavernas, en la primera se alojan los principales equipos de generación y transformación, y la segunda sirve como caverna de oscilación para amortiguar los transientes de presión de la descarga ocasionados por la operación normal de las turbinas.

Para la salida de los cables de 230 kV se cuenta con un pozo. A la salida del pozo en la superficie se construyó una estructura que sirve para su conexión con las líneas aéreas que conducen la energía hasta la subestación eléctrica.

Figura 2. *Obras civiles central Jaguas.*



Fuente: ISAGEN.

➤ **Equipos electromecánicos**

Cada turbina dispone de una válvula cilíndrica de admisión. Las turbinas son tipo Francis de eje vertical con una potencia nominal de 96 MW cada una, con caída de diseño de 245 m y una velocidad de 400 rpm. Las turbinas están acopladas a generadores sincrónicos trifásicos de 94 MVA a 13,8 kV y factor de potencia de 0,95 a 60 Hz.

Los generadores tienen excitaciones estáticas alimentadas por transformadores conectados directamente en sus barras. Para la conexión al transformador cada unidad cuenta con un interruptor en SF6, con su correspondiente seccionador y dos cuchillas de puesta a tierra.

La central cuenta con dos transformadores trifásicos de 103,5 MVA que elevan la tensión al nivel de transmisión de 230 kV, adicionalmente se cuenta con un transformador de repuesto. De cada uno de los transformadores de potencia sale un circuito trifásico de 230 kV en cables monopoles aislados en papel impregnado de aceite. Los circuitos tienen una longitud promedio de 350 m instalados en un pozo que realiza un recorrido desde la caverna de transformadores hasta una estructura exterior en donde los cables empalman con las líneas aéreas a doble circuito a 230 kV que van hasta la subestación exterior.

4.4.3.2.3 Miel I

La central Miel I, está localizada en el municipio de Norcasia, forma parte del potencial hídrico del oriente del departamento de Caldas, región conformada por las cuencas de los ríos Guarinó, La Miel, Moro, Manso, Samaná Sur y afluentes menores como los ríos Pensilvania y Tenerife. La Central tiene una capacidad instalada de 396 MW en tres unidades e inició su operación comercial en diciembre de 2002.

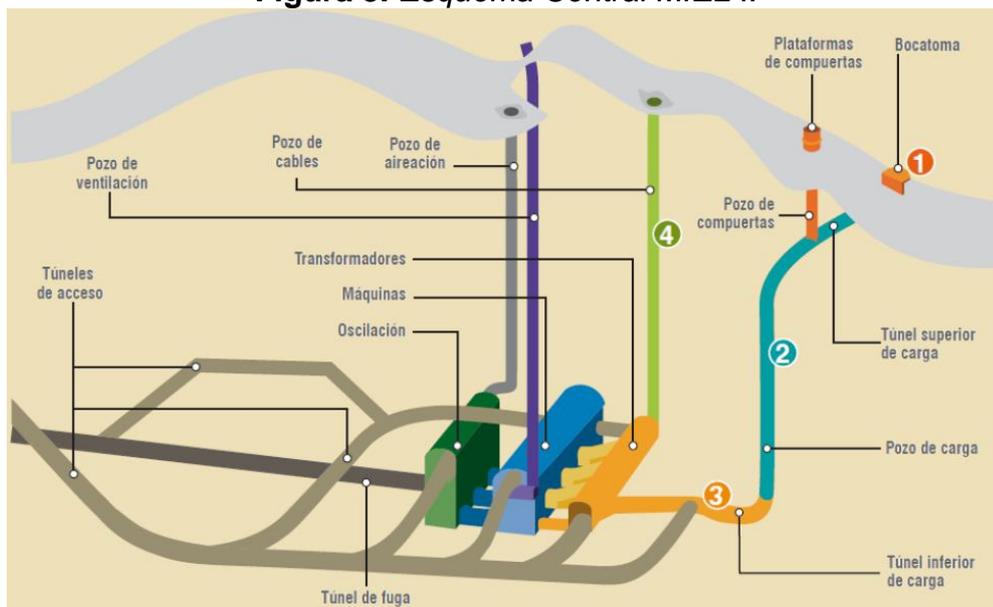
Desde el 30 de agosto de 2010, la central cuenta con el trasvase Guarinó el cuál aumentó la capacidad de generación de la central en 308 GWh/año. Adicionalmente, la central cuenta con el trasvase del rio Manso el cual inició operación comercial el 12 de mayo de 2013.

➤ **Obras civiles**

La presa Patángoras, asociada a la central Hidroeléctrica Miel I, se construyó sobre el río La Miel, es una estructura del tipo gravedad en concreto compactado con rodillo, con 188 m de altura, formando un embalse con una capacidad de almacenamiento de $589,94 Mm^3$ de los cuales $441,38 Mm^3$ son de volumen útil.

La descarga de fondo consta de una toma a través de un pozo, la cual alimenta dos túneles controlados por dos válvulas tipo mariposa y dos Howell-Bunger. La capacidad de descarga es de $250 m^3/s$ y permite suministrar el caudal ecológico aguas abajo de la presa. El vertedero es una estructura sin compuertas de regulación y diseñado para evacuar la crecida máxima probable estimada $12\ 800 m^3/s$.

Figura 3. Esquema Central MIEL I.



Fuente: ISAGEN.

La captación se realiza a través de una bocatoma y un túnel de carga. El túnel cuenta con una compuerta principal y otra de guarda, las cuales se operan por medio de servomotores hidráulicos. La compuerta principal está diseñada para la operación con flujo.

Aguas abajo de las compuertas se encuentra el túnel superior de carga revestido en concreto reforzado, que conecta con un pozo vertical, el cual en su extremo inferior empalma con el túnel inferior de carga. El túnel inferior de carga incluye un trayecto revestido en concreto reforzado y al final cuenta con blindaje de acero para alimentar las tres turbinas.

Para la salida de los cables secos de 230 kV desde la caverna de los transformadores hasta el exterior se cuenta con un pozo vertical, al final en la superficie, se construyó un puente-pórtico desde donde salen dos líneas aéreas, una de circuito sencillo y otra de doble circuito hasta la Subestación Miel. Este pozo cuenta con un ascensor, tubería contra incendio y tubería de agua potable para la central.

➤ **Equipos electromecánicos**

Las tres turbinas son del tipo Francis, de eje vertical, con una potencia nominal de 135,6 MW a 300 rpm. Cada turbina cuenta con una válvula mariposa accionada por servomotores hidráulicos, de simple efecto. La válvula está diseñada para cerrar en condiciones de emergencia con flujo. Las turbinas se acoplan a generadores sincrónicos de 150 MVA con nivel de tensión de salida a 13,8 kV, factor de potencia 0,9 y 60 Hz.

La energía producida por los tres generadores es entregada a tres transformadores trifásicos de 150 MVA que elevan la tensión al nivel de transmisión de 230 kV. Para la conexión al transformador cada unidad cuenta con un interruptor en SF6, con su correspondiente seccionador y dos cuchillas de puesta a tierra.

4.4.3.2.4 Calderas

Esta central no es despachada centralmente, tiene una capacidad instalada de 26 MW, pero declarada de 19,9 MW a fin de mantenerse como no despachada centralmente. De todas maneras, así el caudal permita la generación de 26 MW la planta siempre se mantiene generando por debajo de los 19,9 MW declarados. Otro punto para tener en cuenta es que, la parte administrativa de operación y mantenimiento de esta planta se hace desde la planta Jaguas. Está planta está localizada en el oriente del departamento de Antioquia, a una distancia de aproximadamente 110 km de la ciudad de Medellín. La Central aprovecha el río Calderas y las aguas desviadas del río Tafetanes al río Calderas. La descarga de la central se hace a la quebrada La Arenosa, afluente del río San Carlos, el cual es tributario del embalse Punchiná de la central San Carlos.

➤ **Obras civiles**

La presa asociada a esta planta está construida sobre el río Calderas, es una estructura del tipo gravedad en concreto, con una capacidad de almacenamiento de $330\,000\text{ m}^3$. Para el rebose, la presa cuenta con un vertedero del tipo descarga libre, diseñado para evacuar la creciente máxima probable estimada de $1100\text{ m}^3/\text{s}$. Cuenta con una estructura para descarga de fondo, consistente en una compuerta radial accionada por servomotores hidráulicos, la cual permite la evacuación de sedimentos.

Para aumentar los aportes hídricos a la central, las aguas del río Tafetanes se desvían a través de un túnel hacia la quebrada Los Medios, afluente del río Calderas. Las obras de esta desviación constan de una pequeña presa de gravedad en concreto, una estructura de captación que, mediante un pozo vertical, comunica con un túnel de presión, este empalma con una tubería de presión y una estructura para disipación de energía, controlada con una válvula para descargar el agua a la quebrada los medios.

Figura 4. Esquema Central Calderas.



Fuente: ISAGEN.

La captación se realiza a través de una estructura sumergida conectada a un pozo de captación y a un túnel de presión. En el extremo final este empalma con un pozo que se

conecta con un túnel horizontal inferior blindado. El túnel inferior sufre una bifurcación antes de llegar a la casa de máquinas para alimentar cada una de las dos turbinas.

La casa de máquinas es del tipo superficial, en ella se alojan las dos unidades de generación con sus equipos asociados. La descarga se hace mediante canales a la quebrada la Arenosa afluente del río San Carlos, que alimenta el embalse de Punchiná de la central San Carlos.

➤ **Equipos electromecánicos**

Como ya se mencionó, la central cuenta con dos turbinas tipo Pelton de eje vertical. Las turbinas están acopladas a generadores sincrónicos, trifásicos de 13,2 MVA a 13,2 kV y factor de potencia de 0,95 a 60 Hz.

La sincronización se lleva a cabo a nivel de 13,8 kV, de manera que la energía producida por los dos generadores es entregada, a través de interruptores en vacío, a un transformador trifásico de 24,75 MVA que eleva la tensión al nivel de transmisión de 115 KV. Además, se cuenta con un transformador de repuesto que está disponible ante cualquier eventualidad.

Para la conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) se cuenta con una subestación a 115 kV, propiedad de ISAGEN. Finalizando el año 2016, se instaló en la captación del trasvase Tafetanes, que alimenta la Central Hidroeléctrica Calderas, un sistema limpia rejas en la captación del embalse calderas, el cual opera de manera automática, que permite una adecuada optimización de la captación, removiendo material de lodo y vegetal, facilitando las labores de mantenimiento del área de captación. Con esta implementación, se estima que la generación media anual de la central Calderas aumentará hasta un 20%.

4.4.3.2.5 Amoyá, La Esperanza

La central Amoyá está localizada al sur del departamento del Tolima, es de tipo «filo de agua» y comprende las obras de captación, túnel de conducción, dos ventanas de construcción, túnel de acceso a casa de máquinas, la central subterránea, la galería de drenaje, el túnel de descarga, las vías, y puentes de acceso. La central hidroeléctrica Amoyá cuenta con 2

unidades de generación que generan una energía media anual estimada de 510 GWh/año. La central inició su operación comercial el 30 de mayo de 2013.

➤ **Obras civiles**

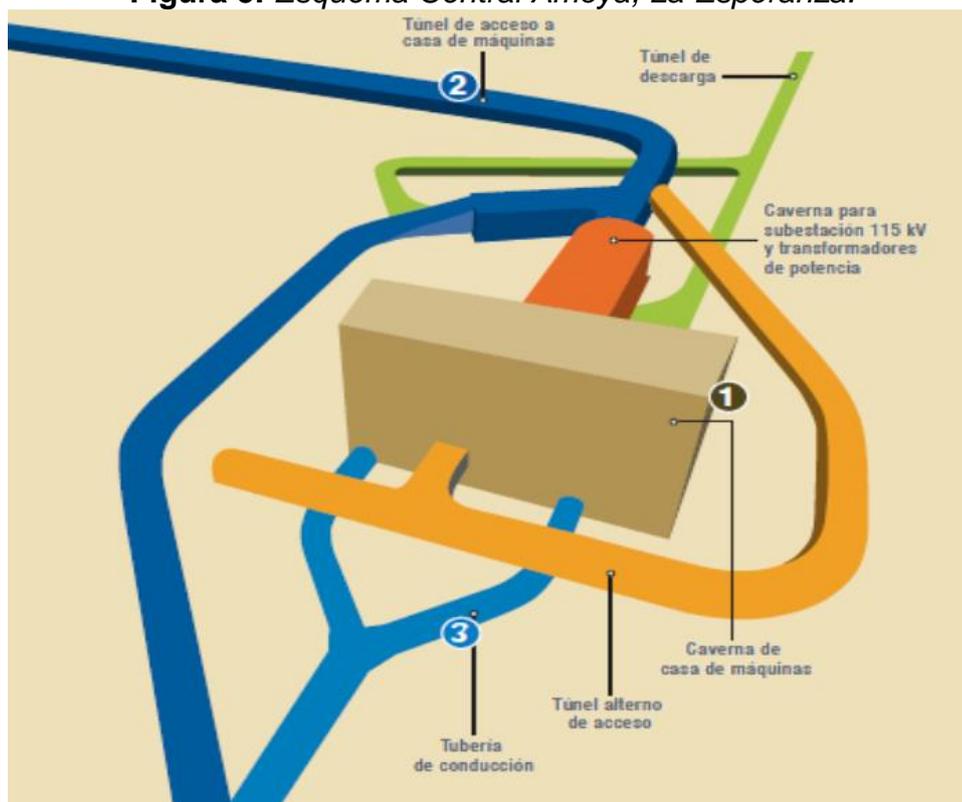
La central subterránea aprovecha un caudal máximo de $18,4 \text{ m}^3/\text{s}$, equivalente al caudal medio del río Amoyá en el sitio de captación. La captación está localizada en un estrechamiento en roca que se presenta inmediatamente aguas abajo de la confluencia de los ríos Davis y Amoyá.

La captación consiste en una presa–vertedero que se construye a través del cauce del río. La presa-vertedero tiene una captación con reja de fondo con el doble del área necesaria para su funcionamiento adecuado, permitiendo así obstrucciones temporales importantes por materiales flotantes. Adicionalmente, el tanque desgravador, está provisto de un orificio sin control para evacuar libremente el caudal ecológico; un segundo orificio controlado por una compuerta deslizante para desfogue de las gravas que entran por la captación; un vertedero lateral de aducción de caudales hacia el tanque y conducto de aducción, y un rebose de excesos hacia el cauce del río.

Para remover las partículas nocivas para las turbinas, se construyó un desarenador de tipo convencional, dimensionado para retener las partículas de arena, se instalaron tres módulos iguales, con el fin de disponer de un módulo de respaldo para las labores de mantenimiento. En su extremo aguas abajo, el nivel del agua en el desarenador es controlado mediante un vertedero, que entrega el agua a un tanque de carga que alimenta el túnel de carga que termina en la caverna de máquinas. El tanque de carga está provisto de un vertedero de excesos para devolver al río los caudales que no se puedan aprovechar en la central. En el tanque de carga se tiene un sistema de medición del nivel de agua (redundante), el cual envía esta señal a los reguladores de velocidad y potencia de las turbinas, para que éstos controlen el caudal utilizado, de manera que el nivel de agua en el tanque se mantenga por encima de un valor mínimo prefijado, evitando que entre aire a la conducción y que ésta se desocupe, y que, en lo posible, se aproveche el caudal disponible evitando que el nivel de agua sobrepase el nivel del vertedero de excesos. Antes de llegar a la caverna de casa de máquinas, el túnel lleva

un blindaje metálico para controlar el gradiente hidráulico que puede desarrollarse entre el sector de aguas arriba de la caverna.

Figura 5. Esquema Central Amoyá, La Esperanza.



Fuente: ISAGEN.

➤ **Equipos electromecánicos**

La central Amoyá cuenta con dos turbinas Pelton de eje vertical de seis chorros, con una potencia máxima de 42 MW a 514,3 rpm. Cada turbina cuenta con una válvula esférica accionada por servomotores hidráulicos de simple efecto. La válvula está diseñada para cerrar en condiciones de emergencia con flujo. Las turbinas se acoplan a generadores sincrónicos con una potencia nominal de 45,7 MVA a 13,8 kV, factor de potencia de 0,9 y 60 Hz.

La energía generada es entregada, a través de los ductos de barras a una tensión de 13,8 kV a dos transformadores de potencia, que tienen una capacidad nominal de 45,68 MVA cada uno, que elevan la tensión de 13,8 a 115 kV. De allí, la energía pasa a una subestación de maniobra, del tipo compacta, encapsulada en SF₆, para posteriormente ser llevada hacia el

exterior de la central utilizando tres cables monopolares aislados en material aislante XLPE para 115 kV, conformando un circuito trifásico que cuenta con un cable de reserva para casos de falla. Una vez llegan al exterior, mediante una transición, se conectan a una línea de transmisión a 115 kV que conecta a la central con la Subestación Tuluní, ubicada en el municipio de Chaparral, Tolima.

4.4.3.2.6 Sogamoso

La Central Hidroeléctrica Sogamoso entró en operación comercial en el 2014, se encuentra ubicada en la zona nororiental de Colombia en el departamento de Santander. La presa y el conjunto de obras que componen el proyecto, están ubicados en el cañón en donde el río Sogamoso cruza la serranía de La Paz. La Central utiliza las aguas del río Sogamoso en la generación de energía eléctrica mediante la construcción de una presa y una casa de máquinas subterránea con las tres unidades de generación, que actualmente son las más grandes de Colombia. Con 820 MW de capacidad instalada y una generación media de 5056 GWh/año, siendo la cuarta hidroeléctrica con mayor capacidad instalada en el país.

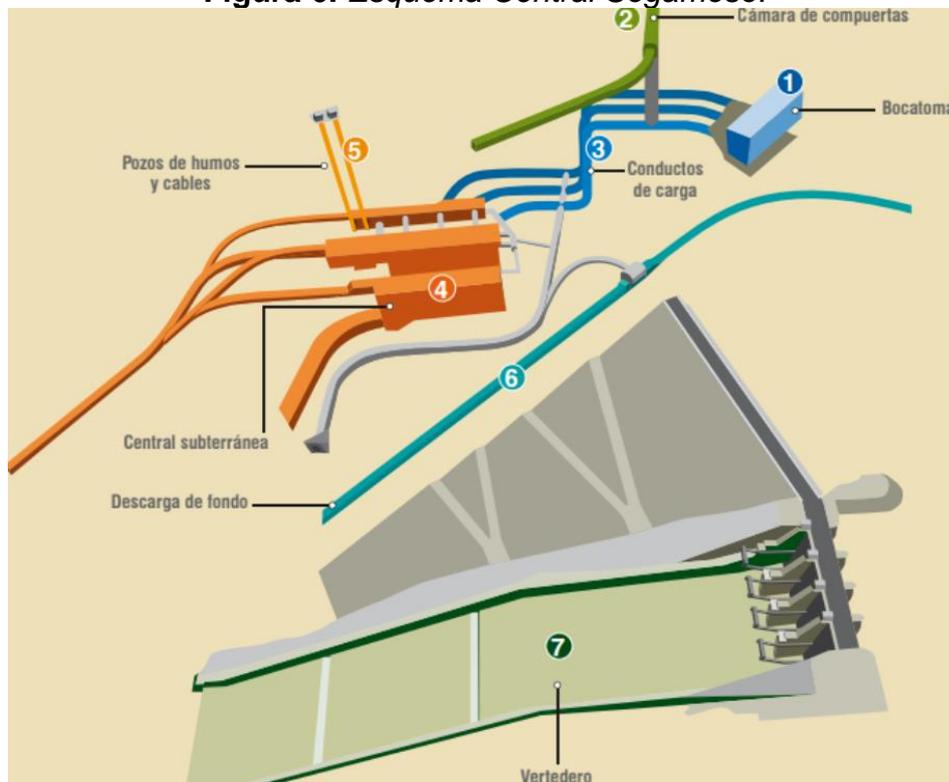
➤ Obras civiles

La central cuenta con una presa, del tipo gravas con cara de concreto con una capacidad de almacenamiento de 8,5 millones de metros cúbicos.

El vertedero está ubicado en el estribo izquierdo de la presa, es del tipo canal abierto controlado con compuertas, tiene como finalidad evacuar los excesos de agua cuando se supere la capacidad de almacenamiento del embalse está diseñado para evacuar la creciente máxima probable del río Sogamoso.

La central subterránea está conformada por tres cavernas subterráneas paralelas (transformadores, máquinas y de oscilación). En la caverna principal se alojan las tres unidades generadoras, mientras que en la segunda se encuentran alojados de forma independiente los 3 transformadores trifásicos más un transformador de reserva; esta caverna cuenta además con un pozo de evacuación de humos, en caso de que ocurra alguna eventual explosión.

Figura 6. Esquema Central Sogamoso.



Fuente: ISAGEN.

En la bocatoma se capta el agua almacenada en el embalse para ser llevada, por medio de los túneles del sistema de carga, a los equipos de generación alojados en la central subterránea. La bocatoma consiste en una estructura de concreto con una reja. Para controlar la entrada del agua al sistema de carga que lleva el agua a los equipos de generación ubicados en la central subterránea, se cuenta con un sistema de compuertas que permiten su cierre para labores de inspección o mantenimiento.

Después de entrar por la bocatoma, el agua pasa a través de tres conductos por medio de los cuales se puede conducir un caudal de $210 \text{ m}^3/\text{s}$ de agua. Los conductos de carga están revestidos en concreto, con excepción de la parte final de los túneles inferiores de la conducción, que está blindada con acero para garantizar la resistencia a las grandes presiones. Después de recorrer los conductos de carga, el agua llega a las unidades de generación alojadas en la caverna de máquinas de la central subterránea, en la que se encuentra el edificio de control y las tres unidades de generación.

➤ **Equipos electromecánicos**

La central Sogamoso cuenta con tres turbinas tipo Francis, de eje vertical, cada una con capacidad nominal de 273 MW, con una velocidad de giro de 163,63 rpm y caudal de $210 \text{ m}^3/\text{s}$ salto neto nominal 145,53 m y una eficiencia mínima en condiciones nominales del 93%, cada turbina posee una válvula de protección de tipo cilíndrica operada hidráulicamente por medio de seis servomotores comandados por el regulador de velocidad de cada turbina.

El generador es del tipo síncrono, trifásico, de 324 MVA a 16,5 kV y factor de potencia 0,9 enfriado por aire. Cada generador cuenta con un sistema de excitación estático, digital, que incluye el transformador, conectado directamente en sus barras, rectificadores, interruptor de campo, y regulador de voltaje.

Cada generador es conectado a un transformador de potencia mediante barras de fase aislada fabricadas en aluminio e instaladas dentro de envoltentes herméticas de aluminio. Las barras se conectan a los interruptores y utilizan SF6 como medio de extinción del arco y de aislamiento interno. Los transformadores de potencia son trifásicos, de tipo OFWF con aceite, para operación como elevador de voltaje, con dos devanados, uno de alta 230 kV conectado en estrella con el neutro sólidamente puesto a tierra, y otro de baja tensión de 16,5 kV conectado en delta. La capacidad nominal es de 324 MVA.

Cada transformador se encuentra en un recinto independiente en la caverna de transformadores, además se cuenta con un transformador de repuesto que está disponible ante cualquier eventualidad. Los transformadores se conectan por el lado de alta tensión a un circuito de cables aislados a 230 kV, por medio de módulos de conexión aislados en SF6 (GIL), los cables suben por un pozo hasta la superficie a un pórtico para conexión con un circuito aéreo que los conecta con la subestación Sogamoso 230 kV.

4.4.3.2.7 Termocentro

La central Termocentro es la única planta térmica que opera ISAGEN, está ubicada en el valle medio del río Magdalena, en el corregimiento de Puerto Olaya, municipio de Cimitarra (Santander), aproximadamente a 5 kilómetros de Puerto Berrío, Antioquia. Posee una

capacidad instalada de 300 MW, conformada por dos unidades turbogeneradoras a gas de 100 MW cada una y una unidad a vapor de 100 MW. La primera fase en configuración ciclo simple a gas entró en operación comercial desde marzo de 1997 con 200 MW, compuesta por dos unidades de 100 MW cada una. La conversión a ciclo combinado entró en operación en noviembre de 2000, con 100 MW en una turbina de vapor, para un total de 300 MW.

➤ **Equipos electromecánicos**

Las dos turbinas a gas de 100 MW, fueron fabricadas por Westinghouse en 1996, del tipo trabajo pesado, compresor del tipo axial con 19 etapas y una relación de compresión de 14:1 con sistema de enfriamiento de aire tipo evaporativo. Las turbinas a gas operan con gas natural. El sistema de combustión es del tipo Dry Low NOx, que garantiza bajas emisiones a la atmósfera. Los gases de escape de cada turbina son aprovechados posteriormente en las calderas de recuperación para conformar el ciclo combinado.

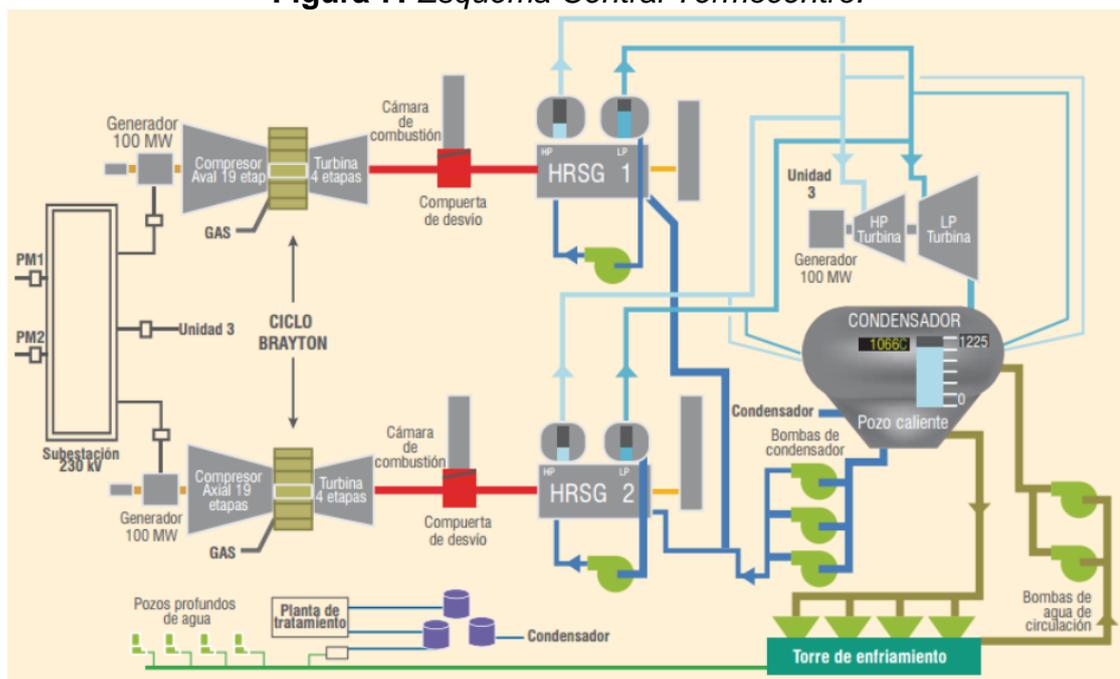
La turbina de vapor tiene una capacidad de 100 MW a condiciones de sitio, fue fabricada por General Electric en el año 1999, de dos presiones sin recalentamiento, 3600 rpm y flujo de vapor axial. Las turbinas de gas están acopladas a dos generadores trifásicos de 130 MVA con nivel de tensión a 13,8 kV a 3600 rpm, factor de potencia de 0,85 y 60 Hz con tipo de enfriamiento por aire. La turbina de vapor está acoplada a un generador trifásico de 136 MVA con nivel de tensión a 13,8 kV a 3600 rpm, factor de potencia de 0,8 y 60 Hz, con tipo ventilación por aire. Los generadores de las unidades 1 y 2 fueron rebobinados en 2009 y 2012, respectivamente.

Las calderas de recuperación de calor son del tipo circulación natural, de dos presiones sin recalentamiento, así mismo, están provistas de una compuerta de desviación de gases calientes que permite la operación independiente del ciclo simple y el ciclo combinado, y una compuerta adicional de sello para garantizar la continuidad de la generación en el ciclo simple en el evento de un mantenimiento del ciclo de vapor.

El condensador desaireador es de dos etapas, provisto con cajas de agua divididas para optimización de la operación y el mantenimiento. El condensado es bombeado desde el pozo de agua caliente del condensador, mediante tres bombas dispuestas en paralelo, cada una con

capacidad de atender una caldera y la tercera bomba como respaldo. El agua de reposición al ciclo de vapor se introduce al condensador por medio de bombas desde el tanque de almacenamiento de agua desmineralizada con una capacidad aproximada de $238 m^3$, suficiente para suministrar agua para un día completo de operación de la turbina de vapor a plena carga. El sistema de enfriamiento de la planta es tipo cerrado, el cual incluye una torre de enfriamiento húmeda, 4 módulos de enfriamiento asistidos por ventiladores, el suministro de agua de enfriamiento se realiza desde la piscina de la torre por medio de dos bombas de circulación de agua con el 100% de redundancia.

Figura 7. Esquema Central Termocentro.



Fuente: ISAGEN.

El suministro del agua cruda para la planta se realiza mediante cinco pozos profundos. Esta agua cruda alimenta el sistema de clarificación, el cual tiene una capacidad aproximada de $10 l/s$; y desde un tanque de almacenamiento de agua clarificada de $580 m^3$ se alimenta el sistema de osmosis inversa para la desmineralización del agua.

4.4.3.2.8 Caruquia

La Pequeña Central Hidroeléctrica Caruquia se localiza en el norte del Departamento de Antioquia, en el Municipio de Santa Rosa de Osos, a unos 78 km de la ciudad de Medellín. Es

una central de energía a filo de agua que aprovecha el afluente del río Guadalupe. Tiene una capacidad efectiva neta declarada de 9,5 MW, un caudal de diseño de $6,35 \text{ m}^3/\text{s}$ y un salto neto de 172,3 m. La frontera comercial se ubica en la subestación Santa Rosa de Osos propiedad de EPM.

La conexión se realiza a través de una línea de transmisión de 44 kV. La PCH Caruquia inició su operación comercial en enero de 2010. El caudal medio multianual del río Guadalupe en el punto de captación de la PCH Caruquia es $6,29 \text{ m}^3/\text{s}$ y cuenta con una energía media anual de 49,054 GWh.

➤ **Obras civiles**

El área de captación es el punto donde se interrumpe el cauce normal del río Guadalupe y se desvía una parte del caudal para su aprovechamiento. Está conformado por un azud o muro presa, un muro de protección contra crecientes, un canal de limpia o descarga de fondo y un canal desgravador. Las estructuras de captación han sido diseñadas considerando una creciente de $348 \text{ m}^3/\text{s}$ que corresponde a un periodo de retorno de los 100 años.

El agua que ingresa a través de la captación es conducida a flujo libre a través de un canal denominado canal de conducción a desarenador. Este canal posee una compuerta de regulación de caudal que restringe el ingreso excesivo de agua permitiendo el aprovechamiento específico del caudal de diseño.

El desarenador es tipo Dufour, construido en concreto y posee dos cámaras de desarenado, las cuales, permiten la operación de la central a su capacidad nominal aun cuando una de las cámaras se encuentre fuera de servicio.

Para llevar el agua desde el desarenador hasta el tanque de carga, se tiene una conducción a flujo libre. Esta conducción es un canal cerrado de aproximadamente 1200 m de longitud y tiene una pendiente mínima para permitir que el agua fluya libremente hasta el tanque de carga, donde comienza la tubería de presión. El tanque de carga es un acumulador de agua de aproximadamente 334 m^3 de donde se desprende la tubería de presión.

➤ **Equipos electromecánicos**

La casa de máquinas alberga una turbina tipo Francis de eje horizontal marca Andritz Hydro. La cabeza neta nominal de esta turbina es 172,3 m, su caudal nominal es $6,35 \text{ m}^3/\text{s}$, gira a 720 rpm y su potencia de generación es 10 068 kW. La turbina va acoplada mecánicamente a un generador sincrónico trifásico de 10 polos salientes y excitación dinámica tipo brushless, que genera a 60 Hz una potencia de 11 488 kVA a 13,8 kV.

La casa de máquinas cuenta con un puente grúa marca ABUS, birriel de un polipasto de 16 toneladas y 9,17 m de luz. Contiguo a la casa de máquinas se encuentra la subestación elevadora de la PCH Caruquia. Esta subestación está conformada por un pórtico que conecta la bahía de transformación y el circuito de salida hacia la subestación Santa Rosa. En la bahía de transformación se encuentra un transformador elevador 13,8/44 kV de 11,5 MVA, un seccionador del lado transformador, un interruptor en SF6 y un seccionador del lado de la barra con cuchilla de puesta a tierra. En el pórtico se encuentra la derivación para el transformador de servicios auxiliares, los PT, CT y pararrayos, así como la conexión de la línea de transmisión de salida a 44 kV. La conexión al sistema se realiza mediante una línea a 44 kV conectada a la subestación Santa Rosa.

4.4.3.2.9 Guanaquitas

La Pequeña Central Hidroeléctrica Guanaquitas se localiza en zona rural del municipio de Santa Rosa de Osos en el departamento de Antioquia, a unos 110 km de la ciudad de Medellín. Es una central de energía a filo de agua que aprovecha el afluente del río Guadalupe. Tiene una capacidad efectiva neta declarada de 9,5 MW, un caudal de diseño de $6,5 \text{ m}^3/\text{s}$ y un salto neto de 168,1 m. La PCH Guanaquitas inició su operación comercial en junio de 2010. El caudal medio multianual del río Guadalupe en el punto de captación de la PCH Guanaquitas es $7,22 \text{ m}^3/\text{s}$ y cuenta con una energía media anual de 59,43 GWh.

➤ **Obras civiles**

La captación está conformada por un azud o muro presa, un canal de aducción, un canal de limpia o descarga de fondo y un canal desgravador. Del canal desgravador, el agua pasa a

través de tres ventanas dispuestas en un muro paralelo al canal desgravador y luego al canal de conducción a desarenador.

El agua que ingresa a través de la captación es conducida a flujo libre a través de un canal denominado canal de conducción a desarenador. Este canal posee una compuerta de regulación de caudal que restringe el ingreso excesivo de agua permitiendo el aprovechamiento específico del caudal de diseño.

El desarenador es tipo Dufour, construido en concreto y posee dos cámaras de desarenado, las cuales, permiten la operación de la central a su capacidad nominal aun cuando una de las cámaras se encuentre fuera de servicio. De los desarenadores sigue la galería de empalme con el canal de conducción a flujo libre, con una longitud de 4 metros y está construida en concreto. Para llevar el agua desde el desarenador hasta el tanque de carga, se tiene una conducción a flujo libre.

El tanque de carga es un acumulador de agua de aproximadamente 500 m³ de donde se desprende la tubería de presión. El tanque de carga permite la regulación de los caudales de la turbina y tiene un vertedero de excesos para evacuar la totalidad del caudal de operación en caso de paro de la unidad de generación.

➤ **Equipos electromecánicos**

La casa de máquinas alberga una turbina tipo Francis tipo de eje horizontal marca Andritz Hydro. La cabeza neta nominal es 168,1 m, su caudal nominal 6,50 m³/s, gira a 720 rpm y su potencia de generación es 10 044 kW. La turbina va conectada a un generador sincrónico trifásico marca Leroy Somer de excitación dinámica (brushless), que genera a 60 Hz una potencia de 11 461 kVA a 13,8 kV.

La casa de máquinas cuenta con un puente grúa marca ABUS, birriel de un polipasto de 63 toneladas y 9,17 m de luz. Los polipastos de los puentes grúa de Caruquia y Guanaquitas son intercambiables, es decir, pueden usarse en cualquiera de las dos instalaciones. Contiguo a la casa de máquinas se encuentra la subestación elevadora de la PCH Guanaquitas. Esta subestación está conformada por un pórtico que conecta la bahía de transformación y el

circuito de salida hacia la subestación Santa Rosa. En la bahía de transformación se encuentra un transformador elevador 13,8/44 kV de 11,5 MVA, un seccionador del lado transformador, un interruptor y un seccionador del lado de la barra con cuchilla de puesta a tierra.

4.4.3.2.10 Barroso

La Pequeña Central Hidroeléctrica Barroso se localiza en el suroeste del departamento de Antioquia, en jurisdicción del municipio de Salgar, a unos 70 km de la ciudad de Medellín. Es una central de energía a filo de agua que aprovecha el afluente del río Barroso. Tiene una capacidad efectiva neta declarada de 19,9 MW, un caudal de diseño de $6,20 \text{ m}^3/\text{s}$ y un salto neto de 384,6 m. la PCH Barroso inició su operación comercial en noviembre de 2012. El caudal medio multianual del río Barroso en el punto de captación de la PCH Barroso es $10,99 \text{ m}^3/\text{s}$ y cuenta con una energía media año de 139,357 GWh.

➤ Obras civiles

El área de captación se encuentra en el río Barroso, está conformada por un azud o muro presa de concreto, el cual, tiene una longitud de 28 m y una altura de 6,5 m. La captación propiamente dicha es del tipo lateral, y está localizada sobre la margen izquierda del río. Básicamente consiste en un muro de aproximadamente 7,50 m de altura y 8,40 m de longitud.

Al inicio del canal de conducción, existe una descarga independiente para la entrega permanente al río del caudal de garantía ambiental. El desarenador es tipo Dufour diseñado para retener partículas de hasta 0,15 mm. Está conformado por dos cámaras de desarenado de 6,0 m de ancho y 7,0 m de alto. Cada tanque de desarenado está provisto de dos compuertas de descarga de fondo, para la evacuación de los sólidos sedimentables que se depositan en los canales de descarga de sedimentos. En total el desarenador cuenta con 4 compuertas de descarga de sedimentos. El tanque de carga es la estructura posterior al desarenador. El tanque conecta con un box Culvert y este a su vez con el túnel de conducción a presión.

Las aguas turbinadas se descargan al río San Juan mediante un box Culvert a flujo libre y entrega a un disipador de energía tipo impacto, el cual reduce la velocidad del agua para entregarla a un canal trapezoidal que a su vez las entrega al río San Juan.

➤ **Equipos electromecánicos**

La casa de máquinas alberga dos turbinas tipo Pelton de eje vertical de cuatro inyectores, salto neto 384,6 mca, caudal nominal $3,1 \text{ m}^3/\text{s}$, potencia nominal 10 450 kW y velocidad 720 rpm, cada turbina acoplada a un generador sincrónico trifásico de excitación dinámica (brushless), que genera a 60 Hz una potencia de 12 000 kVA a 13,8 kV.

Cada unidad cuenta con una válvula de guarda de tipo esférica antes de la turbina. Cada válvula esférica tiene un diámetro nominal de 700 mm. Para equilibrar presiones «aguas arriba» y «aguas abajo» de la válvula de guarda, cada sistema está provisto de una válvula de bypass de 200 mm.

La casa de máquinas cuenta con un puente grúa marca ABUS, birriel de un polipasto de 63 toneladas y 10,8 m de luz. La subestación Barroso, propiedad de EPM, se encuentra adyacente a la casa de máquinas de la PCH Barroso. Posee una configuración de barra sencilla con dos módulos de conexión para los campos de generación a través de transformadores de potencia de 12,5 MVA, 13,8 kV/110 kV marca Hyosung y dos módulos de línea de transmisión a 110 kV para conectarse al STR, a través de las líneas El Siete y Bolombolo.

4.4.3.2.11 PCH Popal

La Pequeña Central Hidroeléctrica Popal se localiza en el oriente del departamento de Antioquia, en jurisdicción del municipio de Cocorná, a unos 95 km de la ciudad de Medellín.

Es una central de energía a filo de agua que aprovecha el afluente del río Cocorná. Tiene una capacidad efectiva neta declarada de 19,9 MW, un caudal de diseño de $13,8 \text{ m}^3/\text{s}$ y un salto neto de 159,5 m. La frontera comercial de la PCH Popal se encuentra en la Subestación San Lorenzo propiedad de EPM, adyacente a la casa de máquinas de la PCH. La PCH Popal inició

su operación comercial en marzo de 2014. El caudal medio multianual del río Cocorná en el punto de captación de la PCH Popal es $18,49 \text{ m}^3/\text{s}$ y cuenta con una energía media año de 142,767 GWh.

➤ **Obras civiles**

El área de captación se encuentra en el río Cocorná, está conformada por un azud o muro presa de concreto, el cual, tiene una longitud de 34,73 m y una altura de 4,0 m. Sobre la margen izquierda del azud se localiza una descarga de fondo o canal de limpia, el cual está provisto de dos compuertas radiales. La captación propiamente dicha es del tipo lateral, y está localizada sobre la margen izquierda del río. Entre la cámara de carga y el canal de aducción al desarenador se encuentra una compuerta plana para regulación del caudal que ingresa a la central.

El desarenador es tipo convencional de tres cámaras, lo cual permite su limpieza por cámara, sin necesidad de detener el funcionamiento de la central. A la salida del desarenador se encuentra el tanque de carga de forma rectangular en planta. Su altura de 7,4 m garantiza el nivel de sumergencia requerido para evitar el ingreso de aire a la conducción a presión.

El box Culvert entrega las aguas a un canal y la descarga en el río Cocorná, cuya solera está provista de varios bloques de concreto, para la disipación de la energía del agua hasta que se entrega al río Cocorná. Debido a que la casa de máquinas es la misma para El Popal y San Matías, consecuentemente, la descarga de San Matías se encuentra al lado de la descarga de El Popal.

➤ **Equipos electromecánicos**

La casa de máquinas alberga dos turbinas tipo Francis de eje horizontal fabricante Andritz Hydro, cada una con una potencia nominal de 10 561 kW, salto neto 166,60 mca, caudal nominal $6,9 \text{ m}^3/\text{s}$ y velocidad de giro 720 rpm, cada turbina acoplada a un generador sincrónico trifásico de 10 polos marca WEG, excitación dinámica (brushless), que genera a 60 Hz una potencia de 12 470 kVA, factor de potencia 0,9 y tensión nominal 13,8 kV.

Se dispone en la casa de máquinas de un sistema de celdas de 13,8 kV, que alojan los interruptores de máquina de cada una de las unidades de generación y dos interruptores con enclavamiento mecánico y eléctrico, para alimentación del transformador de servicios auxiliares desde las unidades de generación (-G1, -G2), desde la subestación San Lorenzo 110 kV; o en caso de emergencia desde un circuito rural de propiedad de EPM.

4.4.3.2.12 El Molino

La Pequeña Central Hidroeléctrica El Molino se localiza en el oriente del departamento de Antioquia, en jurisdicción del municipio de Cocorná y Granada, a unos 85 km de la ciudad de Medellín.

Es una central de energía a filo de agua que aprovecha el afluente del río San Matías. Tiene una capacidad efectiva declarada de 19,9 MW, un caudal de diseño de $9,8 \text{ m}^3/\text{s}$ y un salto neto de 237,04 mca. La frontera comercial de la PCH El Molino se encuentra en la subestación San Lorenzo propiedad de EPM, adyacente a la casa de máquinas de la PCH Popal. La conexión se realiza a través de una línea de transmisión a 110 kV de 2,48 km de longitud, que conecta la subestación elevadora de El Molino con la subestación San Matías.

➤ Equipos electromecánicos

La casa de máquinas alberga dos turbinas tipo Francis de eje horizontal marca Voith Hydro. Cada una tiene una potencia nominal de 10,6 MW a 900 rpm, con un salto neto de 237,04 mca y $4,9 \text{ m}^3/\text{s}$ de caudal. Están conectadas cada una a un generador sincrónico trifásico de ocho polos de excitación dinámica (brushless), 12 800 kVA de potencia, 13,8 kV a 60 Hz.

Para garantizar el caudal requerido en la PCH San Matías durante la indisponibilidad de una unidad en la PCH El Molino, se dispone de un sistema que permite la evacuación del flujo mediante un bypass que equivale al caudal nominal de una unidad de generación.

4.4.3.2.13 PCH San Matías

La Pequeña Central Hidroeléctrica San Matías se localiza en el oriente del departamento de Antioquia, en el municipio de Cocorná, a unos 85 km de la ciudad de Medellín. Esta es una

central en cascada con la central El Molino, por lo que no cuenta con una estructura de derivación, captación y desarenación. Adicionalmente su casa de máquinas es compartida con la PCH Popal. Es una central de energía a filo de agua que aprovecha el afluente del río San Matías, previamente turbinado en la PCH El Molino. Tiene una capacidad efectiva neta declarada de 19,9 MW, un caudal de diseño de $9,8 \text{ m}^3/\text{s}$ y un salto neto de 237,04 mca. La frontera comercial de la PCH San Matías se encuentra en la subestación San Lorenzo propiedad de EPM, adyacente a la casa de máquinas compartida entre la PCH Popal y la PCH San Matías, por tal razón, no cuenta con una línea de transmisión para su conexión. La PCH San Matías inició su operación comercial en abril de 2017. La energía media año corresponde a 106,29 GWh.

➤ **Equipos electromecánicos**

La casa de máquinas alberga dos turbinas tipo Francis de eje horizontal marca Voith Hydro, con una potencia nominal de 10,6 MW a 900 rpm y un salto neto de 237,3 mca y $4,9 \text{ m}^3/\text{s}$ de caudal. Están conectadas cada una a un generador sincrónico trifásico de ocho polos marca VOITH de excitación dinámica (brushless), 12 800 kVA de potencia, 13,8 kV a 60 Hz.

4.4.3.2.14 Central Hidroeléctrica San Miguel

La Central Hidroeléctrica San Miguel se localiza en el oriente departamento de Antioquia, en jurisdicción del municipio de San Luis, a unos 101 km de la ciudad de Medellín. Es una central de energía a filo de agua que aprovecha el afluente del río Calderas. Tiene una capacidad efectiva neta declarada de 52 MW, un caudal de diseño de $39 \text{ m}^3/\text{s}$ y un salto neto de 142,2 mca. El caudal medio multianual del río Calderas en el punto de captación es $42,56 \text{ m}^3/\text{s}$ y cuenta con una energía media año de 317,468 GWh.

➤ **Obras civiles**

La captación se realiza sobre la margen izquierda del río Calderas, está conformada por un azud o muro presa de concreto. Sobre la margen izquierda del azud se localiza una descarga de fondo o canal de limpia, el cual, está provisto de dos compuertas radiales, para permitir el

paso del material acumulado en inmediaciones de la captación. El denominado canal de aducción es una estructura tipo box Culvert que recibe el flujo de las aberturas en captación.

El orificio para la garantía ambiental está conectado con una cámara de carga. Posterior a esta cámara se encuentra una compuerta plana para regulación del caudal ecológico que conecta con un canal independiente para descargar este caudal inmediatamente después de las estructuras de captación.

➤ **Equipos electromecánicos**

La casa de máquinas alberga dos unidades de generación, cada una conformada por una turbina Francis de eje vertical. Tienen una potencia nominal de 22.902 kW a 514,29 rpm, con un salto neto de 142,2 m^3/s y 17,5 m^3/s de caudal nominal. Están acopladas cada una a un generador sincrónico de catorce polos, marca VOITH de excitación dinámica (brushless), con una capacidad nominal de 30 MVA a 60 Hz, factor de potencia de 0,9 y tensión nominal de 13,8 kV. Los generadores son refrigerados por agua mediante intercambiadores de calor agua-aire.

Se dispone en la casa de máquinas de un sistema de celdas de 13,8 kV, que alojan los interruptores de máquina de cada una de las unidades de generación y dos interruptores con enclavamiento mecánico y eléctrico, para alimentación del transformador de servicios auxiliares desde las unidades de generación (-G1, -G2), desde la bahía de salida hacia la subestación San Lorenzo 110 kV; o en caso de emergencia desde un circuito rural de propiedad de EPM.

4.4.3.2.15 Luzma I y Luzma II

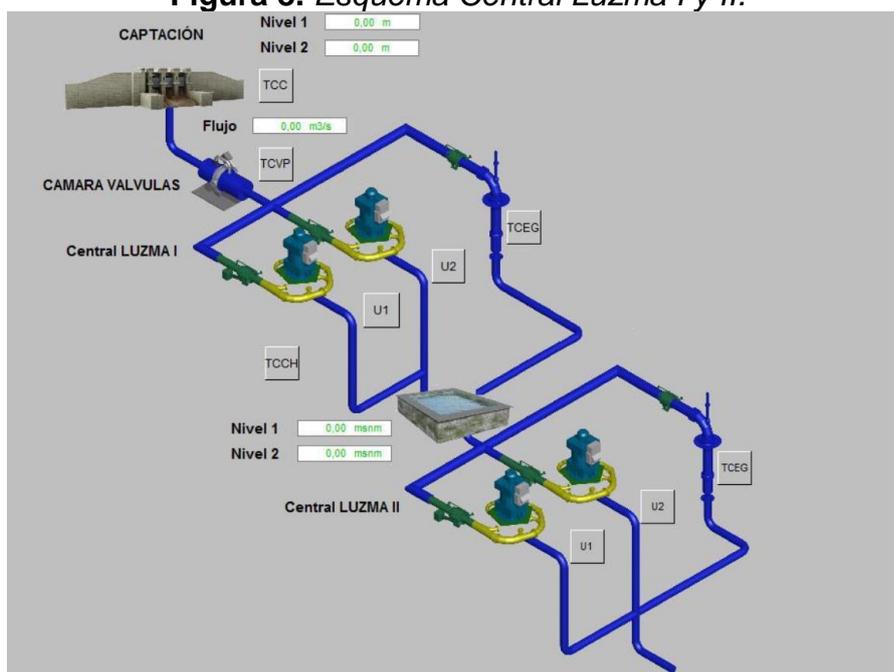
Las centrales de generación Luzma I y Luzma II se localizan en el departamento de Antioquia en el municipio de Amalfi a 140 km de Medellín. Consisten en dos casas de máquinas denominadas Luzma I y Luzma II que operan en cascada y utilizan el mismo caudal, aprovechando las aguas del río Riachón en su cuenca media y baja.

➤ **Obras civiles**

Ambas casas máquinas operan con una sola estructura de captación a filo de agua, con una caída neta de 428 metros hasta Luzma I, para dar paso a una nueva caída de 426 metros hasta Luzma II.

Entre el punto de captación y Luzma I, el agua es conducida a través de un túnel de 1,9 km hasta una tubería a presión con tramos en material GRP y metálico. Luego de generar en la primera casa de máquinas, el flujo de agua es almacenado en un tanque de carga donde nuevamente es conducida por otra tubería a presión mixta GRP y metálica, hasta Luzma II donde se realiza otro proceso de generación y luego se entrega el agua a la cuenca del río Riachón.

Figura 8. Esquema Central Luzma I y II.



Fuente: ISAGEN.

➤ Equipos electromecánicos

La casa de máquinas de Luzma I es una edificación superficial, la cual alberga dos grupos generadores de eje vertical con capacidad instalada total 19,98 MW. Las turbinas tipo Pelton de eje vertical de cuatro chorros, diseñadas para operar bajo un salto neto de 428,14 m, con una velocidad de rotación de 720 min⁻¹ y una potencia nominal 9,99 MW.

La planta cuenta con un transformador principal de potencia, con relación de transformación de 13,8/115 kV en el exterior de la casa de máquinas. Cada unidad generadora se conecta a un barraje común para constituir una barra de generación.

La casa de máquinas de LUZMA II aprovecha la totalidad del agua turbinada de LUZMA I, con un tanque de carga y una estructura de Bypass (válvula multichorro) para la disipación de energía. En esta casa de máquinas se ubican dos unidades tipo Pelton para generar aproximadamente 19,9 MW.

Adicional a las obras civiles propias de este tipo de centrales y los equipos de generación, las centrales cuentan con una línea de transmisión entre ellas y la subestación Amalfi, lo que configura una construcción de 13,5 km de líneas de alta tensión a 110kV.

4.4.3.3 Gestión de mantenimiento

La empresa ISAGEN desarrolla una filosofía propia del mantenimiento en la que el objetivo es preservar en óptimas condiciones operacionales, de seguridad, de mejor calidad del servicio, cuidado del medio ambiente y optimizar la vida útil de los equipos y obras. Por otra parte, en cuanto a seguridad de los activos, buscan que los mismos cumplan con la función para la cual fueron adquiridos durante su vida útil, a fin de tener en cuenta la optimización de los costos totales de producción.

Las intervenciones técnicas sobre los activos y la infraestructura se rigen mediante un ciclo de mejoramiento continuo PHVA (Planear, Hacer; Verificar y Actuar) que comprende la planeación, programación, ejecución y evaluación de las intervenciones, permitiendo monitorear y diagnosticar la condición y el desempeño, frente a las necesidades del mercado energético del país y de la empresa.

4.4.3.3.1 Planeación y programación

La planeación de las intervenciones sobre los activos y la infraestructura se desarrolla integrando además de los aspectos técnicos, la disponibilidad de los suministros y repuestos

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

requeridos, la variabilidad de los costos de la energía durante los ciclos hidrológicos y los compromisos comerciales.

ISAGEN tiene establecido una planeación a diferentes plazos:

- **Largo plazo:** es una planeación a veinte años donde se refleja de manera general las intervenciones a realizar en los activos e infraestructura. Este es insumo para las proyecciones financieras de la empresa.
- **Mediano plazo:** es una planeación a cinco años, donde se define un mayor detalle en los alcances de las intervenciones, precisando costos asociados, tiempos y recursos. Este es insumo para la construcción de los presupuestos anuales.
- **Corto plazo:** es una planeación a dos años, donde se estructura de manera definitiva la intervención a realizar, y sobre esta se define y se aprueba el presupuesto anual a ejecutar.

La planeación es un proceso interdisciplinario en el cual participan las diferentes gerencias y centrales para articular todos los planes de intervención sobre los activos y la infraestructura.

Una vez se tiene la planeación de corto plazo, aprobado por el comité de operación y mantenimiento se entrega a la Gerencia de Comercialización para el análisis de impacto económico, que puede dar lugar a ajustes en esta planeación, prevaleciendo siempre el criterio técnico sobre el comercial. Este es revisado y ajustado de manera permanente de acuerdo con las condiciones técnico-económicas que surjan en la dinámica natural de la empresa.

4.4.3.3.2 Indicadores Confiabilidad, Mantenibilidad y Disponibilidad (CMD)

En ISAGEN, la Gestión del Mantenimiento busca entre sus indicadores de Confiabilidad, Mantenibilidad, Disponibilidad, (CMD) mantener altos niveles de confiabilidad y mantenibilidad, lo que redundará en mejores niveles de disponibilidad operacional. Estos indicadores son insumos para la toma de decisiones en la gestión a corto, mediano y largo plazo.

Los análisis realizados a partir de los diagramas de confiabilidad generados por ISAGEN son usados para el estudio de criticidad de los activos de generación, los cuales tienen asociados

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

inspecciones, planes de mantenimiento y acciones de recuperación. Estos análisis permiten conocer cuál es la tendencia de los indicadores CMD y sirven de base para la toma de decisiones.

4.4.3.3 Tipo de inversiones técnicas

Dentro de estas se destacan:

- **Modernización:** Consiste en una intervención completa que implica el cambio de un activo, grupo de activos o parte importante de sus componentes críticos, el aumento o renovación total de su vida útil. Por su alcance generalmente son intervenciones con una duración mayor a un mes.
- **Mantenimiento Mayor:** También llamado Overhaul. Consiste en una intervención completa sobre el activo o infraestructura, que comprende el desensamble, la revisión, el reacondicionamiento y el cambio de componentes, que normalmente no son intervenidos en los mantenimientos preventivos ni predictivos. Por su alcance generalmente son intervenciones mayores a una semana.
- **Mantenimiento Preventivo:** Es el tipo de intervención periódica que involucra actividades de ajuste, verificación funcional, limpieza y cambio de componentes en algunos casos, el nivel de desensamble es menor que en el mantenimiento mayor y habitualmente puede requerir desde horas hasta varios días.
- **Mantenimiento Predictivo:** Es el tipo de intervención periódica, generalmente no invasiva que involucra actividades de toma de muestras, registro de variables operativas y pruebas especializadas para determinar la condición del activo o infraestructura. Se realiza generalmente con el equipo en servicio aun cuando hay actividades como el predictivo en los transformadores que requieren equipo energizado. Por su alcance, tiene una duración de algunos minutos hasta un par de horas o para el caso específico de los transformadores, pueden requerir hasta 9 días para el caso de la Central San Carlos, en todos los casos se requiere de una etapa posterior de análisis de resultados. Se destaca los siguientes mantenimientos predictivos: pruebas no destructivas, descargas parciales en devanados, pruebas eléctricas. (factor de potencia, aislamiento,

resistencia de devanados), análisis cromatográfico de aceites dieléctricos, termografías, análisis de vida remanente y análisis de aceites hidráulicos y lubricantes.

- **Mantenimiento Correctivo:** Es el tipo de intervención ante la presencia de una falla o la inminente materialización de una falla identificada sobre el activo o infraestructura, que se hace de manera programada (Mantenimiento correctivo planeado) o inmediata (Mantenimiento correctivo no planeado), según la criticidad del caso. La duración dependerá no solo de la criticidad sino de la disponibilidad de insumos y repuestos para su solución.
- **Mantenimiento por Condición:** Es una intervención sobre los activos, que se planifica, programa y ejecuta considerando los resultados y análisis de los mantenimientos preventivos, predictivos y correctivos, informes de confiabilidad, eventos de riesgo operacionales, el concepto técnico obtenido por los grupos de Seguimiento a Equipos y Obras (SEO), y de las condiciones actuales del equipo. Los resultados obtenidos luego de la intervención, determina nuevamente la frecuencia de los mantenimientos preventivos y predictivos. El mantenimiento por condición demanda una intensificación del predictivo. La duración dependerá no solo de la criticidad sino de la disponibilidad de insumos y repuestos para la intervención.

4.4.3.3.4 Organización de las intervenciones técnicas sobre activos

Dependiendo del tipo de intervención sobre los activos, se establecen una serie de división de responsabilidades en su ejecución que pueden describirse de manera general como sigue:

- **Modernización:** Liderado por el equipo Gestión Técnica e Infraestructura, con una activa participación del personal de la central donde se ejecuta el proyecto, con contratistas externos a ISAGEN en la mayoría de los casos.
- **Mantenimiento Mayor:** Liderado por la central respectiva, en donde el Equipo de Gestión Técnica e Infraestructura, aporta con un coordinador de parada que articula los esfuerzos de las diferentes áreas involucradas en dicha intervención y con profesionales en actividades específicas.
- **Mantenimiento Preventivo:** Liderado por la central respectiva, con el personal que lo requiera.

- **Mantenimiento Predictivo:** Es liderado por personal de la central, para los equipos periféricos, y por el Equipo Gestión Técnica e Infraestructura para los equipos principales. En ambos participan todas las personas que se identifiquen necesarias, indistintamente del área a la que pertenece.
- **Mantenimiento Correctivo y Mantenimiento por Condición:** considerando su naturaleza, se acuerda de manera conjunta entre la Central y el Equipo Gestión Técnica e Infraestructura, quién lidera y quiénes participan.

4.4.3.3.5 Evaluación de la gestión del mantenimiento

El criterio primordial de ISAGEN para evaluar la gestión del mantenimiento de la empresa es la metodología del Tablero Balanceado de Indicadores (TBI), el cual es un conjunto coherente de objetivos e indicadores, desde cuatro perspectivas: la del accionista, la del cliente, la interna y la del aprendizaje.

La evaluación del mantenimiento se realiza desde el primer momento de la ejecución de las actividades, las cuales son realizadas considerando los aspectos técnicos, recursos y de desempeño plasmados en las respectivas guías dando lugar, a continuación, a un proceso sistemático de optimización del mantenimiento.

Posteriormente, se continúa el proceso de evaluación con la elaboración de informes de gestión, donde se hacen análisis y seguimiento a través de diversos indicadores. Estos informes son usados en los SEO para toma de decisiones.

Adicionalmente, ISAGEN hace estudios de valoración y expectativa de vida útil remanente de equipos e infraestructura que validan y soportan las decisiones con respecto a la estrategia de Mantenimiento y Modernización.

Finalmente, se tiene que, la evaluación permanente que realiza ISAGEN de las prácticas de mantenimiento permite analizar la aplicación y adaptación de nuevas formas de gestionar el mantenimiento.

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

4.4.3.3.6 Mantenimientos centrales no despachadas centralmente

El esquema de Operación y Mantenimiento para las plantas menores en ISAGEN se desarrolla de acuerdo con la implementación de las fases establecidas para la centralización del control y monitoreo en el Centro de Operaciones Integradas (COI).

La filosofía de operación actual para las plantas menores corresponde a la condición de centrales atendidas. Para ello, ISAGEN cuenta con un equipo de personal con experiencia en la operación de este tipo de centrales mediante esquemas de turnos que garanticen la continuidad del servicio. El grupo de operadores es liderado por la Coordinación de Operación para plantas menores. Una vez ingresa el COI a operar las centrales menores, se atiende la operación con un operador en turno día, haciendo disponibilidad en la misma central en las noches, para atender alguna contingencia técnica de las máquinas.

Todas las plantas menores están provistas de sistemas de Supervisión, Control y Adquisición de Datos que facilitan la operación de estas bajo criterios de confiabilidad, disponibilidad y seguridad de los activos. Desde las salas de control se pueden monitorear y controlar diferentes variables clave tanto de los controladores de máquina como de los servicios auxiliares ubicados en las diferentes instalaciones como la casa de máquinas, la casa de válvulas, el tanque de carga y la captación.

El esquema de mantenimiento para las centrales menores está centralizado en la sede de Medellín y desde allí se programan las actividades a ejecutar. La estructura se compone por tres profesionales (un ingeniero mecánico, un ingeniero electricista y un ingeniero electrónico) y doce tecnólogos asistentes. Adicionalmente, en el equipo de gestión de infraestructura se cuenta con un Ingeniero Civil encaminado a atender las necesidades específicas de las centrales menores, así como en el Centro de Operación Integrado se adoptó un esquema exclusivo para plantas menores.

4.4.3.3.7 Plan anual de mantenimiento

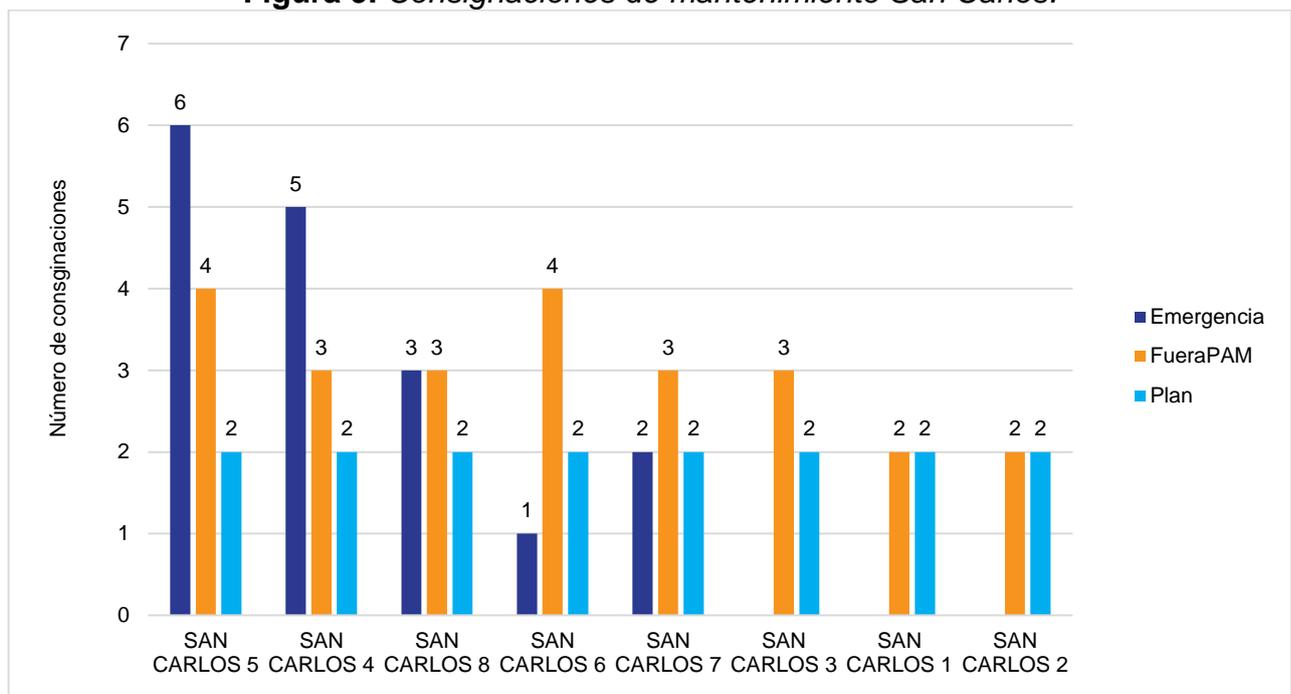
Para el año 2021, se ejecutaron un total de 41 consignaciones para las 22 unidades de las 6 centrales de generación de ISAGEN que son despachadas centralmente, estas consignaciones

están categorizadas como mantenimientos preventivos. A continuación, se muestra un diagrama con la relación de cada central y los mantenimientos realizados para el año 2021 dentro del plan anual de mantenimientos.

➤ **San Carlos**

Para la central San Carlos se ingresaron 16 consignaciones en el PAM, es decir, consignaciones clasificadas como mantenimientos preventivos, distribuidas como se muestra en la siguiente gráfica para cada una de las 8 unidades.

Figura 9. Consignaciones de mantenimiento San Carlos.



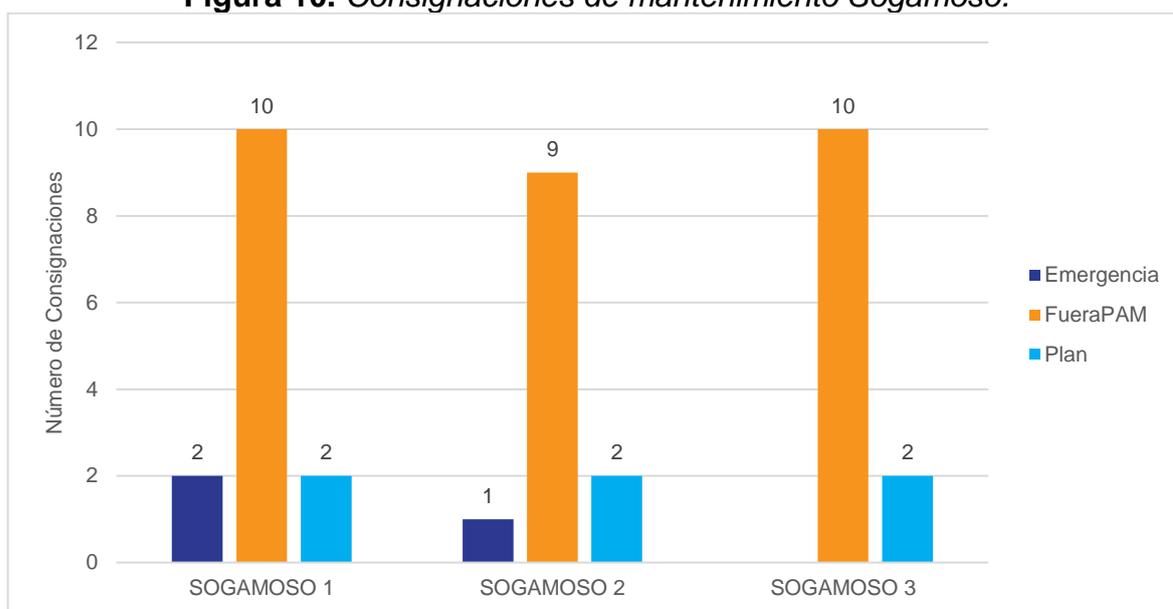
Fuente: Sistema Nacional de Consignaciones – elaboración DTGE.

En el año 2021 se realizaron dos mantenimientos mayores a las unidades 5 y 6 con duración de 1 570 y 1 330 horas respectivamente, estos mantenimientos fueron las únicas consignaciones que superaron las 400 horas de indisponibilidad en todos los tipos de consignaciones. Respecto a las consignaciones de emergencia se presenta una duración de promedio de 31,35 horas, donde destacan dos valores atípicos de 240 (C0194662) y 162 (C0194499) horas en la unidad 5, con la información suministrada por ISAGEN, se concluye que estas dos consignaciones se pueden considerar como eventos de emergencias.

➤ **Sogamoso**

Para la central Sogamoso se destaca que el número de consignaciones fuera del PAM fueron 29, mientras que las consignaciones dentro del PAM fueron solo 6,2 por cada unidad. Si bien el número de consignaciones fuera del PAM es alto, la duración de estos eventos es cercana de 250 horas, un valor bajo con respecto a la duración de los mantenimientos dentro del PAM que fue cerca de 3194 horas. Respecto a las consignaciones de emergencia se encontró una duración atípica en el manteamiento de emergencia de la unidad Sogamoso 1 con duración cercana a 120 horas.

Figura 10. Consignaciones de mantenimiento Sogamoso.

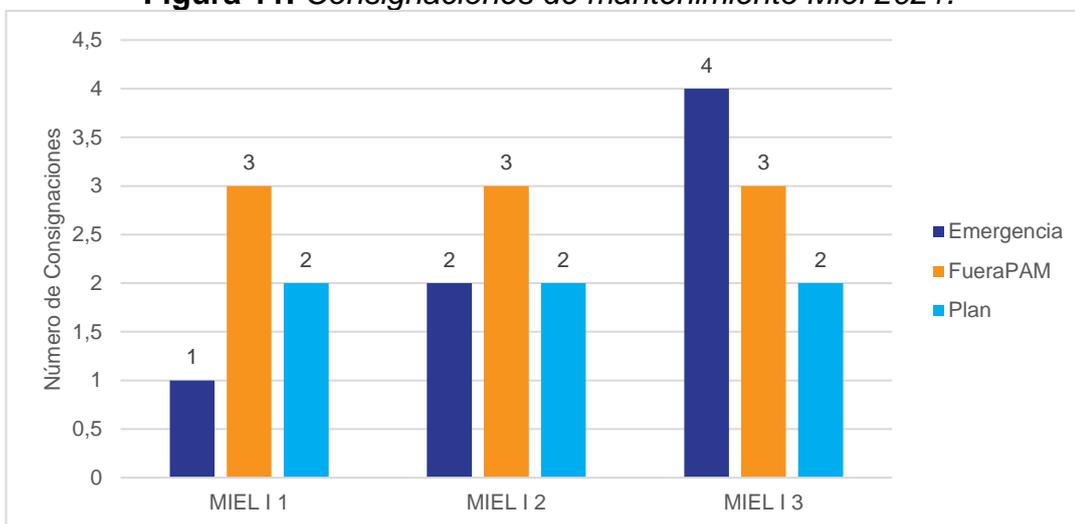


Fuente: Sistema Nacional de Consignaciones – elaboración DTGE.

➤ **Miel**

Para la central Miel se ingresaron 6 consignaciones dentro del PAM con duración total aproximada de 1597 horas, 9 consignaciones fuera del PAM con duración total de cercana a 62 horas y 7 de emergencia con duración total cercana a 28 horas. Si bien el número de consignaciones de emergencia es mayor a los eventos dentro del PAM, estos eventos son de corta duración y correctamente soportados por ISAGEN, para ser considerados como emergencia.

Figura 11. Consignaciones de mantenimiento Miel 2021.

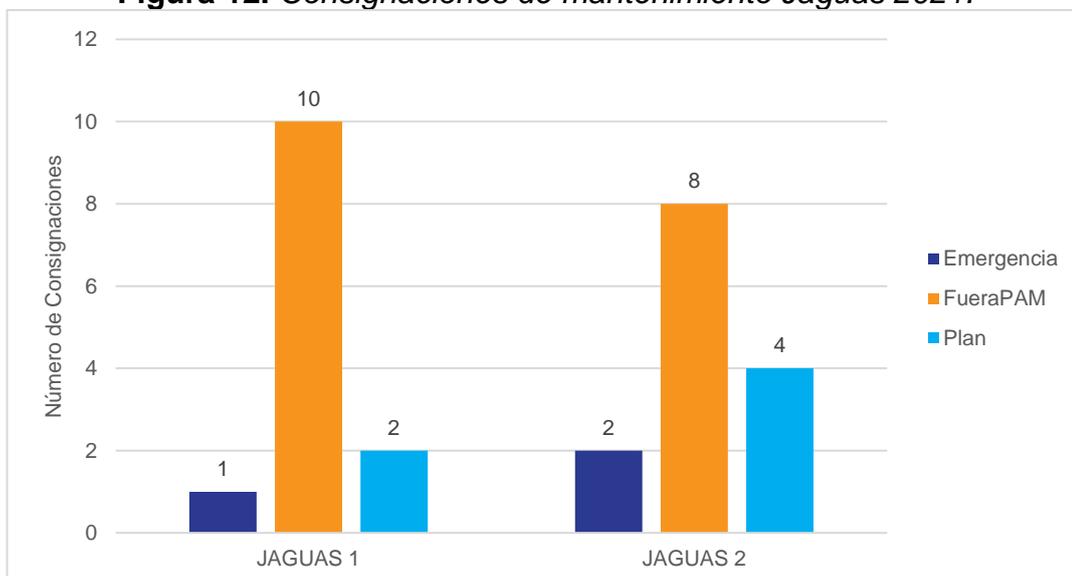


Fuente: Sistema Nacional de Consignaciones – elaboración DTGE.

➤ **Jaguas**

La central Jaguas presentó un alto número de consignaciones fuera del PAM con 18 y una duración total aproximada de 150 horas, por lo cual son de corta duración, en promedio cercano a 8 horas. Las consignaciones de emergencias son 3, con duración total aproximada de 11 horas, por lo cual fueron de corta duración. Como se esperaba la duración más grande corresponde a los trabajos dentro del PAM con duración cercana a de 1393 horas.

Figura 12. Consignaciones de mantenimiento Jaguas 2021.

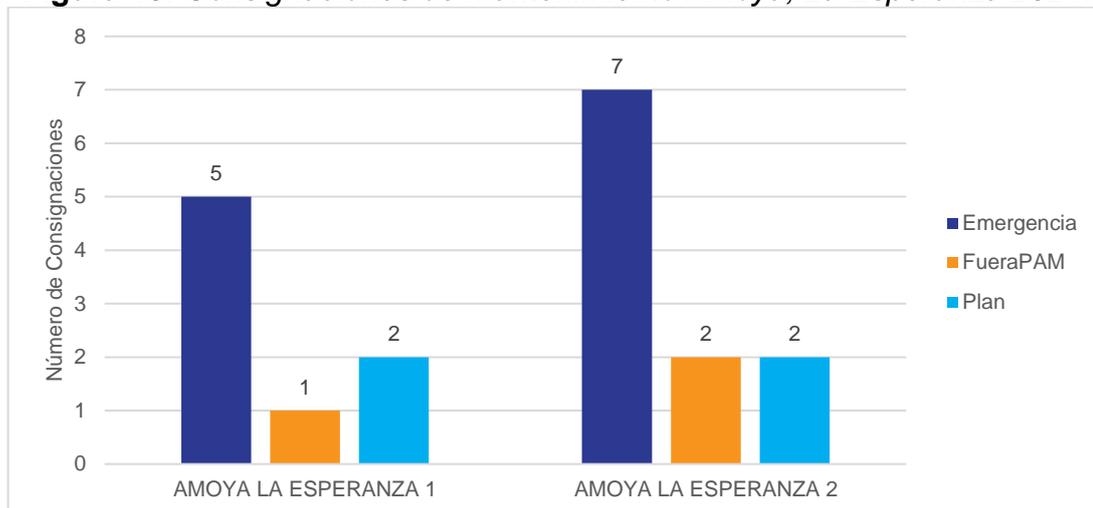


Fuente: Sistema Nacional de Consignaciones – elaboración DTGE.

➤ **Amoyá, La Esperanza**

La central Amoyá, La Esperanza, presentó 12 consignaciones de emergencia, el valor más alto por tipo de consignación con duración total aproximada de 56 horas, sin embargo, con la información suministrada por ISAGEN se verifica que los eventos se pueden catalogar como emergencia, por lo cual este tipo de clasificación es el correcto. Respecto a los trabajos dentro del PAM se presentaron 4 consignaciones con duración aproximada de 953 horas. Finalmente se tuvieron 3 consignaciones dentro del PAM con duración total cercana a 29 horas.

Figura 13. *Consignaciones de mantenimiento Amoyá, La Esperanza 2021.*



Fuente: Sistema Nacional de Consignaciones – elaboración DTGE.

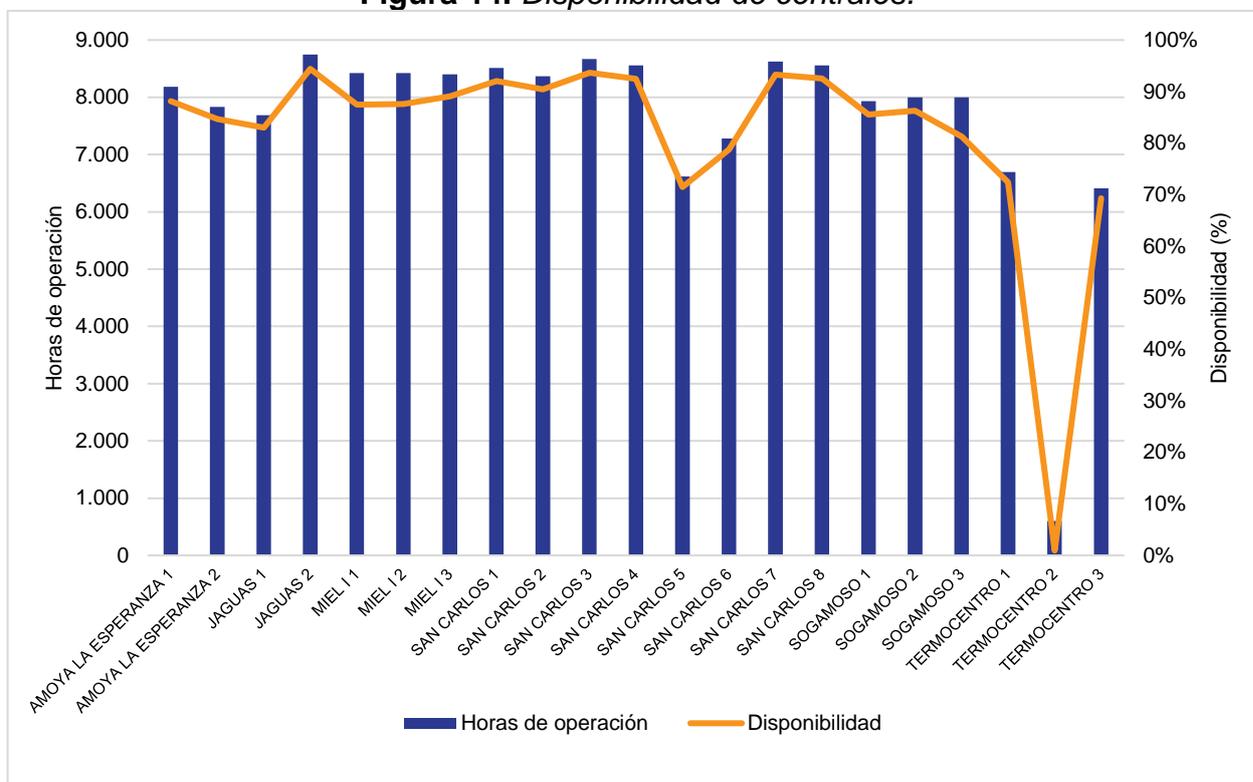
➤ **Termocentro**

Termocentro es la única central térmica que representa ISAGEN. Esta planta presenta pocas horas de mantenimiento dado que sus horas de operación en el año 2021 fue baja, debido a que no contaba con contrato de suministro de gas. Solo se presentó una consignación de emergencia con duración de 15 horas, 5 consignaciones fuera del PAM con duración de 72 horas y 3 consignaciones dentro del plan con duración de 1278 horas.

4.4.3.3.8 Disponibilidad

En este acápite se hace un análisis sobre la disponibilidad de todas las plantas operadas por ISAGEN durante el año 2021. En la siguiente grafica se muestra el resumen de la disponibilidad en las unidades.

Figura 14. Disponibilidad de centrales.



Fuente: XM – elaboración DTGE.

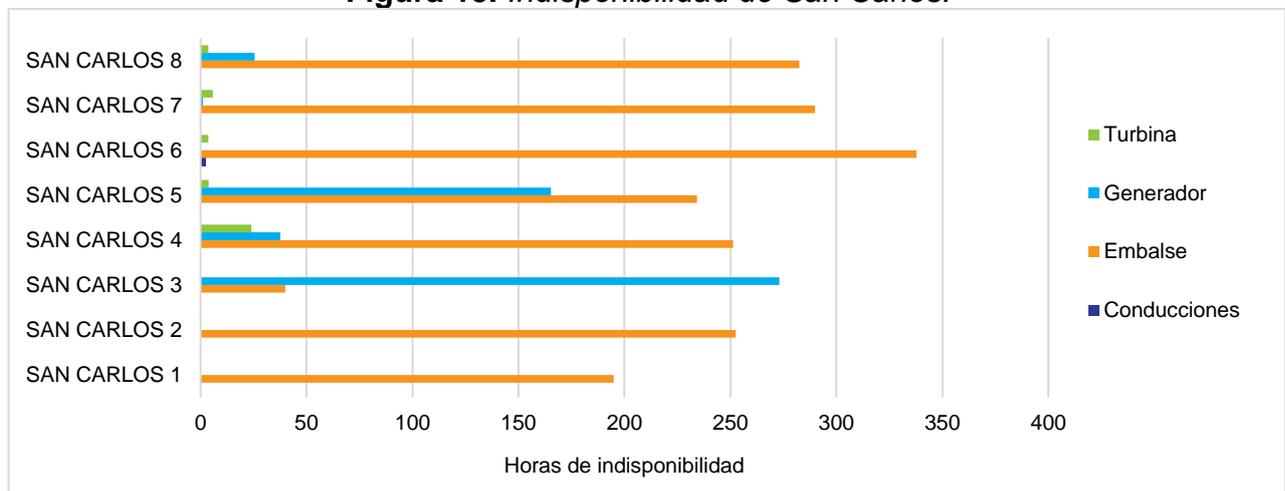
La unidad con menor horas de operación fue Termocentro 2, el cual estuvo en mantenimiento programada desde noviembre de 2020 hasta noviembre de 2021.

➤ **San Carlos**

Esta central como se mencionó anteriormente tiene un alto número de horas de mantenimiento, por lo cual la disponibilidad de las unidades 5 y 6 son las más bajas respecto a las demás unidades de la misma central.

Respecto a las indisponibilidades que no son mantenimientos programados, se destacan los debidos al embalse y al generador con cerca de 1 883 y 502 horas respectivamente. Dado que la causa «embalse» es una causa externa a la central, se realizó la revisión de los eventos externos donde destacaron dos eventos de indisponibilidad debido al generador en la unidad 3 y 5 con duración aproximada de 273 y 119 horas respectivamente, estos dos eventos son los únicos que superan las 50 horas de indisponibilidad por causa interna.

Figura 15. Indisponibilidad de San Carlos.

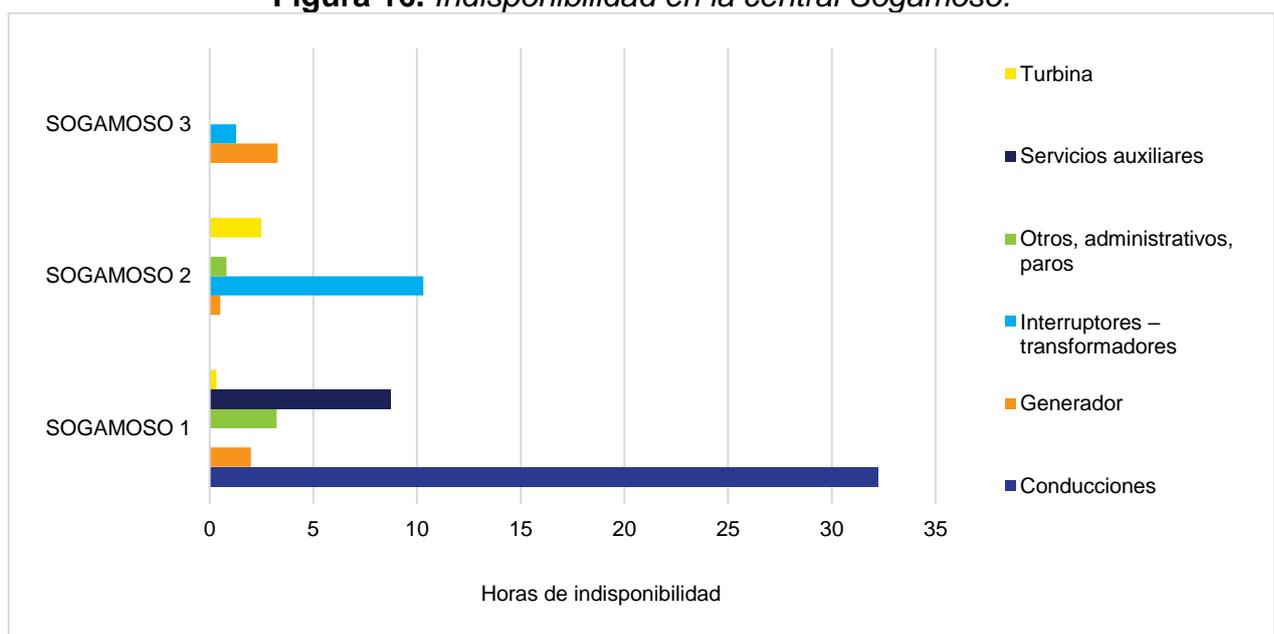


Fuente: XM – elaboración DTGE.

➤ **Sogamoso**

Esta central presento disponibilidad de 88,2%, 88,9% y 88,9% para las unidades 1, 2 y 3 respectivamente, se destaca que las indisponibilidades son debido a mantenimiento programados y los eventos de indisponibilidad sin contar mantenimientos son de aproximadamente 65 horas en el 2021.

Figura 16. Indisponibilidad en la central Sogamoso.

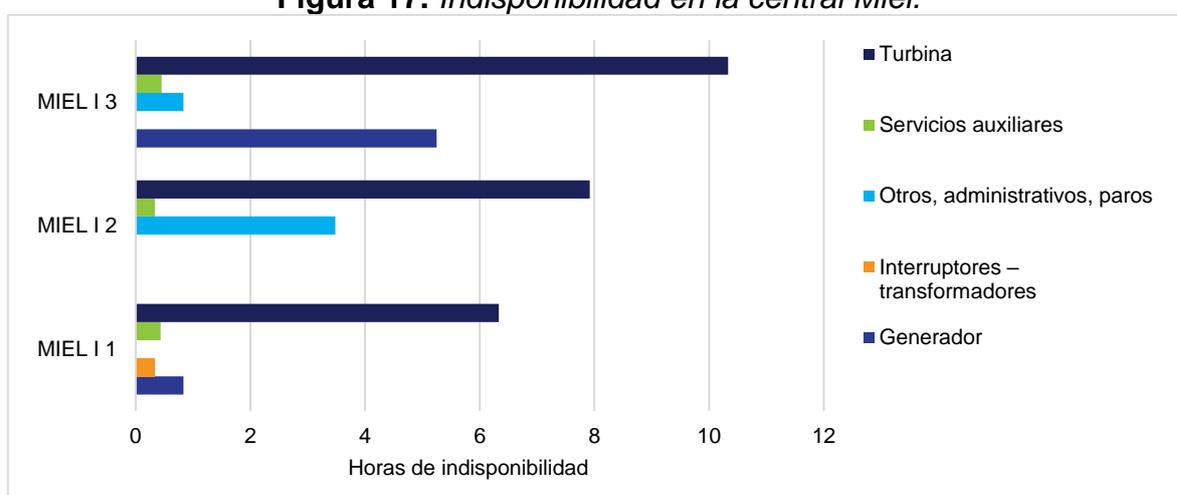


Fuente: XM – elaboración DTGE.

➤ **Miel**

La central Miel presentó cerca de 36 horas de indisponibilidad sin tomar en cuenta los mantenimientos programados, lo cual le permite tener una disponibilidad cercana al 93% para la planta.

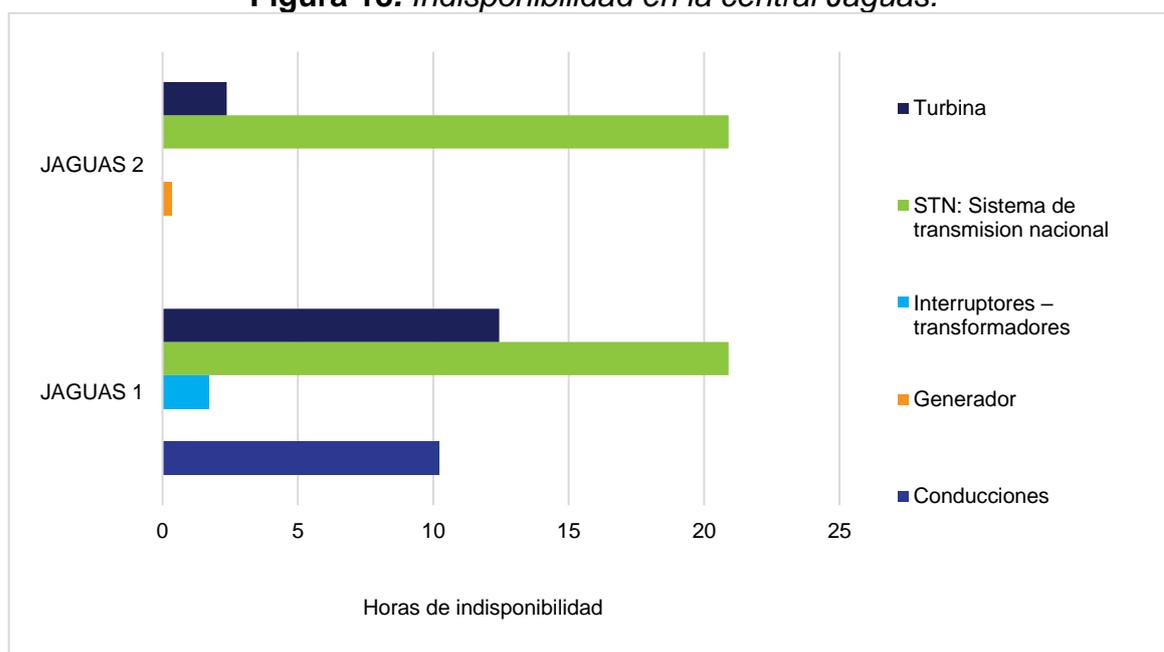
Figura 17. Indisponibilidad en la central Miel.



Fuente: XM – elaboración DTGE.

➤ **Jaguas**

Figura 18. Indisponibilidad en la central Jaguas.



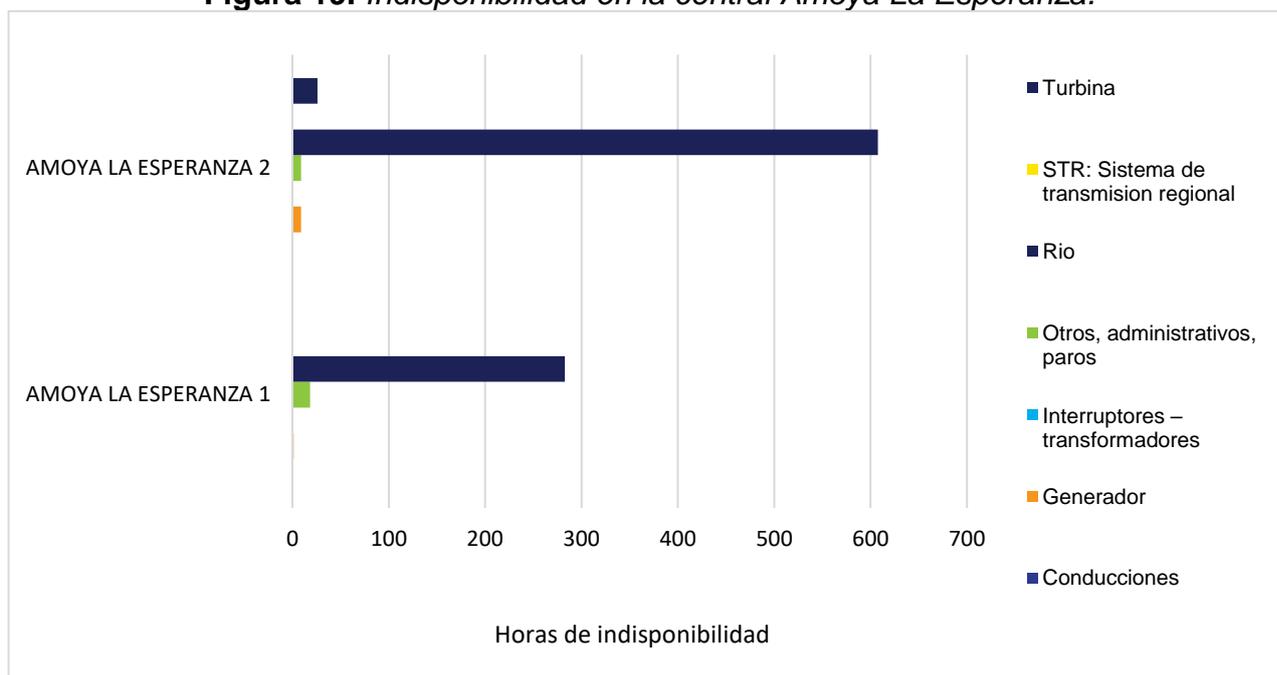
Fuente: XM – elaboración DTGE.

La central Jaguas presentó un índice de disponibilidad cercano al 85,4% y 97,2% para las unidades 1 y 2, respectivamente. El mayor número de horas de indisponibilidad fue causado por fallas en el STN, sin tener en cuenta los mantenimientos programados, lo cual causó que las dos unidades estuvieran indisponibles.

➤ **Amoyá, La Esperanza**

Amoyá, La Esperanza, presentó el mayor número de indisponibilidad debido a la causa «río», el cual es el único recurso energético para la central, con cerca de 890 horas, por lo cual su disponibilidad en el año 2021 fue menor a la de otras plantas de ISAGEN con 90,9% y 87% para las unidades 1 y 2 respectivamente.

Figura 19. Indisponibilidad en la central Amoyá La Esperanza.

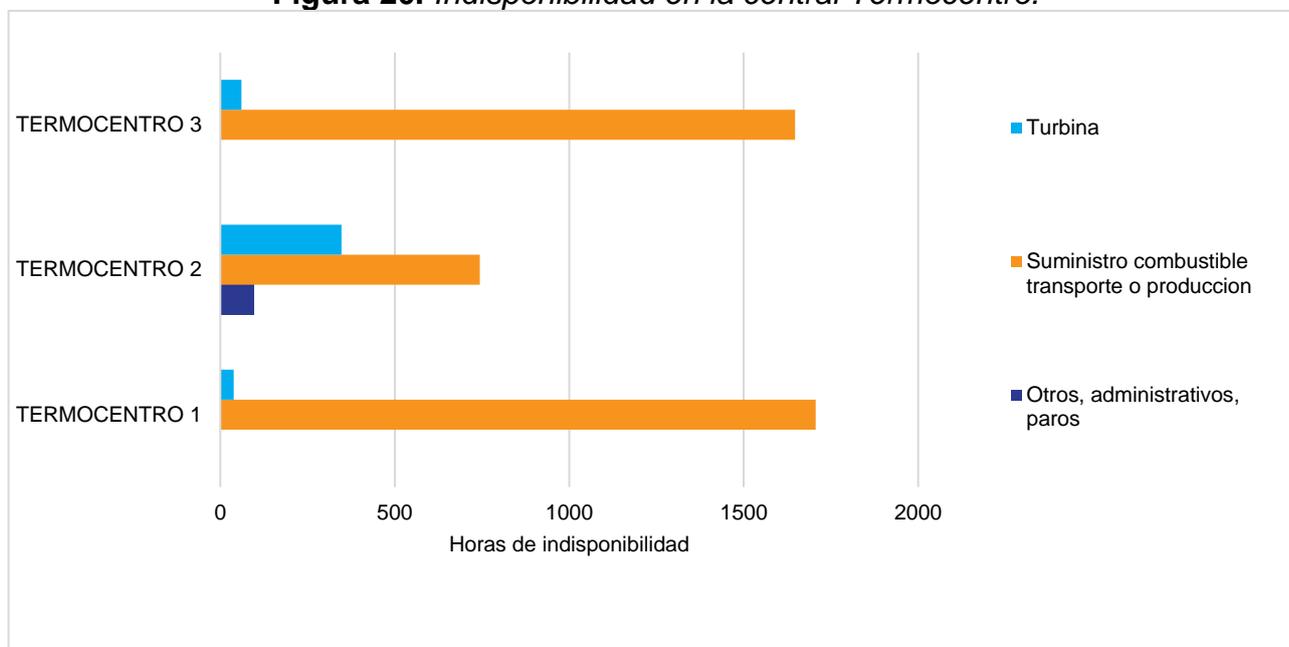


Fuente: XM – elaboración DTGE.

➤ **Termocentro**

La central Termocentro presentó el menor porcentaje de disponibilidad de las unidades representadas por ISAGEN, esto debido a indisponibilidad por suministro, ocasionado al no contar con un contrato de suministro, lo cual generó 4097 horas de indisponibilidad por esta causa. En el año 2022 Termocentro continúa sin contrato de combustible.

Figura 20. Indisponibilidad en la central Termocentro.



Fuente: XM – elaboración DTGE.

4.4.4 Aspectos comerciales

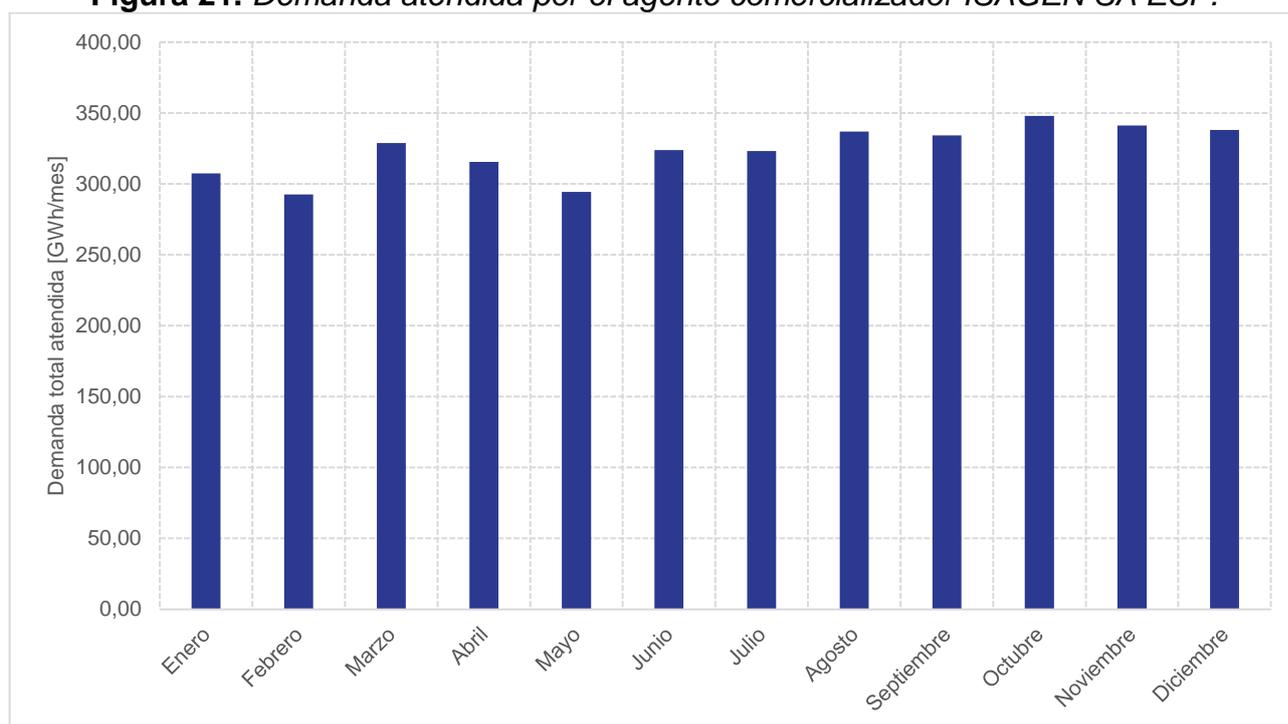
El análisis de los aspectos comerciales de ISAGEN se dividió en su papel como generador, donde, en el año 2021, continuó siendo un agente destacado del mercado, participando en el 22% de la generación real del SIN; por otro lado, en su papel de comercializador atendió en promedio a 216 usuarios industriales. En función de lo anterior, el desarrollo del presente tópico se dividió en dos temas principales; en primer lugar, se inspeccionaron aspectos relacionados con la participación de la empresa en el Mercado de Energía Mayorista (MEM); en segundo lugar, se verificó el cumplimiento del Código de Medida en las fronteras comerciales de la empresa.

4.4.4.1 Mercado de Energía Mayorista (MEM)

ISAGEN comercializador, participa como vendedor en el mercado de contratos solamente para atender usuarios no regulados. En lo que tiene que ver con el MEM, ISAGEN como generador, vende contratos a mayoristas que atienden mercado regulado, no regulado y a generadores que requieren respaldo. Adicionalmente, ISAGEN participa en el mercado spot y tiene obligaciones de energía en firme relacionadas con el cargo por confiabilidad.

En cuanto a la atención de la demanda, se puede destacar que ISAGEN solo atiende demanda de tipo no regulado, con una energía demandada entre 300 y 350 GWh/mes aproximadamente, tal como se ve en la **Figura 21**.

Figura 21. Demanda atendida por el agente comercializador ISAGEN SA ESP.



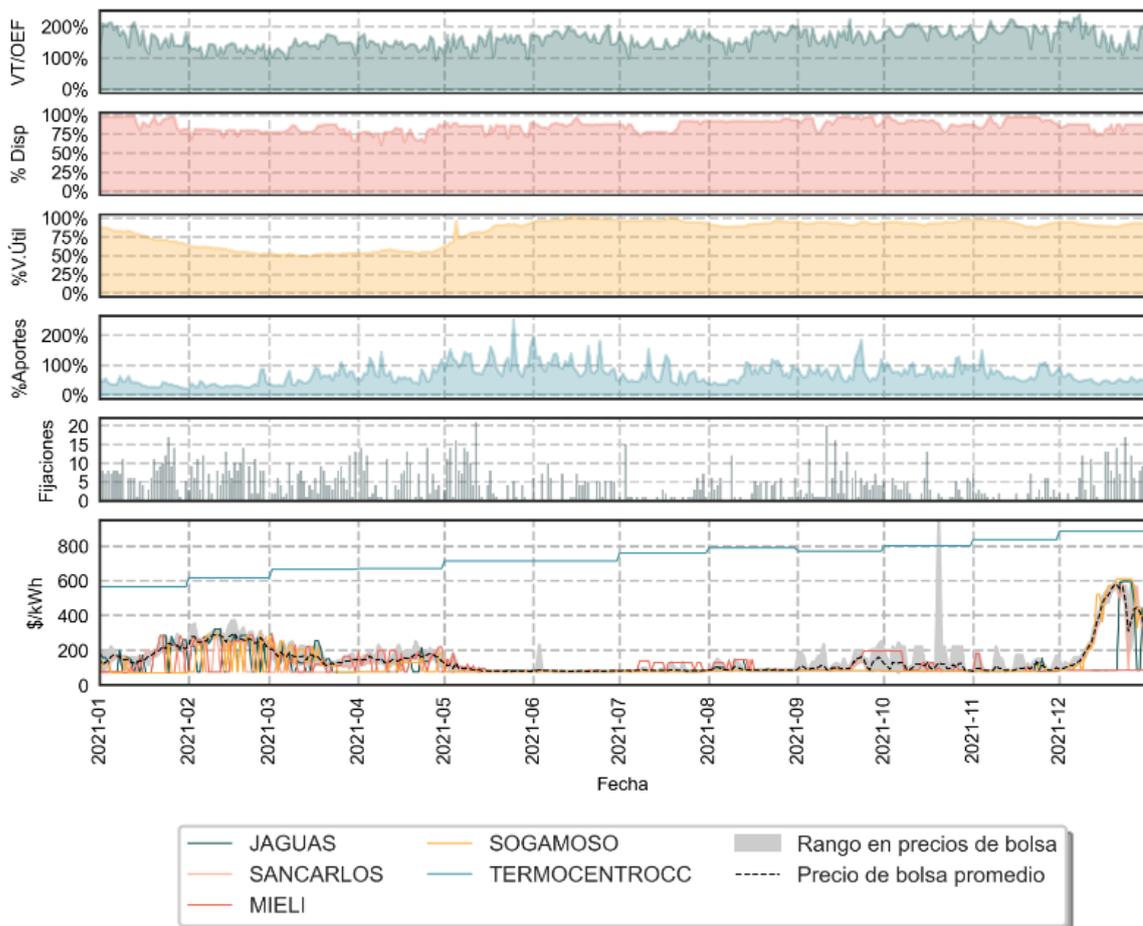
Fuente: Cálculos propios con base en Sinergox.

Así mismo, el 100% de la demanda atendida por el comercializador está cubierta mediante contratos bilaterales. En este sentido, el comercializador no se verá expuesto a los precios de bolsa para la atención de la demanda.

4.4.4.1.1 Precios ofertados vs otras variables del agente

La *Figura 22* permite comparar los precios de oferta del agente contra variables físicas como porcentajes de aportes, disponibilidad y volumen útil agregados del agente para el periodo de análisis de la evaluación (2021). En general, se observa que, el agente tiene una sobrecapacidad que le permite cubrir sus obligaciones y participar de forma significativa en el mercado spot, mientras mantiene una disponibilidad importante. Ha mantenido un volumen útil cercano a 100% durante gran parte del año, ha recibido aportes significativos y ha tenido una participación importante en las fijaciones del precio de bolsa.

Figura 22. Demanda atendida por el agente comercializador ISAGEN SA ESP.
ISAGEN S.A. E.S.P.



Fuente: Cálculos propios con base en Sinergox.

Las siguientes secciones entran en detalle sobre estas variables y permiten entender mejor el funcionamiento de este agente.

4.4.4.1.2 Ventas totales de energía y participación en bolsa

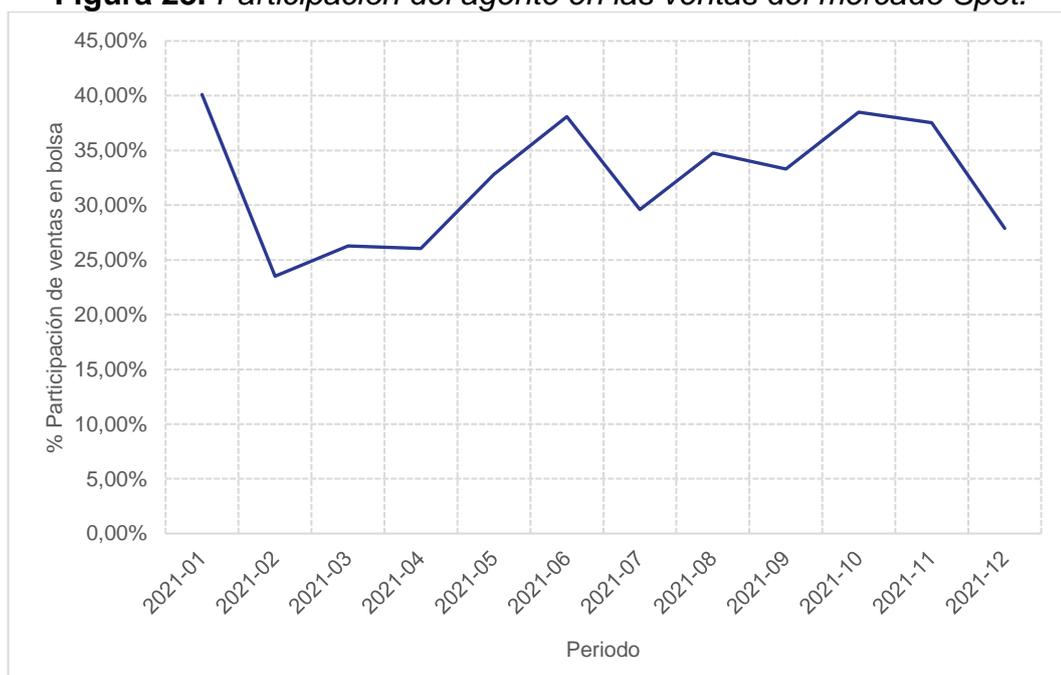
La primera sección de la Figura 22 muestra las ventas totales de energía relacionadas contra las obligaciones de energía en firme, observándose, que este indicador fue muy superior a 100% durante todo el 2021. Esto quiere decir que el agente vende mucha más energía de la que está obligado.

Durante el primer trimestre, es cuando este indicador es más cercano a 100%, sin embargo, siempre es superior, lo que indica que este agente tiene excedentes importantes de capacidad

para cubrir sus obligaciones y venderlas ya sea en contratos o en bolsa. Las ventas totales llegaron a ser en algunos momentos superiores al doble de sus obligaciones de energía firme, lo cual muestra una solidez importante en la capacidad de este agente para cubrir sus obligaciones asignadas y para aportar energía adicional al sistema. Esto quiere decir que el agente no tiene riesgos potenciales observables en el cumplimiento de sus obligaciones de energía en firme.

Dado que el agente ISAGEN cuenta con amplios excedentes para vender en bolsa, se presenta la participación en las ventas del mercado spot en la **Figura 23**. El agente tiene una participación importante en este mercado, llegando a contar con más de 30% de las ventas en bolsa del mercado Spot. Es de resaltar que, durante los meses de febrero, marzo y diciembre de 2021, meses en los que el precio de bolsa fue muy superior al resto del año, la participación en las ventas del mercado Spot fueron menores a otros meses, y se posicionaron en 23,5%, 26,3% y 27,9% respectivamente. Esto es resultado del aumento de la participación de otros agentes que entran en este mercado cuando los precios aumentan, sin embargo, su participación no deja de ser significativa.

Figura 23. Participación del agente en las ventas del mercado Spot.



Fuente: Cálculos propios con base en Sinergox

4.4.4.1.3 Contratación con agentes vinculados y no vinculados

Para la contratación del agente generador, las Tabla 11 a Tabla 14, muestran el número de contratos, el precio promedio ponderado y la energía promedio diaria para los contratos vigentes durante el año 2021 donde el agente generador ISAGEN se registra como vendedor y los agentes vinculados y no vinculados como compradores.

Ahora bien, en cuanto al mercado regulado, solo se tienen contratos con agentes no vinculados, correspondientes a 46 contratos tipo pague lo contratado y un contrato tipo pague lo demandado. Esta información corresponde con la información presentada en el numeral 4.4.4.1; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, donde se establece que ISAGEN como comercializador no atiende demanda regulada.

Tabla 11. *Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo pague lo contratado en el mercado regulado.*

Agente generador	Tipo de vinculación	Número contratos	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]
ISGG	Vinculado	0	0	0
ISGG	No vinculado	46	237,29	13191,27

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM.

Tabla 12. *Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo pague lo demandado en el mercado regulado.*

Agente generador	Tipo de vinculación	Número contratos	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]
ISGG	Vinculado	0	0	0
ISGG	No vinculado	1	240,38	35,34

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM.

Por otro lado, para la contratación en el mercado no regulado, se destaca el contrato tipo pague lo demandado con el agente vinculado mostrado en la Tabla 14, donde el generador transfiere en promedio 10 648,27 MWh/día al comercializador para atención de demanda y

ventas en contratos a un precio de 159,52 \$/kWh, el cual es un precio que se ubica por debajo de los promedios del mercado.

Tabla 13. *Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo pague lo contratado en el mercado no regulado.*

Agente generador	Tipo de vinculación	Número contratos	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]
ISGG	Vinculado	0	0	0
ISGG	No vinculado	40	218,34	10072,15

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM

Tabla 14. *Contratos entre agentes vinculados y no vinculados tipo pague lo demandado en el mercado no regulado.*

Agente generador	Tipo de vinculación	Número contratos	Precio promedio [\$/kWh]	Energía total diaria [MWh]
ISGG	Vinculado	1	159,02	10648,27
ISGG	No vinculado	3	191,36	336,44

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM

4.4.4.1.4 Disponibilidad real e índice de cobertura de Obligaciones de Energía Firme comparado con la disponibilidad comercial

En cuanto a su disponibilidad real (Figura 22), la misma fue en general, superior al 75%. En este sentido, el agente no requiere toda su disponibilidad para atender sus compromisos en el mercado de energía mayorista. Así mismo, es en los momentos en que el agente usa casi toda su disponibilidad, que sus ventas aumentan a cerca 200% de sus OEF, como se observa en los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2021.

Por otro lado, ISAGEN cuenta con Obligaciones de Energía Firme para las plantas Sogamoso, Termocentro, Jaguas, San Carlos y Miel I, para el año 2021. En este sentido, la disponibilidad comercial diaria para estas plantas debe ser superior a sus Obligaciones de Energía Firme, para poder recibir la remuneración asociada al Cargo por Confiabilidad. La disponibilidad comercial de las plantas comprende tanto la disponibilidad real, así como los posibles respaldos asociados a los anillos de seguridad, entre ellos los contratos de respaldo y la Demanda Desconectable Voluntaria (DDV).

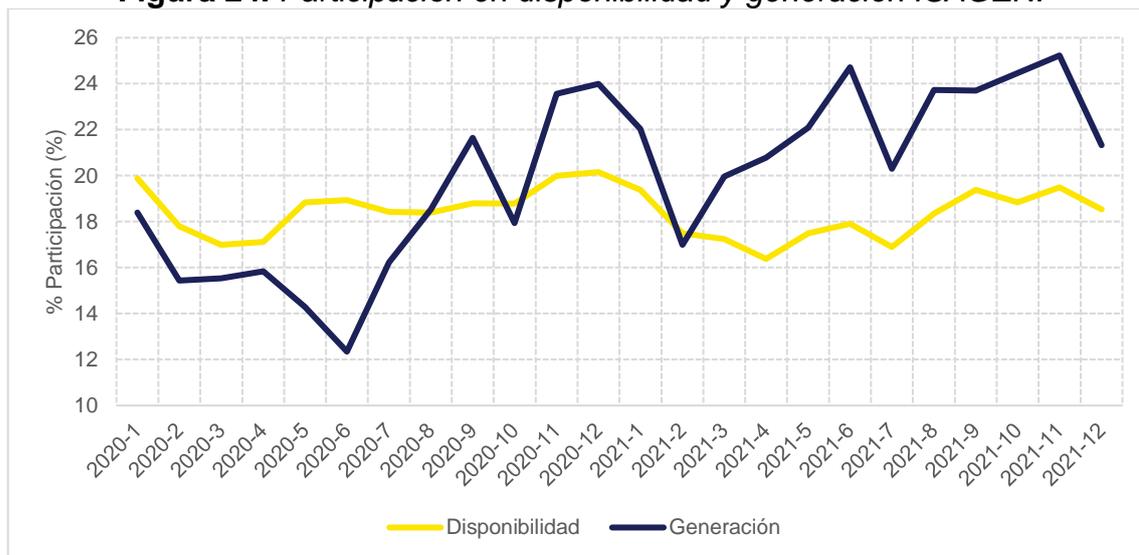
Ahora bien, si se analiza el año 2021, se evidencia que la planta Jaguas tuvo dos días donde su disponibilidad comercial fue inferior a sus OEF asignadas, sin embargo, la cobertura alcanza un 99%, es decir, el 99% de las OEF fueron cubiertas con la disponibilidad gestionada. Por otro lado, la planta Sogamoso presenta un único día donde su disponibilidad comercial no es suficiente para cubrir sus OEF, manteniendo una cobertura del 90%.

Es importante destacar que la remuneración que reciben las plantas para los días donde su disponibilidad comercial no es suficiente para cubrir sus OEF, es proporcional a la cobertura que la planta pueda gestionar con disponibilidad comercial. Es decir, Sogamoso recibió el 90% de la remuneración el día que la disponibilidad fue menor a la OEF.

4.4.4.1.5 Participación en la disponibilidad y en la generación

El agente ISAGEN tiene una participación importante en el mercado de energía mayorista, tanto en disponibilidad como en generación. Como se observa en la **Figura 24**, su participación en la disponibilidad para generar energía se encuentra alrededor de 18%, mientras que su participación en la generación real aumentó durante 2021 al compararse con 2020.

Figura 24. Participación en disponibilidad y generación ISAGEN.



Fuente: Cálculos propios con base en Sinergox.

Es de resaltar, que el portafolio de generación de este agente es principalmente hídrico, por lo que su participación en la generación disminuye en los periodos secos, por lo que se observa

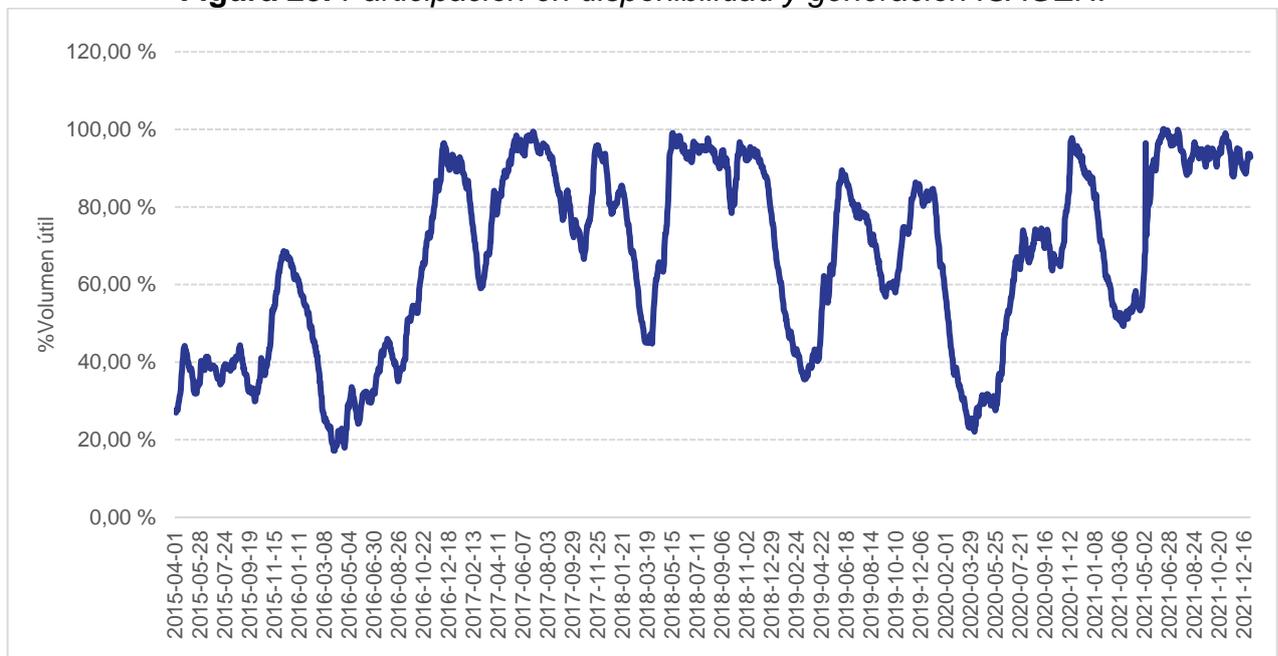
que, dado que se presentó un fenómeno del niño en 2020, su generación disminuyó en participación a cerca de un 12%. Así mismo, durante el periodo de verano de 2021, su generación para febrero y marzo fue baja con relación al año 2021, siendo para febrero de 16,98% y para marzo de 19,97%.

Por otro lado, en virtud de que el año 2021 presentó un fenómeno de la niña, y el mismo tuvo un alto incremento en lluvias y aportes a los embalses, la participación en generación desde abril de 2021 ha aumentado significativamente; aumentó por encima del 20%.

4.4.4.1.6 Volumen útil

En cuanto al volumen útil presentado en la Figura 22, es claro que ISAGEN gestionó su embalse para que su volumen útil agregado no fuera inferior a 50%, durante el periodo de verano hasta mediados de marzo, manteniéndose durante abril y aumentando a cerca de 100% durante mayo, donde se ubicó la mayor parte del año.

Figura 25. Participación en disponibilidad y generación ISAGEN.



Fuente: Cálculos propios con base en Sinergox.

Es de resaltar que, dado que hubo fenómeno de la niña durante 2021, se dieron aportes importantes desde mediados de marzo, lo que hizo aumentar el volumen útil del agente

nuevamente. Al comparar este volumen útil con otros años, se observa que para 2021 el nivel de volumen útil mínimo del agente fue superior a los últimos cuatro años (ver **Figura 25**).

En cuanto al cumplimiento de la Resolución CREG 127 de 2020, el agente indicó que su plan de respuesta es tener un factor de seguridad donde ningún embalse sea inferior al 30%, lo cual es claro del volumen mínimo alcanzado durante 2021 de forma agregada (50%).

De todas formas, es de resaltar, que la diferencia porcentual de 20 puntos entre el factor de seguridad y lo alcanzado, supone un ejercicio adicional y holgado, que permite al agente asegurar aún más la recuperación de su embalse en el momento de aumento de aportes para llegar a cerca del 100% y, adicionalmente, como protección adicional frente a la senda de referencia que inició el primero de diciembre de 2020 (Resolución CREG 209 de 2020), manteniendo su posición como agente principal dentro del mercado de energía mayorista.

4.4.4.1.7 Relación entre aportes y precios de bolsa para el agente

En esta sección se analiza si existe alguna relación entre potenciales bajos aportes y el precio de bolsa. Para esto, se calcula un indicador de aportes bajos de la siguiente manera:

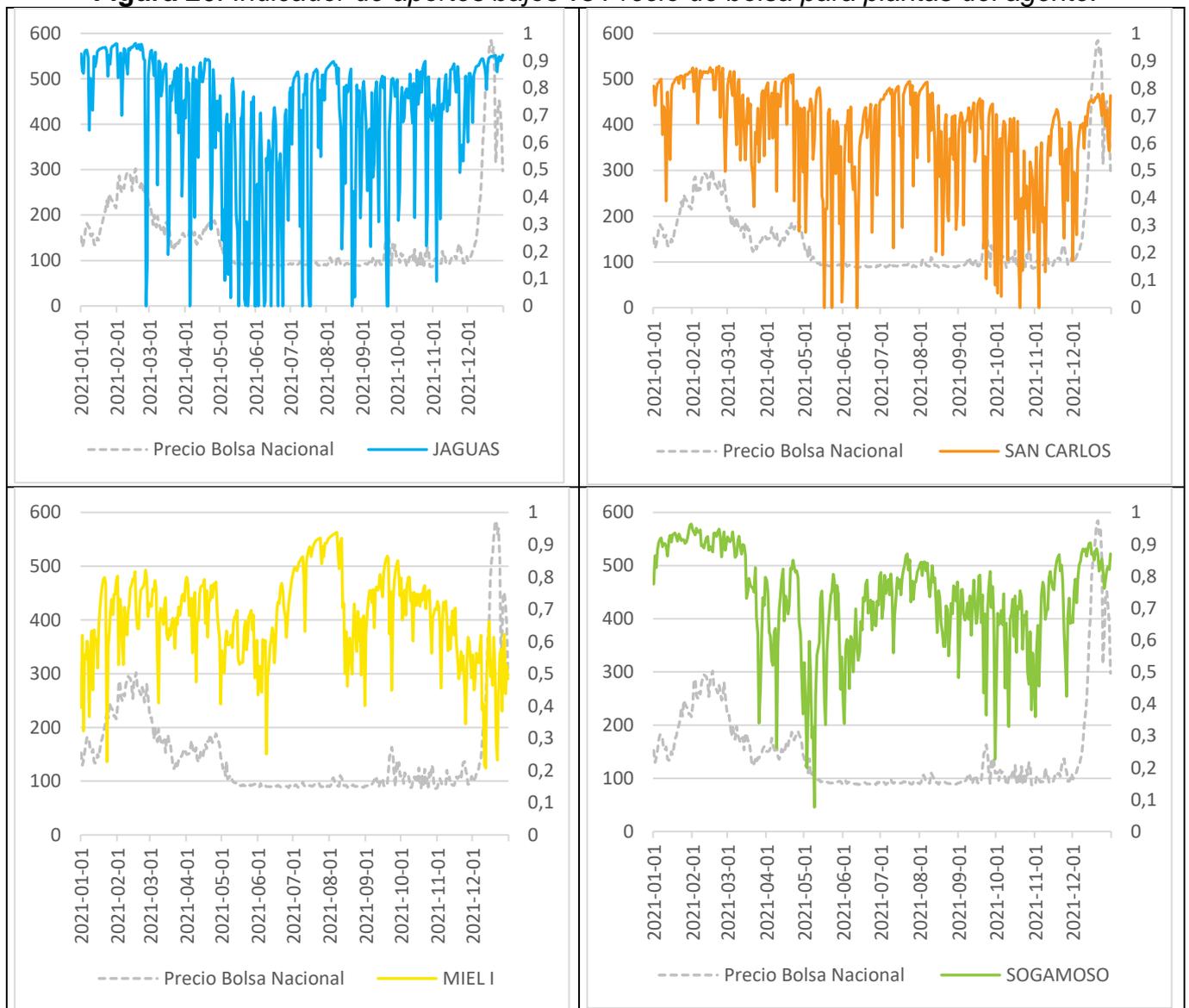
$$AAB = 1 - \frac{(Ap \text{ día} - App14minh)}{App14maxh - App14minh}$$

Donde *Ap día* son los aportes del día, *App14minh* son los aportes mínimos históricos del promedio de 14 días anteriores a cada día de aportes, para todos los días desde el año 2000, y *App14maxh* son los aportes máximos históricos del promedio de 14 días anteriores a cada día de aportes, para todos los días desde el año 2000. Este indicador compara los aportes del día analizado, contra los aportes mínimos y máximos promedio de 14 días y se usa para verificar el comportamiento de cada planta frente al aumento de precios de bolsa observado en el sistema (ver **Figura 26**).

Se espera que, si este indicador es bastante alto, el agente aumente el precio de su oferta, dado que ha percibido aportes bajos con relación a este promedio de 14 días y, consecuentemente, si hay varias plantas en el sistema que ven este indicador alto, es probable que el precio de bolsa aumente. Esto se observa claramente en la **Figura 26**, donde se ven

momentos en los que el aumento del precio de bolsa (línea gris punteada para todas las plantas) se puede correlacionar con el aumento del indicador para las plantas más importantes del agente, lo cual permite verificar, que el aumento del precio de bolsa es consecuencia tanto del grado de participación del agente en las fijaciones del mercado como de la disminución de aportes para varias plantas de este agente, la cual conlleva al aumento del riesgo percibido por el agente y a su vez, al aumento de precios en sus ofertas diarias.

Figura 26. Indicador de aportes bajos vs Precio de bolsa para plantas del agente.



Fuente: Cálculos propios con base en Sinergox.

En particular, durante el periodo de verano de 2021, se observa que para las plantas Jaguas, San Carlos, y Sogamoso, este indicador fue superior a 0,8, registrándose entonces bajos aportes y observándose un aumento significativo en el precio de bolsa.

Por otro lado, se observa un aumento significativo del precio de bolsa a finales de 2021, que es correlacionable con la disminución de aportes percibidos en las plantas Sogamoso y Jaguas principalmente. Es de anotar, que la planta San Carlos, tiene muy baja regulación, por lo cual en eventos en el que el precio de bolsa aumenta, esta planta está obligada a aumentar sus precios en la misma medida, por lo que, aunque para esta planta el indicador no supera claramente 0,8 a finales de 2021, sus precios de oferta aumentaron significativamente durante diciembre de 2021 al mismo nivel de las otras plantas de este agente.

4.4.4.1.8 Fijaciones de precio de bolsa en el mercado

Durante el año 2021, ISAGEN tuvo 1485 fijaciones de precio de bolsa (Tabla 15), siendo San Carlos, con 893 fijaciones, la planta que más fijó, seguida de Miel 1 y Sogamoso con 271 y 185 fijaciones respectivamente. Al compararse con los aportes agregados del agente, se observa que el mismo, tuvo precios altos cuando los aportes fueron sostenidamente bajos a principios de 2021 y disminuyeron cuando los aportes aumentaron, a mediados de marzo.

A final de diciembre de 2021 se observa que el agente tenía mayores aportes que en febrero de 2021, sin embargo, los precios de fijación fueron significativamente mayores a febrero. La

Tabla 15. Precios promedio fijados por ISAGEN por planta.

presenta los precios promedios mensuales fijados por cada planta para cada mes de 2021.

Tabla 15. Precios promedio fijados por ISAGEN por planta.

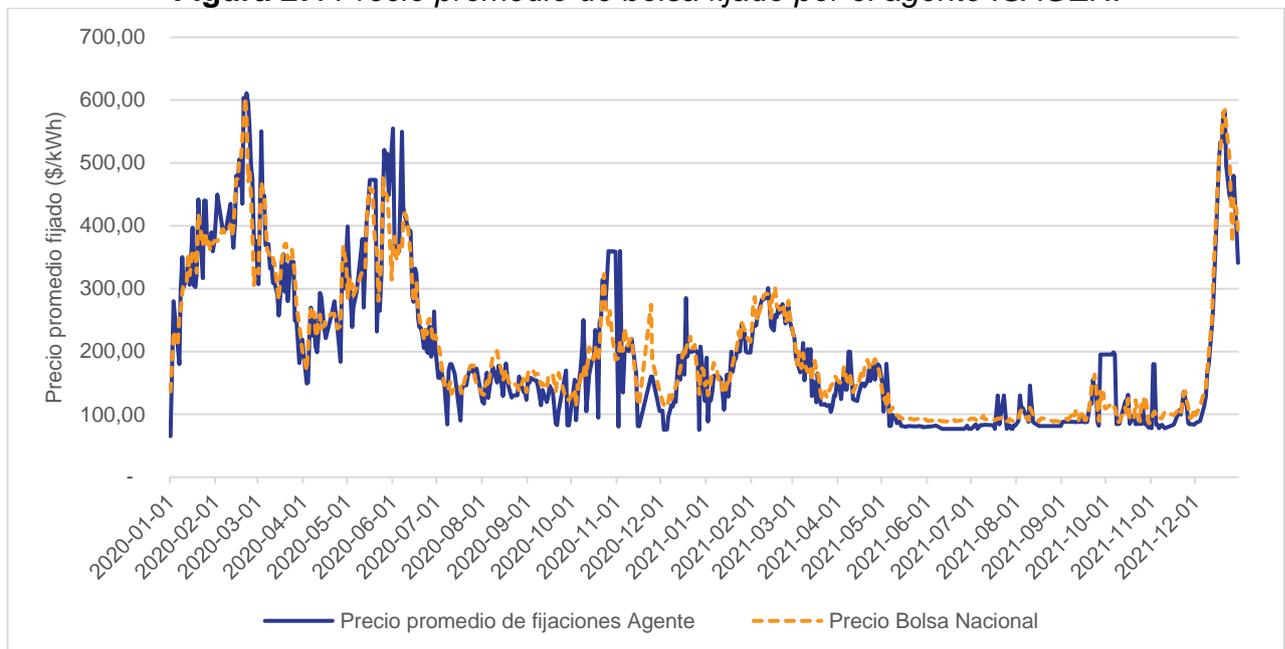
Planta	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
JAGUAS	173,2	279,1	144,9	137,8	81,4	76,9	79,5	89,9	N/A	N/A	86,0	82,9
SAN CARLOS	186,2	247,7	130,9	146,0	100,7	79,3	82,3	83,5	98,2	108,3	90,5	428,7
MIEL1	150,6	255,3	134,2	174,7	97,3	76,9	92,5	112,8	139,3	140,4	135,9	N/A
AMOYA	75,2	N/A	N/A	N/A	81,7	N/A	82,7	87,5	87,8	84,8	83,6	89,2
SOGAMOSO	131,9	277,9	176,3	147,2	N/A	76,9	76,6	81,5	81,8	N/A	95,0	332,1

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de despacho de contratos de XM.

4.4.4.1.9 Precio promedio de las fijaciones de precio de bolsa en el Mercado de Energía Mayorista

La **Figura 27** presenta la evolución de los precios promedio mensual que el agente ISAGEN fijó en el mercado durante 2020 y 2021, es decir, el promedio ponderado de los precios de las plantas que fijaron precio de bolsa por las horas en que lo hicieron. Así mismo, se muestra el precio de bolsa nacional promedio fijado en el sistema para fines de comparación.

Figura 27. Precio promedio de bolsa fijado por el agente ISAGEN.



Fuente: Cálculos propios con base en Sinergox.

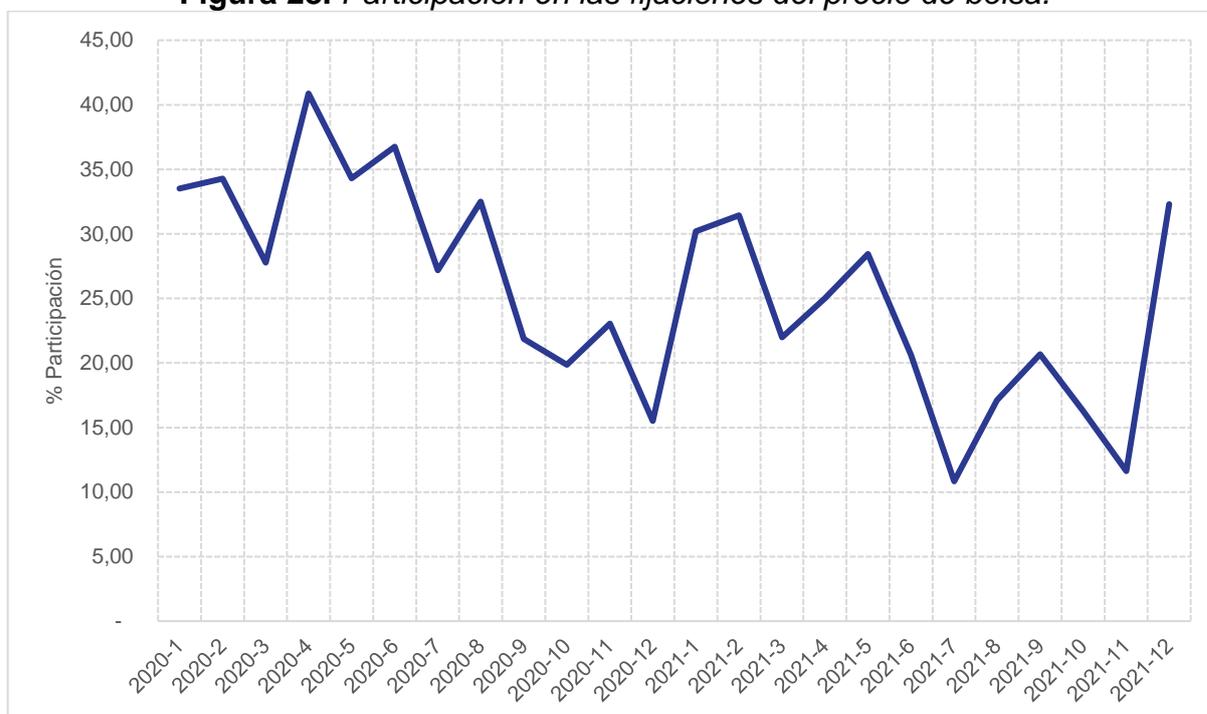
Durante 2020, en el cual hubo fenómeno del niño, se observa que se dieron periodos de fijaciones de precios altos por parte del agente, llegando a superar 400 \$/kWh y, en momentos específicos, llegó a fijar por encima de 600 \$/kWh. Por otro lado, durante 2021, se observaron varios periodos: de enero a abril, el agente fijó precios entre 200 y 300 \$/kWh; entre abril y noviembre se observaron precios de fijación relativamente bajos, cercanos al mínimo regulatorio con esporádicos aumentos, y en diciembre de 2021, se observaron precios de fijación altos, por encima de 400 \$/kWh pese a tenerse condiciones de la niña.

4.4.4.1.10 Participación en las fijaciones de precio de bolsa en el mercado

Con relación a las fijaciones del precio de bolsa, ISAGEN, ha disminuido en promedio su participación desde 2020, como se observa en la **Figura 28**. Durante 2020, para más de 7 meses su participación estuvo por encima de 25%, de los cuales, 6 superaron 30%.

Durante 2021, el agente tuvo tres meses en los que fijó más de un 30% el precio de bolsa (enero, febrero y diciembre).

Figura 28. Participación en las fijaciones del precio de bolsa.



Fuente: Cálculos propios con base en Sinergox.

4.4.4.2 Código de Medida

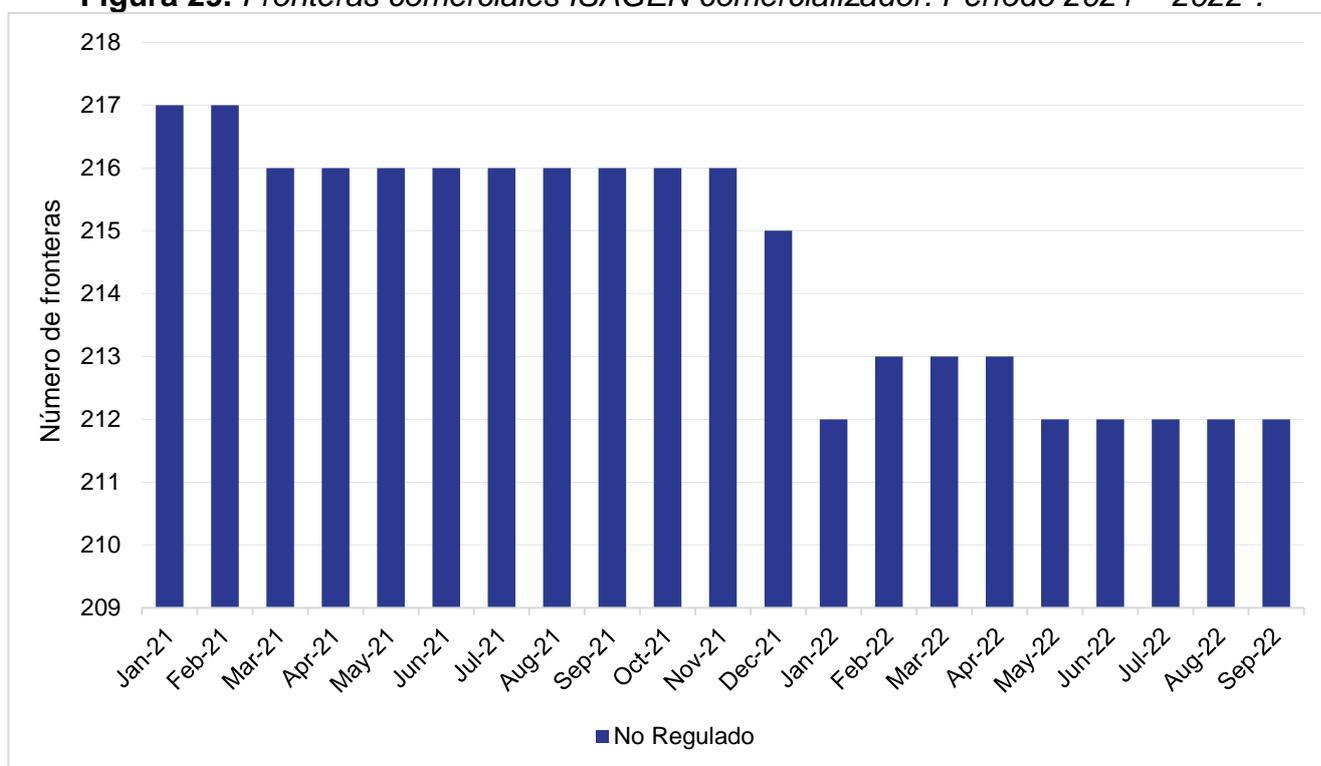
En línea con los anteriores análisis, este segmento se divide en el análisis para ISAGEN comercializador, y el análisis para ISAGEN en su función de generador.

4.4.4.2.1 ISAGEN comercializador

ISAGEN comercializador cuenta, con corte al mes de septiembre de 2022, con un total de 212 fronteras comerciales con reporte al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales

(ASIC), correspondiente a usuarios industriales. Por otro lado, ISAGEN generador, con corte a la misma fecha, cuenta con 55 fronteras comerciales, de las cuales 30 son de generación, y las 25 fronteras restantes son de consumos propios de las unidades de generación. En la Figura 29 se observa la evolución de las fronteras registradas ante el ASIC por ISAGEN comercializador, en el período 2021 y lo corrido de 2022.

Figura 29. *Fronteras comerciales ISAGEN comercializador. Período 2021 – 2022².*



Fuente: XM SA ESP – elaboración: DTGE.

Se observa que el número de fronteras de ISAGEN comercializador se ha mantenido por encima de 212 en los últimos 21 meses. Del total de fronteras, el 21,7% se conecta a las redes de ENEL COLOMBIA SA ESP, el 16,4% a las redes de EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN ESP, el 12,7% a las redes de AIR-E SAS ESP, mientras que el 49,5% restante se distribuye entre otros catorce OR. Dadas las características del mercado del prestador, donde predominan los usuarios industriales, el 88,2% de las fronteras se conectan a los niveles de

² Información con corte a 30 de abril de 2022, a partir de lo publicado en el portal Sinergox de XM SA ESP Disponible en la página web del administrador del mercado: <https://sinergox.xm.com.co/dmnd/Paginas/Informes/EvolucionFrtComerciales.aspx>

tensión 2 y 3, un 9,9% se conecta por encima de esos niveles de tensión (NT), y tan solo el 1,9% de las fronteras se conecta a NT1.

En virtud de la información remitida por el prestador, esta Superintendencia procedió a verificar el cumplimiento del sistema de medición a los requisitos generales de las fronteras comerciales, de acuerdo con el artículo 8 de la Resolución CREG 038 de 2014.

Para el registro y lectura de la información relacionada con el consumo, acorde con el artículo 15 de la Resolución CREG 038 de 2014, ISAGEN emplea esquemas de interrogación remota de los medidores de las fronteras comerciales. El sistema de telemedición empleado por la empresa se soporta en la plataforma PRIMEREAD del proveedor PRIMESTONE, donde se efectúa la interrogación remota, procesamiento y almacenamiento de las lecturas desde el Centro de Gestión de Medida (CGM) del prestador hasta los sistemas de medición de las fronteras que cuentan con módems GPRS o Ethernet. La **Figura 30** muestra el esquema de comunicación empleado por el prestador para la interrogación remota de los medidores, y el posterior registro al ASIC.

Figura 30. Esquema general de telemedida desde el CGM.



Fuente: ISAGEN.

ISAGEN utiliza la plataforma de telemedida PRIMEREAD, conectada a la red corporativa de la empresa, a través de la cual realiza la indagación sistemática y automatizada de los medidores

de sus usuarios. La telemedida se comunica de manera directa con los sistemas de medición de las fronteras, ya sea bajo la ejecución nocturna de rutinas de interrogación, o de manera manual. El software de telemedida ha sido configurado con los factores multiplicadores que corresponden a los diferentes medidores, con el objetivo de obtener el dato real de consumo para aquellas fronteras que cuentan con medida semidirecta o directa.

Para interrogar a los medidores ISAGEN cuenta, a partir de sus tecnologías disponibles, con dos posibilidades; en primer lugar, se contempla la conexión por medio de internet, a partir de un modem con puertos Ethernet y firewall ubicados en la frontera comercial, en donde el usuario deberá aprovisionar un acceso a Internet que ofrezca una dirección IP pública estática, como requerimiento básico para su funcionamiento; en segundo lugar, a partir de una red celular, donde se incluye la utilización de un modem celular y firewall embebido en las instalaciones del cliente. Para esta modalidad, el CGM cuenta con una solución por modem celular, conforme con el ancho de banda requerido para recibir la totalidad de las comunicaciones con los medidores.

El área de CGM de ISAGEN programa el software PRIMEREAD para interrogar los medidores en cada hora del día, incluyendo el período nocturno; adicionalmente, y de acuerdo con lo informado por la empresa, dentro del proceso de crítica³ de las lecturas, en el caso de encontrar comportamientos irregulares en el consumo, se informa al ASIC para que realice la estimación del consumo, en línea con lo estipulado por el Código de Medida, hasta que ISAGEN logre la normalización de la medida. Para el anterior proceso, el personal del CGM revisa diariamente y a primera hora los resultados de la interrogación automática e identifica aquellas fronteras que presentaron algún inconveniente en el proceso.

Una vez validada y procesada la información recolectada a través de los procesos automáticos del software, son generados los datos de consumo, y posteriormente enviados a través del CGM de ISAGEN al aplicativo web definido por el ASIC, en un período no mayor a las 48 horas

³ ISAGEN cuenta con un proceso de validación de la información recolectada, la cual evalúa las posibles inconsistencias, ejecutando un programa que valida las desviaciones de bandas de confianza para cada usuario, las diferencias por fuera de rango entre medidores principal y respaldo, la validación de los datos publicados en XM, el conteo de las fronteras reportadas, el conteo de fronteras faltantes, y la correcta aplicación del factor de STN para cada usuario.

siguientes al día de operación, de acuerdo con lo establecido por la Resolución CREG 038 de 2014. El prestador ha definido un protocolo para aquellos casos en que no disponga de comunicación para la conexión con el ASIC, que consiste en enviar por medios alternos (transferencia electrónica de archivos, fax o teléfono) los datos de consumo de las fronteras, los cuales serán empleados para los procesos de facturación de la empresa, y la etapa de liquidación por parte de XM.

Sobre los mecanismos de seguridad física e informática mencionados en el artículo 17 de la Resolución CREG 038 de 2014, el prestador menciona que adopta medidas para cifrar la información en tránsito entre el módem con firewall embebido instalado en el cliente y el Firewall del CGM, por medio de una VPN (Red Privada Virtual); adicionalmente, ISAGEN cuenta con una VPN utilizando certificados digitales para el intercambio de información entre el ASIC y el CGM, en línea con el Acuerdo CNO 701 de 2014.

De acuerdo con lo anterior, se observa que el CGM de ISAGEN cuenta con un conjunto de herramientas, las cuales, siendo ejecutadas de manera adecuada, permiten alcanzar controles redundantes de telemetría y telegestión que son necesarios en la operación diaria y periódica de la telemedida; así mismo, se observan protocolos de protección y seguridad de los datos que se encuentran acordes con la normatividad estipulada en el Código de Medida.

Finalmente, esta Superintendencia procedió a analizar la base de datos de fronteras remitida por el prestador, con el objetivo de verificar el cumplimiento al Código de Medida. Al respecto, se encontraron dos situaciones que, en principio, se entendieron como un presunto incumplimiento. Lo primero, en relación con los medidores de energía reactiva, se observó que el prestador señalaba que las fronteras analizadas no tenían dichos medidores; no obstante, se advirtió que los medidores principales cuentan con la función de energía reactiva, y se encontraban calibrados en los cuatro cuadrantes, salvo siete fronteras que tendrán procesos de mantenimiento entre septiembre y diciembre de 2022. Por lo tanto, el prestador tendrá que actualizar dicha información, realizar los respectivos mantenimientos en lo que resta del año, y anunciar a esta Superintendencia el resultado de dicho proceso.

Por otro lado, revisando la información remitida por la empresa, se observaron catorce⁴ fronteras comerciales para las cuales la exactitud de los transformadores de corriente estaba por fuera de los valores exigidos por la Resolución CREG 038 de 2014; no obstante, al indicarse al personal de ISAGEN sobre este hallazgo, la empresa aclaró que era una inconsistencia en la base de datos, y que estos transformadores de corriente sí cumplían con el nivel de exactitud requerido. Atendiendo lo anterior, ISAGEN remitió a esta entidad los certificados de calibración de dichos transformadores, donde se pudo confirmar el correcto cumplimiento de los requisitos regulatorios.

Sobre el CGM, en la página WEB del prestador se encuentra publicado el Informe Anual de Operación del CGM del que habla el artículo 40 y el anexo 3 de la Resolución CREG 038 de 2014, este informe reúne la operación de ISAGEN en su calidad de comercializador. En dicho informe se reporta una reducción anual de 8,5% en el total de fronteras comerciales registradas ante el ASIC, al cierre del año 2021. En este año el Representante de Frontera (RF) realizó una verificación inicial en los sistemas de medición, y acumuló un total de 79 595 horas de interrogación, de las cuales 74 840 fueron de manera remota y 4756 en sitio. Dentro de los procesos de crítica de la lectura, el 34,8% de las lecturas fueron sometidas a crítica, y el 100% de las lecturas en crítica fueron aceptadas. El prestador realizó cuarenta y dos mantenimientos, veintinueve en puntos de medición tipo 2, nueve en puntos de medición tipo 3, y cuatro en puntos de medición tipo 1; finalmente, la empresa ejecutó un informe de verificación de registro, el cual arrojó un 100% de conformidad.

Tabla 16. *Fallas en las fronteras comerciales de ISAGEN comercializador, 2020 – 2022.*

Tipo de falla	2020	2021	2022 ⁵
Falla en Transformador de Tensión (TP)	1	0	1
Falla No Envío de Lectura	0	1	0
Falla en Transformador de Corriente (TC)	1	0	2
Falla en Dispositivo de Interfaz de Comunicaciones	0	1	0
Total de fallas por período	2	2	3
%fallas sobre el total de fronteras	0,9%	0,9%	1,4%

⁴ Se trata de las fronteras comerciales con código SIC Frt00480, Frt00488, Frt00582, Frt00749, Frt00783, Frt00863, Frt00927, Frt01835, Frt04088, Frt04413, Frt04481, Frt04629, Frt07152, y Frt10973.

⁵ Se dispone información con corte al mes de septiembre de 2022.

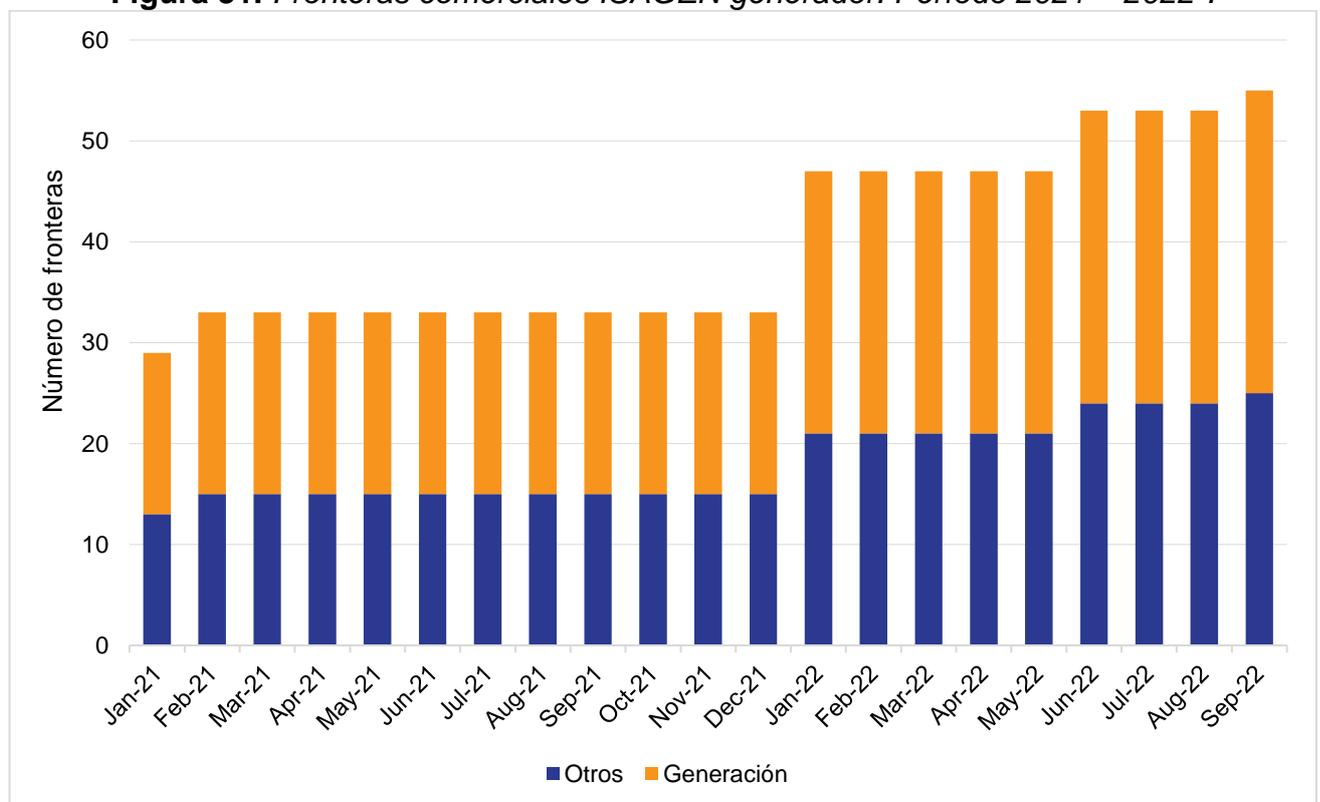
Fuente: XM SA ESP – elaboración DTGE

En concordancia con lo mencionado anteriormente, esta Superintendencia revisó la trazabilidad de las fallas ocurridas en las fronteras comerciales de ISAGEN comercializador desde 2020 hasta la fecha, dicha información se observa en la Tabla 16. De la Tabla se observa que el prestador mantiene un porcentaje de fallas relativamente bajo sobre el total de fronteras registradas ante el ASIC, pero al finalizar el tercer trimestre del año 2022 ya superó el promedio de fallas de los dos años anteriores.

4.4.4.2 Isagen generador

De manera paralela, en la **Figura 31**, se observa la evolución de las fronteras registradas ante el ASIC por ISAGEN generador en el año 2021 y lo corrido de 2022.

Figura 31. *Fronteras comerciales ISAGEN generador. Período 2021 – 2022⁶.*



⁶ Información con corte a 30 de abril de 2022, a partir de lo publicado en el portal Sinergox de XM S.A. E.S.P. Disponible en la página web del administrador del mercado: <https://sinergox.xm.com.co/dmnd/Paginas/Informes/EvolucionFrtComerciales.aspx>

Fuente: XM SA ESP – elaboración DTGE

En el caso de las fronteras de ISAGEN generador se observa un incremento en el número de fronteras a partir de enero del año 2022, y a la fecha alcanzan un número de 55 fronteras registradas ante el ASIC. Del total de fronteras, el 63,3% se conecta al Sistema de Transmisión Nacional (STN), el 33,3% se conecta a las redes de EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN ESP, mientras que el restante 3,0% se conecta a las redes de CELSIA COLOMBIA SA ESP.

Al igual que en la subsección anterior, a partir de la información remitida por el prestador, esta Superintendencia procedió a verificar el cumplimiento del sistema de medición a los requisitos generales estipulados en la Resolución CREG 038 de 2014. Para el registro y lectura de la información relacionada con el consumo, acorde con el artículo 15 de la Resolución CREG 038 de 2014, ISAGEN emplea el CGM y las configuraciones de comunicaciones que fueron descritas en la subsección anterior y se ilustraron en la Figura 30. En cuanto al cumplimiento del Código de Medida, se encontró un cumplimiento a los niveles de exactitud de los elementos de las fronteras, y se cumplió con el requisito de medidores de respaldo y de energía reactiva.

Sobre el CGM, en la página WEB del prestador se encuentra publicado el *Informe Anual de Operación del CGM* del que habla el artículo 40 y el anexo 3 de la Resolución CREG 038 de 2014, este informe reúne la operación de ISAGEN en su calidad de generador. En dicho informe se reporta que el CGM acumuló un total de 2590 horas de interrogación, de las cuales 2.540 fueron de manera remota y 50 en sitio. Dentro de los procesos de crítica de la lectura, el 100% de las lecturas fueron sometidas a crítica, y el 100% de las lecturas en crítica fueron aceptadas. El prestador realizó un mantenimiento en punto de medición tipo 1; finalmente, la empresa ejecutó dos informes de verificación de registro, los cuales arrojaron un 100% de conformidad.

En concordancia con lo mencionado anteriormente, esta Superintendencia revisó la trazabilidad de las fallas ocurridas en las fronteras comerciales de ISAGEN generador desde 2020 hasta la fecha, dicha información se observa en la Tabla 17.

De la Tabla se observa que el prestador mantiene un porcentaje de fallas volátil, con un valor relativamente bajo en 2020, sin fallas en 2021, y con una tasa de 16,4% sobre el total de

fronteras registradas ante el ASIC, con corte al tercer trimestre del año 2022. En lo corrido del año el grueso de las fallas se ha concentrado en las fallas en dispositivos de interfaz de comunicaciones, comportamiento que será evaluado posteriormente por parte de esta Superintendencia, con el objetivo de ver la mejora que presente la empresa en los próximos meses.

Tabla 17. *Fallas en las fronteras comerciales de ISAGEN generador, 2020 – 2022.*

Tipo de falla	2020	2021	2022⁷
Falla en medidor principal	2	0	0
Falla en medidor de respaldo	2	0	0
Falla No Envío de Lectura	0	0	1
Falla en Dispositivo de Interfaz de Comunicaciones	0	0	8
Total de fallas por período	2	0	9
%fallas sobre el total de fronteras	6,9%	0,0%	16,4%

Fuente: XM SA ESP – elaboración DTGE.

En el ejercicio realizado en el marco de la Evaluación Integral, se observó que la frontera comercial con código SIC Frt46293 había ingresado en la implementación de un plan de normalización tras una falla por «*No envío de lecturas*». Dado que esta frontera se trata del parque eólico GUAJIRA I, se pidió profundizar sobre el asunto a la empresa, quien manifestó inconvenientes con la fecha de registro de la frontera. Puntualmente, ISAGEN generador el día 28 de mayo de 2022 realizó el proceso de registro de la frontera comercial Frt46293, a través del aplicativo «*Registro de Fronteras y Contratos de XM*», con fecha probable de registro el día 9 de junio de 2022; no obstante, la frontera fue registrada por XM el día 2 de junio de 2022 sin que esto fuera una solicitud hecha por la empresa y sin conocimiento de la modificación de esta por parte de los responsables de las fronteras comerciales de generación. Lo anterior generó inconvenientes en el registro de la frontera, en los medidores que reportarían este consumo y, por ende, en el reporte de la información, lo cual llevaría a la falla y entrada en plan de normalización de la frontera, acorde con el Anexo 11 del Código de Medida. La situación en

⁷ Se dispone información con corte al mes de septiembre de 2022.

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

mención será analizada por parte de esta Superintendencia, con el objetivo de evitar su reiteración.

4.4.5 Subsidios FOES y FSSRI

El Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI), fue creado mediante las leyes 142 de 1994 y 286 de 1996. Dicho fondo tiene el objeto de administrar y distribuir los recursos asignados del Presupuesto Nacional, que son destinados a cubrir los subsidios del servicio público de energía eléctrica de los usuarios de menores ingresos.

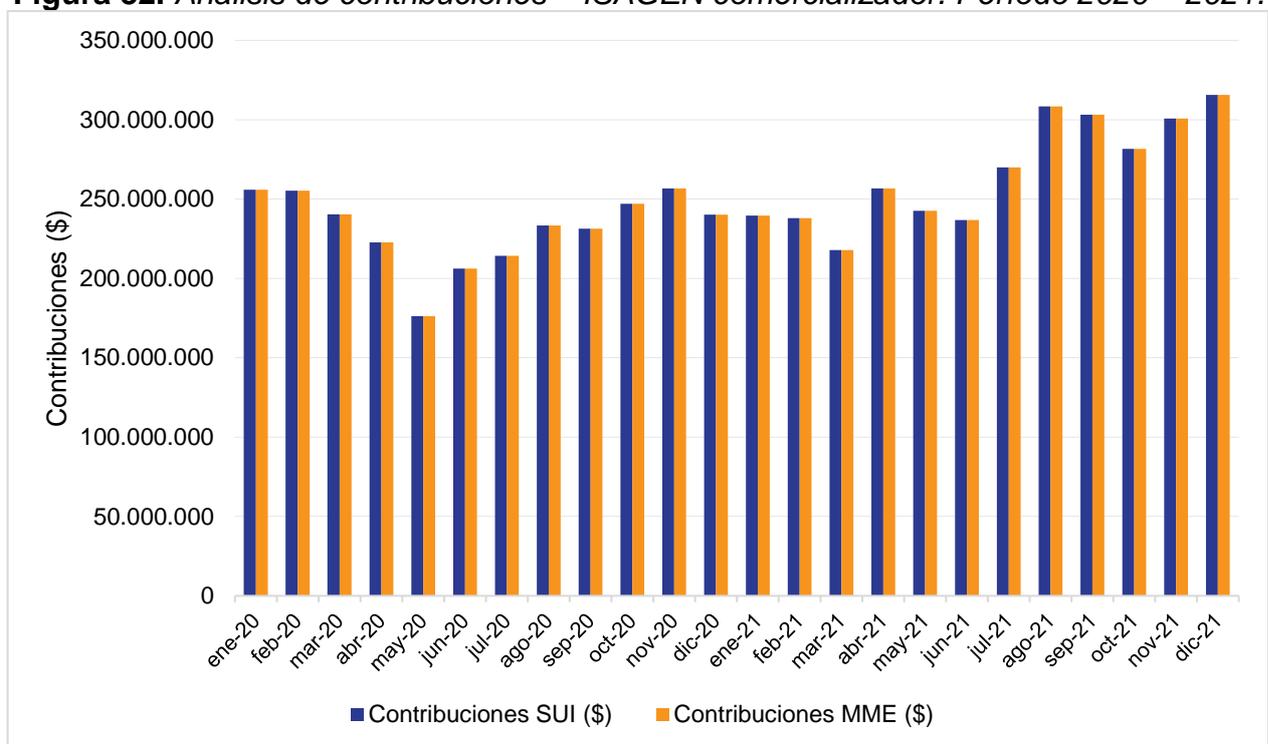
El artículo 3 de la Ley 1117 de 2006 estableció que la aplicación de subsidios al costo de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y de gas combustible para uso domiciliario distribuido por red de tuberías de los usuarios pertenecientes a los estratos socioeconómicos 1 y 2, debe hacerse de tal forma que el incremento tarifario a estos usuarios en relación con sus consumos básicos o de subsistencia, corresponda en cada mes como máximo a la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC). No obstante, en ningún caso el porcentaje del subsidio será superior al 60% del costo de la prestación del servicio para el estrato 1 y al 50% de éste para el estrato 2.

De igual manera, en cumplimiento de las funciones de inspección, vigilancia y control asignadas a esta Superintendencia, y en el marco de la presente Evaluación Integral, se realizó una verificación de la información cargada por el prestador en el año 2021 al SUI en los formatos 2 y 3 (información comercial residencial y no residencial), y los formatos TC2 de la Resolución 20192200020155 del 25 de junio de 2019, así como la información enviada al Ministerio de Minas y Energía (MME), lo anterior con el objetivo de realizar la respectiva comparativa.

Dado que ISAGEN cuenta con solo usuarios industriales, en el balance de subsidios y contribuciones de solidaridad solo se observaron montos recaudados por ISAGEN por concepto de contribución. En la Figura 32 se presenta un comparativo entre los subsidios otorgados para las vigencias 2020-2021 presentados por la empresa. Esta información compara las consignaciones reportadas a esta Superintendencia en el SUI, y aquellas reportadas al MME.

De la Figura 32 se puede observar una gran simetría entre la información de contribuciones reportada en el SUI por la empresa, y aquella información enviada al MME. Al respecto, si bien no es perceptible en la Figura, dentro del análisis se observó una única diferencia de 19 002 COP, que surge de un valor de contribución de la empresa CELSIA TOLIMA SA ESP, en los meses de febrero y marzo de 2020.

Figura 32. Análisis de contribuciones – ISAGEN comercializador. Período 2020 – 2021.



Fuente: ISAGEN – elaboración DTGE

De acuerdo con lo informado por ISAGEN, esta diferencia obedece a que la contribución fue realizada en febrero de 2020 al comercializador COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA, y este fue posteriormente absorbido por CELSIA TOLIMA SA ESP; es decir, este valor se reclasificó e informó al comercializador en el mes de marzo de 2020, por lo tanto, en el SUI fue reportado en febrero 2020, pero al MME se reportó en marzo de 2020 cuando fue reclasificado a CELSIA TOLIMA.

Por otro lado, en el análisis realizado, en el año 2020 la suma de las contribuciones fue de 2 779 346 889 COP, mientras que en 2021 este monto ascendió a 3 210 950 293 COP. La suma de estos dos valores alcanza un recaudo de 5 990 297 182 COP; no obstante, al revisar la

información remitida por la empresa, se observó que los giros efectuados a otros comercializadores fueron de 5 926 414 628 COP, esto es, una diferencia de 63 882 554 COP.

Al consultar a la empresa sobre la anterior situación, se encontró que la diferencia se debe a que, en las contribuciones pagadas en 2020 y 2021, se tiene en cuenta las contribuciones pagadas en enero de 2021, por un valor de 250 650 144 COP, pero que no se ven reflejadas en las contribuciones facturadas en el período, dado que éstas fueron facturadas en diciembre de 2019. Así mismo, en las contribuciones facturadas en el período 2021 y 2022, se tienen en cuenta las contribuciones facturadas en diciembre de 2021 por un valor de 314 534 861 COP, pero no se ven reflejadas en las contribuciones pagadas en el período, dado que estas fueron pagadas en enero de 2022. Nótese que, la resta entre 250 650 144 COP y 314 534 861 COP, explica la diferencia observada por el equipo de la Superintendencia en el desarrollo de la Evaluación Integral.

4.4.6 Plan de Gestión del Riesgo del Desastre

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

La directriz corporativa de ISAGEN aborda el tratamiento de los riesgos de acuerdo con las siguientes categorías: Riesgos Operacionales, Corporativos (Negocio y estrategia), Financieros (Crédito, mercado, liquidez y contraparte), y Riesgos de Desastres.

Si bien, todas las categorías de riesgos se estructuran bajo los lineamientos del documento «Guía para la gestión de riesgos», los correspondientes a la categoría de «Riesgo de Desastres» son desarrollados para cada activo a cargo de ISAGEN, conformado por los siguientes documentos:

- Plan de Gestión de Riesgo de Desastres (PGRD).
- Matriz de Amenaza y Vulnerabilidad.

- Matriz de Riesgos de Desastres.
- Plan Local para la Respuesta a Emergencia.
- Plan de Acción Emergencias y Contingencias (PADEC).

Los aspectos estructurales y metodológicos, para la formulación e implementación de dichos planes se basaron en criterios de calificación de probabilidad de ocurrencia de un evento amenazante y los criterios de calificación de su impacto. Esta última calificación, puede generar impactos sobre los aspectos financieros de la empresa, la reputación de esta, vidas humanas, medio ambiente, aspectos sociales, aspectos sancionatorios y la operación directa del negocio o la infraestructura a cargo de ISAGEN.

4.4.6.1 Proceso de conocimiento del riesgo

A continuación, se presentan los aspectos relacionados al conocimiento del riesgo.

4.4.6.1.1 Contexto general de la empresa

La empresa ISAGEN tiene como actividades principales la generación y comercialización de energía eléctrica en el país mediante activos de generación representados en centrales hidroeléctricas, estructuras de trasvase de cuencas hidrográficas, y centrales térmicas. Mantiene, adicionalmente, una infraestructura complementaria para el desarrollo de sus actividades, tales como edificios para personal administrativo, centros de operaciones (Data Center) y campamentos para personal técnico y operativo. La siguiente Tabla muestra la desagregación de la infraestructura por tipo y localización general.

Tabla 18. *Infraestructura para prestación de energía de ISAGEN.*

NOMBRE DEL ACTIVO	TIPO DE ACTIVO	UBICACIÓN – Municipio - Departamento
San Carlos	Central hidráulica	San Carlos, Antioquia
Jaguas	Central hidráulica	Granada - San Carlos, Antioquia
Miel I	Central hidráulica	Norcasia, Caldas
Calderas	Central hidráulica	Granada – San Carlos, Antioquia
Amoyá	Central hidráulica	Chaparral, Tolima
Sogamoso	Central hidráulica	Betulia - Los Santos – Zapatoca, Santander

NOMBRE DEL ACTIVO	TIPO DE ACTIVO	UBICACIÓN – Municipio - Departamento
Termocentro	Central térmica	Cimitarra, Santander
Caruquia	Central hidráulica (menor de 19,9 MW)	Santa Rosa de Osos, Antioquia
Guanaquitas	Central hidráulica (menor de 19,9 MW)	Santa Rosa de Osos, Antioquia
Barroso	Central hidráulica (menor de 19,9 MW)	Salgar, Antioquia
Popal	Central hidráulica (menor de 19,9 MW)	Cocorná, Antioquia
El Molino	Central hidráulica (menor de 19,9 MW)	Cocorná y Granada, Antioquia
San Matías	Central hidráulica (menor de 19,9 MW)	Cocorná, Antioquia
San Miguel	Central hidráulica (menor de 19,9 MW)	San Luis, Antioquia
Luzma I	Central hidráulica (menor de 19,9 MW)	Amalfi, Antioquia
Luzma II	Central hidráulica (menor de 19,9 MW)	Amalfi, Antioquia
Trasvase Guarino	Estructuras de trasvase a la central Miel I	Norcasia, Caldas
Edificio Administrativa	Sede administrativa	Medellín, Antioquia
Data Center	Sede administrativa	Medellín, Antioquia
Oficinas administrativas, Bogotá, Cali y Barranquilla	Oficinas de atención al cliente	Bogotá D.C. (propia) Cali, Valle del Cauca (arrendada) Barranquilla. Atlántico (arrendada)

Fuente: Infraestructura de ISAGEN 2022. ISAGEN – elaboración DTGE.

Como se indicó en numerales anteriores, mediante la operación de dicha infraestructura, ISAGEN aportó en la vigencia 2021, cerca del 22% de la energía al Sistema Interconectado Nacional (SIN), ubicándose como la segunda generadora después de otros generadores como EPM, por lo cual se resalta la importancia de procurar por la reducción del riesgo y mantener la continuidad en la operación de los activos a cargo del prestador.

4.4.6.1.2 Contexto externo

Teniendo en consideración que la infraestructura de generación a cargo de ISAGEN, así como las sedes administrativas (principal y sucursales), se ubican en diferentes municipios y departamentos del país, el contexto externo y la valoración de los riesgos fue establecido para cada infraestructura, donde se determinó su ubicación específica, sus características de

construcción, las capacidades de generación, vías de acceso o desplazamiento, límites geográficos y descripción técnica asociada a cada macro-elemento que conforma la infraestructura expuesta (presas, descargas de fondo, almenaras, pozos o tuberías de presión, obras de captación, casas de máquinas, conducciones, entre otros).

Las zonas de posibles impactos de los riesgos asociados fueron incorporadas en los documentos referidos al PGRD y matrices de amenazas y riesgos para la infraestructura referida anteriormente.

Las dimensiones socioeconómicas, demográficas, geográficas, culturales, políticas y ambientales de las zonas con posibilidad de afectación, fueron incorporadas por el prestador en los documentos de planes de acción durante la emergencia PADEC.

4.4.6.1.3 Contexto interno

Dentro de los objetivos organizacionales y estratégicos de ISAGEN dirigidos a la sostenibilidad y continuidad en la prestación del servicio público de energía eléctrica, incorporó los siguientes elementos conceptuales:

- Gestión de riesgos para su identificación y tratamiento
- Gestión de riesgos de desastres para mantener la continuidad del servicio de energía ante eventos catastróficos.
- Utilización de mecanismos de transferencia financiera de riesgos en el caso que se materialicen, tales como pólizas o mecanismos de aseguramiento.

Los PGRD que desarrolló ISAGEN en el marco del contexto interno, tomaron como referencia la Metodología Corporativa de Gestión de Riesgos del grupo corporativo y la Norma ISO 31000, los cuales guardan concordancia con la normativa para la gestión de riesgo de desastres de la Ley 1523 de 2012 y Decreto 2157 de 2017, bajo las directrices de: «Conocimiento del riesgo», «Reducción del riesgo» y «Manejo del Desastre».

Las herramientas formuladas para afrontar los Riesgos de Desastres, o materialización de estos, se enmarcan dentro de la guía metodológica para la gestión de riesgos que toman como base las siguientes conceptualizaciones:

- Seguir los lineamientos estratégicos de ISAGEN.
- Lineamientos y políticas corporativas que aplique (tales como normativa, indicadores, licencias, arreglos contractuales entre otros).
- Criterios para la gestión del apetito de riesgos y niveles de tolerancia corporativos.

Dicha guía metodológica establece los procesos de conceptualización, identificación, análisis, evaluación y tratamiento del riesgo en concordancia con la norma de referencia ISO 31000.

4.4.6.1.4 Valoración del riesgo

En esta fase, ISAGEN contempla la identificación de riesgos bajo metodologías de lista de control (datos históricos, eventos, tendencias), listados de amenazas potenciales, niveles de incertidumbre, eventos de impacto catastróficos y niveles de probabilidad de ocurrencia, los cuales son la base para la construcción de las matrices de amenazas y riesgos.

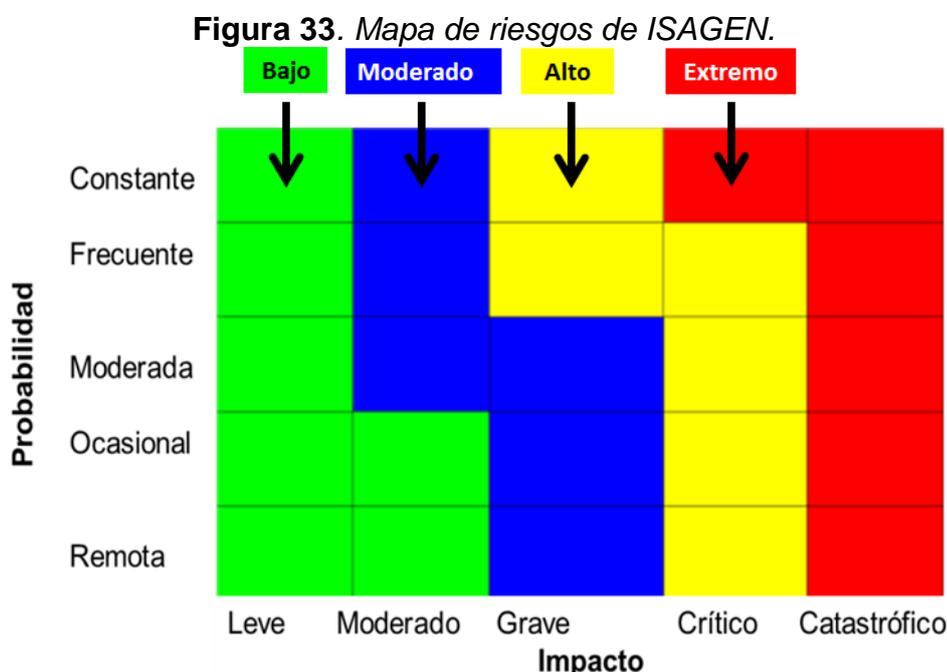
ISAGEN identifica las amenazas a las que está expuesta, clasificadas bajo los siguientes grupos o tipos de amenaza:

- Biosanitario o humano: impericia, error humano.
- Natural Hidro-meteorológico: inundaciones, avenida torrencial,
- Natural geológico: sísmico, remoción en masa, derrumbe.
- Tecnológicos: incendios, explosiones (origen químico, eléctrico, sólidos combustibles, gases inflamables, fallas internas de equipos o maquinaria).
- Ambiental: vertimientos, derrames de sustancias químicas, incendios de cobertura vegetal.

El resultado del análisis y combinación de las amenazas identificados y elementos expuestos, se establecen los niveles de amenaza (probabilidad) y nivel de vulnerabilidad (impacto)

categorizando los efectos del desastre sobre las vidas humanas, aspectos financieros, impacto sobre el medio ambiente e impactos sociales.

Bajo dichas consideraciones se establece la posición de los «Escenarios de Riesgos» evaluados, y el «Mapa de Riesgos Corporativo» con cuatro niveles: Extremo, Alto, Moderado y Bajo, como se indica en la **Figura 33**.



Fuente: Plan de Gestión de Riesgos de Desastres – Central San Carlos ISAGEN 2022.

Adicional a las acciones dirigidas a la identificación, análisis y evaluación de los riesgos de desastres sobre la infraestructura o impactos sobre la operación del servicio, vidas humanas o impactos financieros, ISAGEN adelanta otras prácticas que complementan y contribuyen a la gestión del riesgo de desastres las cuales hacen referencia a la determinación de riesgo interior mediante el Sistema de Seguridad y Salud en el Trabajo (SST): Análisis de Impactos ambientales (incluye actividades que adelante el prestador y puedan afectar el ambiente y entorno) y Análisis de Seguridad del Público (riesgos que puedan afectar al público como consecuencia de la operación, construcción de proyectos o áreas de influencia operativa de ISAGEN).

4.4.6.2 Proceso de tratamiento y reducción del riesgo

Para abordar las temáticas de tratamiento y reducción del riesgo de desastre, ISAGEN estableció criterios estratégicos para «evitar el riesgo», «niveles de aceptación del riesgo», «transferir» (pólizas) y acciones para «Prevenir y/o mitigar el riesgo». El prestador presentó las siguientes acciones para la reducción de riesgos de desastres:

- Medidas de reducción y mitigación ante rotura de presas (u otra infraestructura de generación): Estas contemplan inspecciones y mantenimientos periódicos a las presas, ejecución de programas de mantenimiento, seguimiento al comportamiento de obras civiles, monitoreo sismológico, seguimiento a la instrumentación para acciones predictivas y preventivas (inclinómetros, piezómetros, acelerógrafos, instrumentos de aforo y medida, entre otros elementos dirigidos a la estabilidad de la geotécnica y estructural, así como control de la operación electromecánico).
- Protección financiera: Seguros de responsabilidad civil contractual o extracontractual. Igualmente, el prestador recurre a líneas de crédito con entidades financieras, dirigidas a la atención de eventualidades que interfieran con la estabilidad y continuidad del negocio.
- Monitoreo y revisión: ISAGEN establece mecanismos para adelantar dicha acción, mediante la actualización de las matrices de riesgo, auditorías internas, actualización de procesos y niveles de tolerancia cuando ocurran eventos, así como roles y responsabilidades dentro del sistema de Gestión Integral de Riesgos.

Consecuente con lo establecido por ISAGEN el documento «Guía para la gestión de riesgos», en desarrollo de las acciones de monitoreo, la actualización de matrices de riesgo se adelanta cuando se presentan los siguientes inductores:

- Cambio en Riesgos Corporativos (Objetivos estratégicos impactados).
- Cambio en las operaciones/ procesos/ iniciativas.
- Cambios en la tecnología utilizada en el proceso.
- Cambios en la regulación o la normatividad.
- Observaciones de auditoría interna.
- Ocurrencia de eventos.

- Cambio del apetito y tolerancia de riesgos.

Igualmente, ISAGEN indicó acciones dentro del monitoreo, como la revisión de controles para verificar si estas ayudaron a controlar o mitigar el riesgo, realizar el registro de nuevos eventos, en especial cuando ocurra una situación de impacto superior a la tolerancia definida y que derive en mejoramiento de los procesos, así mismo cuando se presente una situación de bajo impacto, pero su control deba ser monitoreado y cuando la Alta Dirección establezca la necesidad de ajustar.

4.4.6.3 Preparación para la respuesta a emergencias

Para la atención y manejo de un desastre, el prestador estableció tres esquemas estratégicos: En primera instancia un Plan Estratégico, el cual toma como base la Matriz de Riesgos de Desastres de cada infraestructura, para mantener la continuidad del negocio. En segunda instancia el Plan Operativo para la atención a la emergencia y como tercera estrategia el Plan Informático, este último para establecer los canales de comunicación internas y externas, así como avisos a la comunidad que pueda verse afectada por algún evento de desastre.

4.4.6.3.1 Plan estratégico – continuidad del negocio

Este plan contiene los siguientes elementos:

- *Manejo de Crisis:* Establece los lineamientos para atender de manera estratégica las crisis que se puedan presentar, como primer elemento para reducir o evitar de manera oportuna un impacto negativo al prestador.
- *Respuesta a emergencias:* Busca proteger la vida humana, los activos y reducir impactos al medio ambiente ante la ocurrencia de un evento catastrófico. Contiene el Plan de Emergencia, donde presenta el marco conceptual, directrices, criterios y herramientas para dar respuesta a las emergencias; Plan Local de Atención de Emergencias, que contiene los procedimientos e información específica en cada zona o municipio donde se encuentre la infraestructura o activo de ISAGEN, para dar respuesta oportuna a la materialización de un evento. El Plan de Asistencia Humanitaria, que comprende los procedimientos y estructura requerida para apoyo humanitario a posibles

víctimas de un evento, y el Plan de Acción Durante la Emergencia y Contingencia PADEC, para la coordinación eficaz de la respuesta.

- *Continuidad de las operaciones*: Procedimientos documentales para guiar a la organización a recuperar, reanudar y restaurar las funciones críticas del negocio al nivel operativo. Comprende también la continuidad en la Gestión de la Tecnología de Información y Comunicaciones (TIC), que contiene los procedimientos para recuperar, restaurar y reanudar los servicios de telecomunicaciones en caso de un incidente de falla.

4.4.6.3.2 Roles y responsabilidades

Dentro del PGRD para cada activo o infraestructura a cargo del prestador, se establece un Comité de Manejo de Crisis (CMC) quien tiene el poder de decisión de la respuesta corporativa sobre las crisis o eventos que amenacen con escalar una crisis, cuya misión principal es la de proteger la estabilidad legal y financiera del prestador en el país, y su reputación y estrategia global del negocio. Desarrolla sus funciones y responsabilidades antes, durante y después de la crisis.

Igualmente, se establecen los siguientes comités:

- **Comité de Riesgo Público**: Equipo encargado de analizar situaciones de riesgo público (secuestros, tomas, atentados), seguimiento a estrategias, orientar y aprobar decisiones que permitan disminuir la vulnerabilidad de trabajadores, infraestructura y operaciones.
- **Equipo de Soporte Organizacional (ESO)**: Equipo interdisciplinario que permite dar apoyo corporativo a los equipos de respuesta y suministro de recursos.
- **Respuesta operacional**: Líder general y personal de apoyo para coordinar y de la respuesta operacional ante un evento de crisis.
- **Atención de incidentes**: Cada trabajador es responsable de informar y actuar sobre una situación de crisis o escalarlo a otra instancia para evitar o mitigar los impactos.
- **Comunicaciones en crisis**: Corresponde a las acciones de coordinación y orientación de la respuesta oportuna, precisa y consistente, a los grupos de interés en los momentos

de crisis reales o potenciales. Durante la crisis el CMC es el responsable de aprobar la estrategia de comunicación, evaluarla o redefinirla en caso de ser necesario.

4.4.6.3.3 Plan operativo

Estructurado específicamente para activo de ISAGEN, comprende los documentos correspondientes a las matrices de amenazas y riesgos de desastres, medidas de reducción del riesgo y con base en estos, se estructuró el documento denominado Plan de Acción Durante la Emergencia (PADEC).

Este plan tiene el propósito de dar una respuesta rápida, eficaz y coordinada en caso de materialización de un evento o amenaza. Contiene los siguientes elementos:

- Conocimiento de la amenaza.
- Caracterización de la vulnerabilidad y riesgo.
- Escenarios de emergencia y niveles de alerta (enfocados a los indicados en la Ley 1523 de 2012).
- Protocolos de respuesta.
- Roles y responsabilidades.
- Implementación (incluye la socialización con los Concejos Municipales del Riesgo de Desastres y ejercicios de simulación y simulacro).
- Plan Informático (notificaciones escritas, comunicados radiales, cadena de llamadas, entre otros).

Con base en los ejercicios realizados en el contexto del «conocimiento del riesgo», conformación de matrices de riesgos de desastres y la caracterización de la vulnerabilidad, para cada PGRD se adelantó la respectiva priorización de riesgos y sus escenarios de emergencia y respuesta.

En este sentido, para activos o infraestructura que corresponde a grandes centrales hidroeléctricas (San Carlos o Sogamoso, como ejemplo), se priorizaron riesgos asociados a los eventos o amenazas de crecientes súbitas y rotura de la presa, con la valoración de impacto

para diferentes periodos de retorno de crecientes máximas (evento amenazante: inundación, movimiento sísmico, desbordamiento, deslizamientos, entre otros).

En el caso de infraestructura asociada a trasvases de cuencas, se contemplaron amenazas asociadas al error humano, fallas internas de equipos, fenómenos de remoción en masa e incendios forestales.

Para infraestructura asociada a edificaciones para las sedes administrativas o corporativas se contemplaron amenazas como las pandemias, falla de equipos, fallas no estructurales e inundaciones por deficiencias hidráulicas.

4.4.6.4 Otros procesos

Se relacionan algunos procesos adicionales relacionados a la gestión del riesgo.

4.4.6.4.1 Planes Locales de Emergencia

Esta herramienta de atención al desastre, enfatiza la ejecución de acciones de atención a emergencias para las características propias asociadas a cada municipio o región donde se ubica la infraestructura de generación de energía que opera ISAGEN.

Comprende, adicionalmente, los temas de respuesta al desastre, tópicos como adiestramiento y formación en conjunto con cuerpo de bomberos o entes de la Administración Municipal (Defensa Civil, Cruz Roja), Plan de Atención Médica de Emergencia, Administración de Riesgos Laborales, Centros de atención médica cercanos, transporte de emergencia y Plan de Evacuación de las instalaciones operativas o administrativas.

4.4.6.4.2 Inversiones o cubrimiento financiero

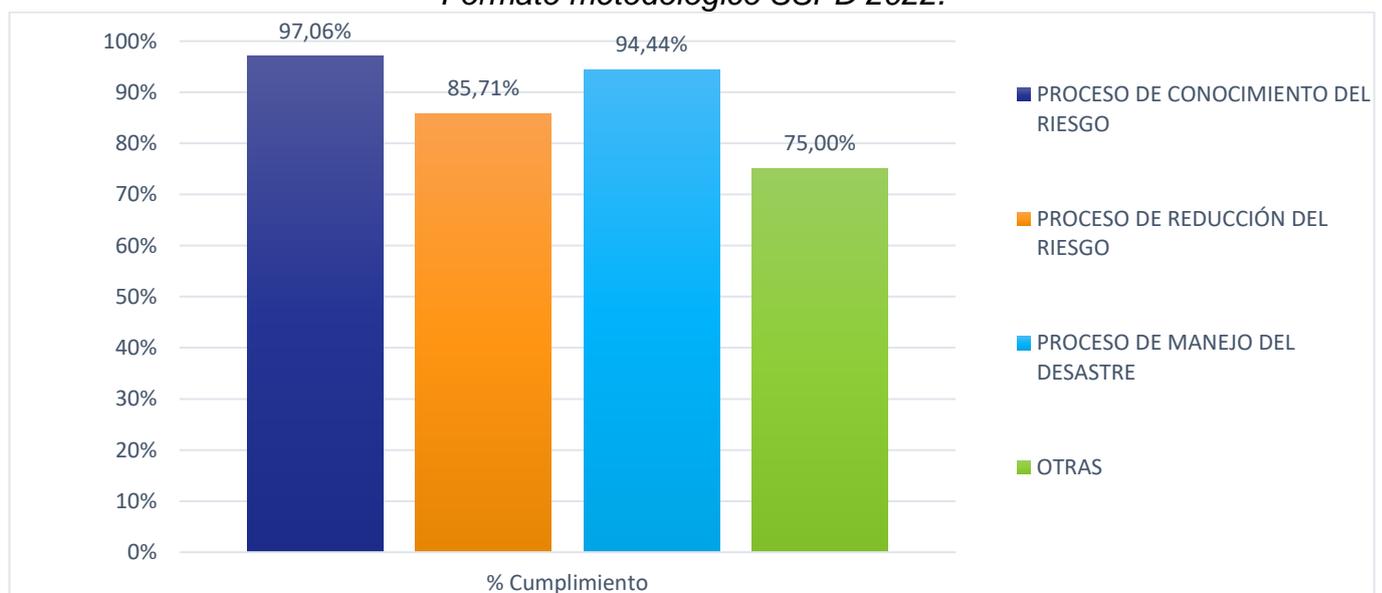
Consecuente con la información reportada por el prestador al formato TT10 del Sistema de Único de Información (SUI), menciona el cubrimiento financiero con pólizas de seguros de responsabilidad civil y pólizas contra todo riesgo, estas últimas incluyen eventos de sabotaje, terremoto, terrorismo y lucro cesante, para las centrales hidroeléctricas de Sogamoso, Miel, San Carlos, Jaguas y Calderas y la central termoeléctrica Termocentro.

4.4.6.5 Observaciones

Con base en el desarrollo metodológico interno de la SSPD, para la valoración del cumplimiento con los procedimientos establecidos en el Decreto 2157 de 2017, se concluye que ISAGEN ha cumplido en un 97% con las disposiciones para el «Proceso del Conocimiento del Riesgo», 85,7% con el «Proceso de Reducción del Riesgo» y 94,4% con las acciones para el «Proceso de Manejo del Desastre» Figura 34.

Con base en los criterios de valoración relacionados con el «Proceso de Reducción del Riesgo», el prestador no presentó con claridad acciones relacionadas con la «Intervención correctiva», en especial los aspectos relacionados con las alternativas de intervención correctiva y análisis de viabilidad técnica y económica para su ejecución. Igualmente, la última columna de la Figura 34 (otras) hace referencia a características adicionales del PGRD establecidas en las subsecciones 4 a 9 del Decreto 2157 de 2017, las cuales son susceptibles de mejora en la revisión anual del PGRD.

Figura 34. Cumplimiento a los contenidos de plan de gestión del riesgo de desastres – Formato metodológico SSPD 2022.



Fuente: Elaboración DTGE – Desarrollo metodológico interno SSPD. Procesos incorporados en el Decreto 2157 de 2017.

4.4.7 Calidad y reporte de la información al SUI

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

4.4.7.1 Inscripción y actualización RUPS

El prestador ISAGEN realizó actualización en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos (RUPS) bajo imprimible No. 20225480409089 del 20 de mayo del 2022 donde realizó el registro de los siguientes datos:

- Fecha de constitución: 04 de abril de 1995.
- Fecha de inicio de operaciones: 01 de mayo de 1995.
- NIT: 811000740 – 4.
- Servicios Registrados: Energía Eléctrica.
- Actividades Desarrolladas:

Tabla 19. Registro actividades RUPS.

Servicio	Actividad	Fecha de Inicio	Fecha Final
Energía - SIN	Generación	01/05/1995	-
Energía - SIN	Comercialización	01/05/1995	-

Fuente: Registro Único de Prestadores (RUPS).

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

4.4.7.2 Cargue y calidad de la información

Según la revisión realizada en el SUI, se evidenció que el prestador a la fecha presenta 349 reportes en estado certificado para el servicio de energía eléctrica. El porcentaje de cargue del prestador es el siguiente:

Tabla 20. Porcentaje de cargue

ID Empresa	Empresa	Año	Certificado	Certificado No Aplica	Pendiente	Porcentaje de cargue (%)
480	ISAGEN SA ESP	2020	272	188	3	99
480	ISAGEN SA ESP	2021	188	161	14	96

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 04/10/2022.

Evaluando la oportunidad de cargue de la información al Sistema Único de Información SUI, del año 2021 se pudo constatar que ISAGEN presentó el 71.30% de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes (Tabla 21).

Tabla 21. Oportunidad en el cargue.

Variable	Fuera de Término	Con Oportunidad
Cantidad	95	236
Porcentaje (%)	28,70	71,30

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 04/10/2022.

En cuanto a reversiones, durante 2021 la empresa ISAGEN solicitó las relacionadas en la Tabla 22.

Tabla 22. Formatos reversados.

Año de la Solicitud de Reversión	Nombre Formato o Formulario Reversado	Año	Periodo	Fecha de Ejecución
2019	FORMATO 3 - 564 EE.PP.M. ESP	2021	1	17/11/2021
2019	FORMATO 3 - 564 EE.PP.M. ESP	2021	2	17/11/2021
2019	FORMATO 3 - 564 EE.PP.M. ESP	2021	3	17/11/2021
2019	FORMATO 3 - 564 EE.PP.M. ESP	2021	4	17/11/2021
2019	FORMATO 3 - 564 EE.PP.M. ESP	2021	5	17/11/2021
2019	FORMATO 3 - 564 EE.PP.M. ESP	2021	6	17/11/2021
2019	FORMATO 3 - 2103 CODENSA SA ESP	2021	7	17/11/2021
2019	FORMATO 3 - 2249 ELECTRICARIBE SA ESP	2021	7	17/11/2021
2019	FORMATO 3 - 564 EE.PP.M. ESP	2021	7	17/11/2021
2019	FORMATO 3 - 2249 ELECTRICARIBE SA ESP	2021	8	17/11/2021
2019	FORMATO 3 - 564 EE.PP.M. ESP	2021	8	17/11/2021
2019	FORMATO 3 - 2249 ELECTRICARIBE SA ESP	2021	9	17/11/2021
2019	FORMATO 3 - 564 EE.PP.M. ESP	2021	9	17/11/2021
2019	FORMATO 3 - 2249 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	2021	10	17/11/2021
2019	FORMATO 3 - 564 EE.PP.M. ESP	2021	10	17/11/2021
2019	FORMATO 3 - 2249 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	2021	11	17/11/2021
2019	FORMATO 3 - 564 EE.PP.M. ESP	2021	11	17/11/2021
2019	FORMATO 3 - 2249 ELECTRICARIBE SA ESP	2021	12	17/11/2021
2019	FORMATO 3 - 564 EE.PP.M. ESP	2021	12	17/11/2021

Año de la Solicitud de Reversión	Nombre Formato o Formulario Reversado	Año	Periodo	Fecha de Ejecución
2020	FC1. Información Facturación y Recaudo	2021	1	30/3/2021
2020	FC1. Información Facturación y Recaudo	2021	1	25/5/2021
2020	FORMATO 3 - 2249 ELECTRICARIBE SA ESP	2021	1	17/11/2021
2020	FORMATO 3 - 502 CHEC SA ESP	2021	1	17/11/2021
2020	FORMATO 3 - 524 ESSA ESP	2021	1	17/11/2021
2020	FORMATO 3 - 564 EE.PP.M. ESP	2021	1	17/11/2021
2020	FC1. Información Facturación y Recaudo	2021	2	30/3/2021
2020	FC1. Información Facturación y Recaudo	2021	2	25/5/2021
2020	FORMATO 3 - 2249 ELECTRICARIBE SA ESP	2021	2	17/11/2021
2020	FC1. Información Facturación y Recaudo	2021	3	30/3/2021
2020	FC1. Información Facturación y Recaudo	2021	3	25/5/2021
2020	FORMATO 3 - 2249 ELECTRICARIBE SA ESP	2021	3	17/11/2021
2020	FORMATO 3 - 2249 ELECTRICARIBE SA ESP	2021	4	17/11/2021
2020	FORMATO 3 - 2249 ELECTRICARIBE SA ESP	2021	5	17/11/2021
2021	S10. Contribuciones No Recaudadas Después de 6 Meses y Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado su No Recaudo	2021	8	22/12/2021

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 04/10/2022.

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

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

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

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

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 reversiones del prestador para el año 2021 (34 reversiones) de las cuales 27 Reversiones son del Tópico Comercial y de Gestión, 6 reversiones hacen referencia a los formatos del tópico Administrativo y Financiero y la última reversión, trata del tópico Técnico operativo de las resoluciones antes mencionadas.

4.4.8 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 cumplimiento de la Resolución CREG 080/2019, al respecto la empresa en el enlace <https://www.isagen.com.co/es/web/guest/home> publicó los procedimientos que se muestran a continuación en la Tabla 23

Tabla 23. Procedimientos publicados por ISAGEN SA ESP, Resolución CREG 080/19.

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Resolución CREG 080 De 2019	https://www.isagen.com.co/es/resolucion-creg-080
Procedimiento de acceso a ISAGEN Comercializador	https://www.isagen.com.co/documents/20123/34944/procedimiento-accesoisagen.pdf/2a545c8e-f657-8c84-6f94-79ea65075d4a?t=1580918787303
Procedimiento para cambio de comercializador	https://www.isagen.com.co/documents/20123/34944/procedimiento-cambiocomercializador-2019.pdf/bd2ccb8d-8bde-5ade-2f3f-94f69fe3c00f?t=1580918789384
Formulario cambio comercializador	https://www.isagen.com.co/es/resolucion-creg-080
Contacta a ISAGEN	https://www.isagen.com.co/es/contactanos
Guía para la gestión de peticiones, reclamos, quejas y solicitudes	https://www.isagen.com.co/es/resolucion-creg-080

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

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Mecanismos de protección de los usuarios de Energía Eléctrica y Gas	https://www.isagen.com.co/documents/20123/34944/mecanismos-defensa-usuarios.pdf
Derechos y obligaciones de usuarios de energía eléctrica	https://www.isagen.com.co/documents/20123/34944/derechos-obligaciones-usuarios-energia.pdf
Estructura tarifaria	https://www.isagen.com.co/documents/20123/0/Estructura-Tarifaria.pdf

Fuente: Página WEB ISAGEN SA ESP - elaboración DTGE.

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

De acuerdo con lo anterior, se encontró que a nivel general los procedimientos diseñados por ISAGEN SA ESP, están diseñados en función de la comprensión clara, didáctica e instructiva que debieran aportar al usuario, teniendo en cuenta que los usuarios de la empresa son grandes consumidores y se entendería buen conocimiento de la normativa eléctrica en general.

En el mismo sentido, los funcionarios de la empresa informaron que están revisando los procedimientos establecidos con el fin de actualizarlos y procurar un lenguaje más accesible para los usuarios, del avance de estas actividades informarán oportunamente a la SSPD.

5 Hallazgos

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

Tabla 24. Hallazgos Evaluación Integral.

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 8055 de 2010, 20155 de 2019 y 12515 de 2021.	Verificación del estado de cargue de la empresa identificando que, aunque el prestador mejoró su respectivo estado de cargue de información aún cuenta que formatos pendientes a la fecha.	Cumple (ISAGEN solicitó la inactivación de distintos formatos con anterioridad mediante mesas de ayuda y radicados al equipo SUI)
Código de Medida	Planes de normalización, Anexo 11 del Código de Medida	La empresa manifiesta inconvenientes con la fecha de registro de la frontera con código SIC SIC Frt46293	Cumple La frontera se encuentra en plan de normalización.
Calidad de la información financiera	Reporte de información IFE, correspondiente al segundo trimestre del año 2021. Concepto de gastos (ingresos) por impuesto de operaciones continuadas.	El prestador realizó solicitud de reversión de la información financiera, la cual fue aprobada sobre el radicado 20225294646412, con fecha del 25 de noviembre de 2022.	Cumple El prestador solicitó la reversión dentro de los tiempos pactados en la evaluación integral, subsanando las inconsistencias encontradas en la información IFE.

Fuente: Elaboración DTGE.

6 Acciones correctivas definidas

No se generan acciones correctivas.

7 Conclusiones:

ISAGEN, en su calidad de comercializador, cuenta únicamente con usuarios industriales y, por ende, solo reporta contribuciones de solidaridad. De acuerdo con el análisis de esta Superintendencia se encontraron diferencias en las consignaciones reportadas en el SUI, y aquellas reportadas al MME; no obstante, estas diferencias se explican por los tiempos en los períodos de reporte de la información, y por la absorción de COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA por CELSIA TOLIMA SA ESP.

Se observó que el CGM de ISAGEN cuenta con un conjunto de herramientas las cuales, siendo ejecutadas de manera adecuada, permiten a la empresa alcanzar controles redundantes de telemetría y telegestión que son necesarios en la operación diaria y periódica de la telemedida; así mismo, se observan protocolos de protección y seguridad de los datos que se encuentran acordes con la normatividad estipulada en el Código de Medida.

Se encontró que ISAGEN, tanto en su papel de comercializador, como en el de generador, da cumplimiento a los niveles de exactitud para los elementos de su sistema de medición; así mismo, realiza la calibración y mantenimiento de sus equipos con periodicidad anual.

Se encontró una situación particular en la frontera comercial con código SIC Frt46293, correspondiente al parque eólico GUAJIRA I. Se encontraron inconsistencias en la fecha de registro de la frontera que llevaron a discrepancias en el reporte de la información, lo cual generó la acumulación de fallas y posterior entrada en plan de normalización. Esta situación será analizada por parte de esta Superintendencia, con el objetivo de evitar su reiteración y aclarar lo acontecido.

En el marco de esta evaluación integral, se presentó de forma resumida los principales procesos con los que cuenta el prestador para gestionar sus riesgos de desastres, con base en una evaluación cuantitativa del cumplimiento a los objetivos planteados desde la Ley Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres y los informados por la empresa dentro de su PGRD, de lo que se observó que ISAGEN como entidad prestadora del servicio público de energía eléctrica, desarrolló un Plan de Gestión del Riesgo de Desastres consecuente con las disposiciones mínimas establecidas en el Decreto 2157 de 2017. La empresa estableció y publicó los procedimientos necesarios para dar cumplimiento a la normativa citada, la DTGE al realizar la revisión de estos, encontró que en general dan cumplimiento a la premisa establecida por la Comisión.

Las unidades de generación hidráulicas de ISAGEN presentaron en el año 2021 una disponibilidad de generación entre 73,5% y el 97,2%, lo cual le permite ser una planta generadora confiable para el sistema eléctrico colombiano. Se destaca la adquisición de proyectos con FNCER, lo cual diversifica la matriz energética de la empresa.

Con la información suministrada por ISAGEN se concluye que las 43 consignaciones de emergencia presentadas en el 2021 están dentro de los parámetros para ser catalogadas de emergencia.

ISAGEN presenta un endeudamiento equivalente al 73,11% del activo total, lo cual se considera como un nivel medio – alto. Sin embargo, este comportamiento obedece en buena parte a la financiación a la que recurrió la empresa, para la adquisición de los activos de grupo LAREIF.

En el año 2021 ISAGEN presentó una ganancia bruta de 2,14 billones COP, que representa un 61,36% de los ingresos ordinarios, y una ganancia neta de 0,52 billones, que pesa un 15,03% de los ingresos. Estos valores se ajustan a una empresa que desarrolla las actividades de generación y comercialización, con una buena salud financiera.

Según los resultados del modelo de riesgo financiero para la vigencia 2021, ISAGEN se encuentra ubicada en riesgo 3, que se considera alto. Este resultado puede obedecer al clúster en el que se encuentra la empresa y las comparaciones que se realizan al interior del mismo. Sin embargo, como se mencionó en los dos puntos anteriores, el prestador cuenta con unos resultados financieros que no generan alerta.

8 Medidas recomendadas que pudiera ser oportuno o pertinente aplicar

Debido al alto número de fallas reportadas relacionadas a la causa «Falla en dispositivo de interfaz de comunicaciones» se recomienda tomar las medidas necesarias para reducir el número de estos eventos.

Realizar seguimiento sobre la actualización de los datos de registro de las fronteras comerciales que tienen un nivel de exactitud en los transformadores de corriente diferente al que el elemento tiene en realidad.

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: Jhon Cristian Giraldo Parra – Coordinador Grupo de Gestión Operativa del SIN

Marlon Millán Martínez – Profesional DTGE

Héctor David Taticuan Hormaza – Profesional DTGE

Diego Martín Castillo Pinilla – Profesional DTGE

Manuel Gustavo Vergara Murillo – Profesional DTGE

Wilmer Andrés Sandoval López – Contratista DTGE

Luis Carlos Rodríguez Bello – Asesor DTGE

10 Anexos:

Reposan en el expediente 2022220351600002E.