

**1 IDENTIFICADOR DEL PRESTADOR**

**1.1 Nombre o razón social: GESTIÓN ENERGÉTICA SA. ESP.**

**1.2 NIT: 800194208-9**

**1.3 ID (SUI - RUPS): 1757**

**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, Comercialización**

**1.6 Fecha de inicio de operación en la actividad a vigilar o inspeccionar:**

**2 IDENTIFICACIÓN DE LA ACCIÓN DE VIGILANCIA E INSPECCIÓN REALIZADA:**

**2.1 Año del programa al que pertenece la acción: 2024**

**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: Paipa, Boyacá y Manizales, Caldas**

### **3 DELIMITACIÓN DEL MARCO DE EVALUACIÓN**

#### **3.1 Criterios evaluados:**

Aspectos administrativos, financieros, técnicos operativos, comerciales, reglas generales de comportamiento y reporte de información al SUI.

#### **3.2 Marco temporal de evaluación: 2024**

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

#### **4.1 Información fuente usada:**

El prestador GENSA, a través de los radicados externos No. 20255291918312 de 2025, remite la información solicitada en el marco de la evaluación integral. La misma fue complementada en la fecha de la visita los días 04 a 06 de junio de 2025 registrada en acta.

#### **4.2 Requerimientos realizados:**

La información requerida a GENSA, fuente de insumo para la realización del presente informe, se solicitó a través de radicado 20252201308461 del 29 de abril de 2025.

#### **4.3 Estado de respuesta de requerimientos:**

Respuesta remitida a través de radicado SSPD 20255291918312 de 2025. Luego de verificar la información se encuentra que, respecto a algunos requerimientos específicos, es necesario complementar la información requerida, la cual 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 GENSA.

## 5 EVALUACIONES REALIZADAS



### 5.1 Descripción general de la empresa

La empresa GESTIÓN ENERGÉTICA SA. ESP. (en adelante GENSA), se constituyó el día 07 de septiembre de 2005 y su última fecha de actualización en RUPS fue el día 09 de enero de 2024. Está clasificada para el sistema interconectado nacional para las actividades de Generación y Comercialización. A continuación, en la Tabla 1 se relacionan los datos generales del prestados

**Tabla 1. Datos generales del prestador.**

<b>Tipo de Sociedad:</b>	Sociedad Por Acciones
<b>Razón Social</b>	GESTIÓN ENERGÉTICA SA. ESP.
<b>Sigla:6</b>	GENSA
<b>Nit:</b>	800194208-9
<b>ID RUPS:</b>	1757
<b>Representante Legal</b>	Henry William Cruz Casas
<b>Actividades Desarrolladas</b>	Generación y Comercialización
<b>Año de Entrada en Operación</b>	2004
<b>Auditor – AEGR:</b>	REVISORES & AUDITORES ASOCIADOS SAS
<b>Clasificación:</b>	Sistema Interconectado Nacional
<b>Fecha Última de Actualización RUPS:</b>	23/04/2025

*Fuente: Sistema Único de Información (SUI).*

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

## **5.2 Aspectos comerciales**

### **5.2.1 Código de Medida**

De manera particular se revisaron algunas disposiciones del Código de Medida. En primer lugar, se realizan observaciones de la base de datos remitida por la empresa a la SSPD respecto de las características de los elementos de los sistemas de medición de las fronteras comerciales con reporte al ASIC de las cuales GENSA es el representante de frontera. Al respecto, no se encuentran reportes que puedan generar algún interés particular dado que se reportan dentro de los parámetros que exige la regulación. Igualmente, se hizo la revisión de las hojas de vida de las fronteras comerciales validando que la documentación que se deba tener sobre estas se encuentre completa y conforme.

### **5.2.2 Frontera Caucheras**

Un caso particular de interés tiene que ver con la frontera Caucheras – Riosucio que parte de un esquema transitorio de prestación del servicio de energía desde 2005, donde GENSA actuó como representante de la frontera comercial. Sobre el caso particular la empresa informa de los siguientes:

#### **5.2.2.1 Antecedentes**

- En el año 2005, el MME y el IPSE realizaron la construcción de la línea de 44kV, que permitió la incorporación al Sistema Interconectado Nacional – SIN del Municipio de RIOSUCIO (CHOCO). En su calidad de copropietarios de esta línea, el MME y el IPSE diseñaron un “esquema transitorio” para la prestación del servicio de energía eléctrica en dicho municipio, esto con el fin de garantizar la calidad, continuidad (24 horas al día) y atención del servicio, a tarifas eficientes.
- Considerando que ELECMURI, como empresa prestadora del servicio del municipio de Riosucio no estaba constituida como agente comercializador ante el Mercado de Energía Mayorista – MEM,

ni tenía el conocimiento ni la capacidad para comprar la energía requerida para atender dicha demanda, el Ministerio de Minas requirió del concurso de GENSA (aunque no era el agente incumbente), como facilitador, para pactar los contratos de conexión y los demás requisitos exigidos por el Mercado de Energía Mayorista – MEM, incluida la constitución de una frontera “especial” para que ELECMURI, sin ser un agente del Mercado, pudiera garantizar el suministro del servicio de energía eléctrica de manera eficiente a todos los usuarios del casco urbano del municipio, sin poner en riesgo la prestación del mismo.

- Dicho esquema, de carácter “transitorio”, se compuso de dos contratos, el primero, relativo a un COMODATO celebrado entre el MME, el IPSE y GENSA, para los activos de conexión y uso, construidos por el IPSE y el MME, el cual dio vida jurídica al segundo, un contrato de GESTIÓN celebrado entre ELECMURI y GENSA, considerando que el prestador del servicio, es decir ELECMURI, continuaría con la estructura y fórmula tarifaria de la resolución CREG 077 de 1997, hasta tanto el IPSE desarrollara la solución empresarial definitiva para la prestación del servicio, y ELECMURI, y a su vez, obtuviera aprobación de cargos por uso por parte de la CREG. En las consideraciones de este contrato de gestión se reiteró que el IPSE se comprometía a promover la solución empresarial definitiva para la prestación del servicio, dentro del periodo de transición de 6 meses establecido en la regulación. EL CONTRATO en su clausulado aclaró que GENSA no estaba obligada a atender la ejecución del contrato con recursos propios. Es de anotar que ninguna de las dos condiciones antes descritas se ha cumplido, por causas ajenas a la voluntad de GENSA. El plazo del contrato se adicionó por solicitud del MME en siete (7) ocasiones, hasta llegar a un plazo total de diecinueve (19) meses, que finalizó el 22 de noviembre de 2006. Las prórrogas fueron consideradas convenientes por parte del MME y el IPSE, entre otras, para poder contar con el tiempo suficiente de elegir el esquema empresarial definitivo para la prestación de servicio, lo cual a la fecha no se ha cumplido.

- El 17 de noviembre de 2006, GENSA le notificó al COMODANTE la fecha de finalización del CONTRATO (22 de noviembre de 2006) y manifestó su interés para realizar el acta de liquidación y la restitución de los bienes recibidos, sin que hasta la fecha se haya podido culminar el proceso de liquidación, ya que el MME nunca respondió la solicitud. De igual forma, el 26 de diciembre de 2006, GENSA presentó al MME el acta de liquidación del contrato para su revisión y firma, así como las del IPSE, pero hasta la fecha no ha sido posible que los COMODANTES (MME – IPSE) liquiden el contrato y suscriban dicha acta.
- Adicionalmente sin el consentimiento de GENSA y por fuera del marco contractual y del esquema transitorio diseñado por el IPSE y el MME, y peor aún, desconociendo la exclusividad pactada (inicialmente solo se consideró la demanda del Municipio Riosucio -Chocó), los citados entes autorizaron la conexión de cargas adicionales, aumentando la demanda de la línea ya que se incorporaron a la conexión operada por GENSA (línea de media tensión a 44kV) los corregimientos de CURBARADÓ-Chocó, el 2 de noviembre de 2006 y DOMINGODÓ - Chocó, el 24 de diciembre de 2007; así como los municipios de CARMEN DEL DARIEN-Chocó y de MURINDÓ-Antioquia, el 23 de agosto de 2008; así mismo, e impulsado por el Ministerio de Minas y Energía y la Gobernación de Antioquia se instó a GENSA a permitir la adhesión de la demanda de la población de Vigía del Fuerte desde el pasado mes de diciembre de 2021. Esta demanda de energía tuvo que ser asumida de manera forzada por GENSA ante el MEM, situación que estresó aún más la caja y generó crecimiento de la cartera, pues la misma fue conectada sin contar con una solución empresarial definitiva y sostenible en el tiempo, así como sin tener en cuenta que el esquema no cerraba y que los prestadores no tenían herramientas ni solvencia financiera para sufragar los costos reales de la prestación.

### **5.2.3 Situación Actual**

Respecto del estado actual sobre el caso de la frontera Caucheras – Riosucio, GENSA expone que:

- Desde el año 2005 y por solicitud expresa del Ministerio de Minas y Energía, GENSA S.A. ESP., en su rol de facilitador dentro del esquema transitorio implementado por dicho Ministerio para la prestación del servicio de energía eléctrica en los Municipios de Riosucio (Choco), Murindó (Antioquia) y Carmen del Darien (Choco), ostenta la representación ante el Mercado de Energía Mayorista, de la frontera comercial ubicada en la subestación Chaucheras localizada en el Municipio de Mutatá - Antioquia, por tal razón la energía demandada actualmente por dichos municipios es facturada por XM a GENSA, así como también se reciben facturas mensuales por concepto de cargos por uso por parte de los operadores de red de la zona Centro – Sur a GENSA. Debido a los incumplimientos en sus obligaciones por parte de la empresa ELECMURI, prestadora del servicio en el Municipio de Riosucio, así como de las Alcaldías de los Municipios de Murindo, Carmen del Darien y Vigía del Fuerte (ésta última demanda adherida por solicitud del Ministerio de Minas desde el pasado mes de diciembre de 2021), originados entre otras por la difícil situación socio-económica de los habitantes de estas regiones, y de la frágil infraestructura de los que en la actualidad funcionan como prestadores del servicio, a la fecha se ha acumulado una cartera estimada en \$37.000 (treinta y siete mil millones de pesos mcte), con corte al 31 de marzo de 2025, hecho que genera un estrés de caja a GENSA, que la ha obligado en algunas oportunidades a acudir a créditos de tesorería para poder cumplir con esta obligación ante el Mercado de Energía Mayorista, y que crece de manera mensual.
- GENSA para evitar seguir incurriendo en generación de cartera por su participación en un esquema en el cual actualmente no tiene razón de pertenecer, ha realizado todo tipo de gestiones ante el IPSE, el Ministerio de Minas y Energía y la Superintendencia de Servicios Públicos



Domiciliarios – SSPD, XM (Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales) y la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, y ha hecho uso de los mecanismos regulatorios y de mercado que tiene a su alcance para desligarse del esquema ( es decir incluir en las conversaciones y reuniones con los diferentes entes del Estado a los comercializadores incumbentes de las zonas de Antioquia y Chocó, hoy por hoy EPM y DISPAC, respectivamente para que asuman estos mercados) y procurar sanear su cartera, sin que hasta la fecha se hayan visto resultados claros en este sentido, dado que no ha habido acciones contundentes por parte de los entes involucrados, ni está facultada para exigir que los comercializadores que realmente deben atender esta zona lo hagan, así como tampoco puede cesar los pagos por energía ni por cargos por uso, ya que lo anterior le significaría una limitación de suministro con el Mercado Mayorista, poniendo en riesgo no solo la operación comercial de Termopaipa, sino la sostenibilidad misma del principal negocio de GENSA.

#### **5.2.3.1 Alternativas**

Para lograr una solución debido a la afectación que está ocasionando a GENSA la representación de la frontera comercial a causa de los hechos descrito, la empresa plantea lo que pudieran ser posibles soluciones a la problemática.

1. Gestión directa y decidida por parte del Ministerio de Minas y Energía y del IPSE para que los agentes activos del Mercado de Energía Mayorista, quienes tienen aprobados cargos por uso de red y cargos de comercialización para las áreas donde están ubicados los Municipios de Riosucio, Murindó, Carmen del Darien y Vigía del Fuerte, retomen dichos mercados y acuerden un plan por medio del cual se sanee la cartera que se ha contraído para con GENSA.

2. En el entretanto y mientras se logra vincular a la prestación del servicio a los comercializadores naturales (EPM y DISPAC), el Ministerio de Minas y Energía realice las gestiones pertinentes para que vía subsidios, se le reconozca a GENSA el porcentaje no sufragado por los prestadores actuales; se aclara que desde finales del segundo semestre del año 2020, tanto la Electrificadora del Municipio de Riosucio – Choco, como la Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios del Carmen del Darién, se encuentran registradas ante el Administrador del Mercado de Energía Mayorista XM, como agentes comercializadores activos del mismo; sin embargo a la fecha de consulta, la CREG no le ha aprobado cargos por uso de red ni comercialización a ninguna de las dos empresas
3. Se aclara que derivado de la gestión de GENSA para reportar la información a la SSPD y a la Dirección de Energía Eléctrica del MME, de acuerdo con lo definido en la resolución MME 40241 de 2022, se presentó la distribución de subsidios a la tarifa, en aplicación del artículo 26 de la Ley 2099 de 2021, reglamentado a través de la resolución en mención, Capítulo II, para ser girados al representante de la frontera comercial de la línea Caucheras – Riosucio, es decir GENSA, respecto a los periodos comprendidos entre el Cuarto Trimestre de 2019 y el Cuarto Trimestre del 2022, logrando la expedición de la resolución 00930 de 2023, el pasado 1 de septiembre de 2023, con la cual se ordenó el giro de subsidios a la tarifa de energía a nombre de GENSA S.A. E.S.P., correspondientes a la interconexión Caucheras-Riosucio, periodos cuarto de 2021; y primero, segundo, tercero y cuarto de 2022, por valor de \$9.619.743.767 y de lo cual solo le fue girado a GENSA el valor de \$4.290.184.326, ya que debido al acuerdo suscrito entre los prestadores y GENSA, en noviembre de 2022, los prestadores solicitaron que se les reconociera parte de dichos subsidios. **Se aclara que el valor de la cartera a la fecha (facturado a marzo de 2025) es de \$37.309 millones, luego de descontar el anterior valor reconocido en la resolución 00930 de 2023.**

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

### **5.3 Aspectos técnicos operativos**

#### **5.3.1 Información general**

GENSA S.A. E.S.P. es una empresa de economía mixta con una participación mayoritaria del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, la compañía enfoca sus esfuerzos principalmente en tres componentes de negocio asociados al sector energético.

La Central Termoeléctrica TERMOPAIPA propiedad de GENSA S.A. E.S.P., constituye una planta de generación de energía eléctrica a base de vapor, que utiliza carbón como único combustible y está ubicada en el Kilómetro 3 vía Paipa – Tunja, Municipio de Paipa, Departamento de Boyacá.

La Central Termoeléctrica TERMOPAIPA, está integrada por la unidad I con 31MW, la unidad II con 70 MW y la unidad III con 70 MW, las 3 de propiedad de GENSA y hasta el 7 de enero de 2019, representó comercialmente ante el MEM, la Unidad IV de propiedad de la Compañía Eléctrica de Sochagota CES.

Debido a la continuidad del fenómeno de El Niño, que se materializó en 2023, el 2024 giró en torno a retos importantes, a raíz de la disminución en los niveles de los embalses de las empresas de generación hídrica, lo que implicó aumento en los precios de la energía en bolsa como consecuencia de la necesidad de dar cabida a la generación térmica para garantizar el suministro a través del SIN.

Considerando aspectos como el fenómeno de El Niño, los precios de energía en bolsa y el precio del combustible, influenciado por la crisis energética mundial de 2023 GENSA S.A. E.S.P. inició el 2024 con el reto de honrar compromisos con el sector energético.

### 5.3.2 Generación de energía de Termopaipa

Durante el 2024, la generación real de TERMOPAIPA, fue de 760,36 GWh-año, un 5,11 % menor a la del año 2023, la cual fue de 801,28 GWh-año, como consecuencia del mantenimiento de la Unidad 3 y las salidas puntuales o derrateos en la generación de las unidades por el agotamiento, al completar cerca de 20 meses de operación continua, alcanzando una despachabilidad de la planta para el periodo del 48,63%, según lo manifestado.

A continuación, en la Tabla 2 se presenta la generación real de cada una de las unidades de TERMOPAIPA, durante el 2024.

**Tabla 2.** *Generación real de las unidades de TERMOPAIPA a noviembre de 2024*

Unidad	Generación real [kWh-año]	Porcentaje acumulado
Paipa 1	133.873.838	42.34
Paipa 2	368.431.477	58.25
Paipa 3	258.060.220	41.97

*Fuente: Elaboración DTGE.*

No obstante que se presentaron fallas en las tuberías de las calderas de las tres unidades generadoras, se mantuvo en un 99,23% el programa de generación, al cumplir en general, el despacho de energía por mérito económico.

Tal como se observa en la Tabla 3 el factor de uso de las unidades generadoras se mantuvo en un 48,63%, ligeramente menor a la vigencia anterior, debido a aspectos como la parada de mantenimiento programado de la Unidad 3, las salidas de servicio forzadas y el derrateo en la generación de energía.

**Tabla 3.** *Factor de utilización de las unidades de TERMOPAIPA a noviembre de 2024.*

Unidad	Factor de utilización %
Paipa 1	42.34
Paipa 2	58.25

Paipa 3	41.97
Planta	48.63

Fuente: Elaboración DTGE.

### 5.3.3 Gestión de adquisición y consumo de combustible para generación de energía eléctrica

#### 5.3.3.1 Gestión de adquisición y consumo de combustible para generación de energía eléctrica

De manera general GENSA S.A. E.S.P. lleva a cabo ante la comunidad proveedora procedimientos públicos de manifestación de interés para la compraventa de carbón térmico, destinado a las unidades I, II y III de TERMOPAIPA, con la participación de pequeños productores del departamento de Boyacá, quienes asisten como oferentes y observadores del proceso, con lo cual se busca entre otros aspectos, fortalecer la cadena productiva del carbón, para asegurar el abastecimiento energético del país.

Mediante una reciente convocatoria GENSA S.A. E.S.P. adjudicó 33 contratos para el suministro de 60 mil toneladas de carbón, de las cuales 20 mil se adquirirán durante la vigencia 2025, mientras que los 40 mil restantes, serán adquiridas en el primer semestre de 2026.



La Central Termoeléctrica de Paipa, como consecuencia del Fenómeno de El Niño, en el 2024, tuvo una alta generación de energía durante el 2024, de tal manera que la Empresa estructuró y ejecutó diversas estrategias con el fin de disponer del suministro del combustible principal para brindar confiabilidad.

El año 2024 las mayores dificultades fueron producto de las restricciones presupuestales y de caja, que llevaron a limitar los suministros de la materia prima de forma ideal acorde a la planeación. Al respecto, fue necesaria una gestión permanente de relacionamiento con los proveedores para contar el carbón requerido para la generación de energía.

Los efectos del fenómeno de El Niño también fue otro factor que requirió de grandes esfuerzos, recursos y gestiones para lograr superar las implicaciones económicas y operativas que acarreo.

De acuerdo con lo señalado por la Empresa, a continuación, se describen los aspectos relacionados con la adquisición de carbón para la planta de generación:

- La ejecución contractual del año 2024, se cerró con un total de 98 contratos de compraventa y de suministro de carbón, de los cuales nueve (9) contratos de tracto sucesivo iniciados en 2023 y que continúan hasta el año 2028 y 89 contratos adicionales que fueron el respaldo para las necesidades puntuales del consumo mensual.
- Producto de las estrategias de la Compañía para el aprovisionamiento continuo y confiable, se realizaron contratos nuevos de corto plazo y 116 otrosíes a dichos contratos, de esta manera se contó en todo momento con las herramientas contractuales para atender las necesidades del proceso.
- El 99% de los proveedores de carbón vigentes en el 2024 son provenientes del departamento de Boyacá.
- Durante la vigencia 2024 se recibieron 378.104 toneladas de carbón térmico con un aumento del 0,52% con respecto a lo recibido en el año 2023 equivalente a 1.959 toneladas. El carbón es proveniente principalmente de 12 municipios de Boyacá, con una mayor participación de las unidades productoras mineras de los municipios de Paipa, Tasco, Sogamoso, Tópaga y Corrales, en Boyacá, con una menor cantidad de los municipios de Cúcuta, en el departamento de Norte de Santander y Cajibío, en Cauca.
- El poder calorífico promedio del año 2024 se comportó de manera muy similar a lo observado en el año 2023, logrando con esto dar confiabilidad a la Empresa que el mineral que está siendo suministrado de las mismas fuentes que registran en las bases de datos de años anteriores.
- Producto de las gestiones de negociación de precio y la efectiva lectura del mercado y aun con un 17% menos de presupuesto, según lo expresado, se logró la adquisición de 2.000 toneladas de

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

carbón más que el año 2023, logrando una mayor eficiencia de los recursos financieros de la Organización,

- La Empresa logró contar con el mineral para la generación de energía en TERMOPAIPA durante todo el año 2024 con un promedio de reservas en patios de 27.000 toneladas mensuales.

### **5.3.3.2 Consumo de carbón**

El consumo de carbón térmico en TERMOPAIPA durante el año 2024 fue de 395.888 toneladas con una variación del -6% con respecto al año anterior, equivalente a 23.189 toneladas.



El consumo de carbón térmico en Termopaipa durante el año 2024 fue de 395.888 toneladas con una variación del -6% con respecto al año anterior, equivalente a 23.189 toneladas.

Durante 2024 se tuvo un elevado consumo de carbón, debido a la alta despachabilidad de las unidades generadoras. No obstante, durante el 2024, los altos precios del carbón requerido por las unidades de generación de TERMOPAIPA ocasionaron a GENSA S.A. E.S.P. una situación comercial, lo cual, para la estabilidad financiera y la continuidad del negocio de la Empresa, ocasionó la búsqueda de alternativas tanto de financiación como de manejo de caja, para cumplir con los compromisos energéticos adquiridos.

### **5.3.4 Gestión de mantenimientos**

#### **5.3.4.1 Aspectos generales**

GENSA S.A. E.S.P. debió honrar los compromisos de venta de energía anticipada en contratos, atendiéndolos en parte con sus plantas de generación y en otra parte en el mercado spot a precios altos debido al mantenimiento de la Unidad 3 en el segundo semestre del 2024.

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

Según lo informado a través de la visita de evaluación integral, el mantenimiento de la Unidad 3 se venía aplazando por la importancia de aportar la generación continua durante el fenómeno de El Niño y según lo manifestado, lo anterior llevó a un alto costo de la operación comercial, lo cual ocasionó pérdidas económicas durante la mencionada vigencia.

#### **5.3.4.1 Parada de mantenimiento programado unidad 3**

Según lo informado, se logró ejecutar de manera satisfactoria la parada de mantenimiento programado de la Unidad 3, la cual está compuesta por un generador: marca Mitsubishi – S/N: 223367–87836 KVA y una caldera marca Foster Wheeler, fabricada por Distral S.A – 300 Ton/Hr – 92 kg/cm<sup>2</sup> y 510°C, Tipo SF, dos tambores y economizador integral.

Al respecto, se realiza overhaul tipo 39.000 – 41.000 h en la turbina, así como el mantenimiento tipo 8.000-10.000 h de la caldera y mantenimiento de equipos auxiliares.

El mantenimiento programado de la Unidad 3, fue realizado desde el 1 de junio al 9 de octubre 2024, a través de consignación nacional XM, N°C2015114. Previo a la parada, se habían adquirido desde el año 2021 los repuestos originales con el fabricante del generador Mitsubishi.

A continuación, se relacionan de forma general las principales actividades ejecutadas:

- Retiro las cubiertas metálicas, tapas, ménsulas, manholes, excitatriz y virador para liberar espacio que permita tomar metrología preliminar y extraer rotor.
- Ejecución del desarme del generador 3.
- Ejecución de la inspección visual inicial del generador y metrología aplicable.
- Reemplazo de componentes, se efectuaron los ensayos no destructivos (NDT).
- Se efectuaron las pruebas eléctricas a rotor y estator.

- Ejecución del figurado, maquillado y cambio de cableados de excitatriz.
- Ejecución de las maniobras de izaje para la instalación de componentes.
- Armado completo del generador 3 y todos los componentes intervenidos.
- Pruebas.
- Cambio de tubería Banco Principal y SBT.
- Limpieza general precipitador y caldera, cárcamos.
- Realización de ensayos no destructivos NDTs por componente de la caldera.
- Inspección videoscopía/ Boroscopía remota a turbina.
- Mantenimiento válvulas manuales, neumáticas,
- eléctricas y electrométricas.
- Mantenimiento general Sistema SO3.
- Mantenimiento válvulas de seguridad.
- Asistencia especializada mantenimiento precipitador electrostático.
- Mantenimiento APH Ljungstrom.
- Mantenimiento general transportador cangilones.
- Reparación del atemperador.
- Instalación andamios en caldera y equipos auxiliares.
- Revisión Mecánica Preventiva válvula principal de agua atemperación (bbfv-05) unidad 3.
- Ensayos eléctricos motores y trafos de medida.
- Instalación capacitores de acople.
- Cambio de aislamiento caldera y trabajos varios.
- Verificación infiltraciones en precipitador.
- Mantenimiento bahía 115 KV.
- Mantenimiento a motor VTI#1 y motor bomba agua de circulación B.

- Ensayos y mantenimiento a cargadores de baterías.
- Interconexión barraje entre U2 y U3.
- Instalación de estructura para izaje de motor VT12U3.
- Regeneración aceite transformador principal y de grupo.

Por otra parte, dentro de las actividades más relevantes a equipos auxiliares ejecutado por personal de mantenimiento de la Empresa en el overhaul, se destaca la reconstrucción de tubería por espesor mínimo caldera.

También se destaca la inspección a sistemas auxiliares para el ciclo agua vapor de turbina, como bombas, calentadores, enfriadores, condensador, desaireador, tanque de alimentación, extracciones, eyectores, compresores, virador, filtros, trampas de condensado.

También se destacan los ensayos eléctricos motores y transformadores de medida.

Finalmente, ante las expectativas de un fenómeno de La Niña, se había programó la salida de la unidad para mayo de 2024, pero atendiendo solicitudes del CND, se inició en junio de 2024 con fecha de terminación el 30 de agosto de 2024, sin embargo, en el curso del mantenimiento se presentó la necesidad técnica de una prórroga hasta el 26 de septiembre y finalmente la unidad entró en operación comercial el día 16 de octubre de 2024 con un derrateo de 10 MW.

#### **5.3.4.2 Principales proyectos de inversión ejecutados o en ejecución**

A continuación, se relacionan los proyectos adelantados o que se adelantan, relacionados con la actividad de mantenimiento:

- Implementación torres de enfriamiento, contrato suspendido por coyuntura de liquidez.

- Interventoría a la implementación de las torres de enfriamiento, contrato suspendido por coyuntura de liquidez.
- Reforzamiento estructural de las tolvas de la Unidad 2 contrato suspendido por coyuntura de liquidez.
- Cambio parcial de tuberías haz de convección y sobrecalentadores de caldera Unidad 3, contrato terminado, en fase de cierre y liquidación.
- Reforzamiento estructural en tolvas de carbón calderas 2 y 3, contrato suspendido por coyuntura de liquidez.
- Cambio de los niveles visuales de domo de calderas U2 y U3, contrato suspendido por coyuntura de liquidez.
- Sistema Automático de limpieza de rejillas de las torres de enfriamiento, contrato suspendido por coyuntura de liquidez.
- Servicio de mantenimiento mayor u overhaul al generador de la Unidad 3, contrato en ejecución normal a la espera ajustes de alineación con la Unidad fuera de servicio.
- Cambio parcial tubería del hogar de la caldera de la Unidad 2, contrato en proceso de formalización de acta de suspensión por coyuntura financiera.

#### 5.3.4.3 Logros alcanzados en el 2024

De acuerdo con lo anterior y con lo señalado por la Empresa, a continuación, se relacionan los principales logros:



- Se completó con éxito la compra, instalación, pruebas y puesta en operación de la tubería del haz de convección y los serpentines del sobrecalentador primario de la caldera de la Unidad 3 de Termopaipa.

- Contratación del servicio de asesoría técnica especializada, mano de obra técnica y herramientas para la realización del overhaul del generador de la unidad número tres de Termopaipa.
- Se contrató el servicio de asesoría técnica especializada, mano de obra técnica y herramientas para realizar el overhaul del generador de la Unidad 3 de Termopaipa, asegurando la optimización y mantenimiento del equipo para su operación eficiente y prolongada.
- Contratación de la compraventa de una sección de las tuberías del hogar de la caldera de la Unidad 2, incluida instalación, pruebas y puesta en operación.
- Se garantiza la adquisición, instalación, pruebas y puesta en operación de una sección de las tuberías del hogar de la caldera de la Unidad 2, lo que permitirá mejorar la fiabilidad y rendimiento de la caldera, optimizando su eficiencia operativa.
- Contratación de la compra de productos Chesterton, para el mantenimiento de los equipos de Termopaipa.
- Contratación del mantenimiento general de la planta generadora de trióxido de azufre gaseoso (SO<sub>3</sub>), para el reacondicionamiento de los gases de escape de las calderas hacia los precipitadores electrostáticos de las unidades 1,2 y 3.
- Se contrató el mantenimiento general de la planta generadora de trióxido de azufre gaseoso (SO<sub>3</sub>) para el reacondicionamiento de los gases de escape de las calderas hacia los precipitadores electrostáticos de las unidades 1, 2 y 3.

### **5.3.5 Disponibilidad de la planta de generación**

#### **5.3.5.1 Factor de indisponibilidad forzada IHF de la planta**

Debido a salidas de servicio forzadas, que indispusieron las unidades generadoras, principalmente por fallas en las tuberías de las calderas y derrateos, debido a diferentes factores, se presenta para el 2024, un valor de este indicador, de 23,26%.

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

#### **5.3.5.2 Disponibilidad operativa anual de la planta**

Se presenta para el 2024, un valor de 76,74%. Unidades 1, 2 y 3 disponibles para la generación, se disminuyó la disponibilidad debido al derrateo en la generación de las tres unidades generadoras, y las salidas de servicio forzadas, por fallas en las tuberías de las calderas.

#### **5.3.5.3 IHF, índice de indisponibilidad forzada Unidad 1**

Se presenta para el 2024, un valor de 41,62%. Se presenta indisponibilidad forzada, durante el periodo, principalmente por las salidas de servicio por fallas en las tuberías de la caldera y por el derrateo forzado (13 MW), durante el periodo, como contingencia para reducir la frecuencia de las fallas, de la tubería de la caldera.

#### **5.3.5.4 IHF, índice de indisponibilidad forzada Unidad 2**

Se presenta para el 2024, un valor de 23,14%. Se presenta indisponibilidad forzada, durante el periodo, principalmente por las salidas de servicio por fallas en las tuberías de la caldera y por el derrateo forzado (12 MW), durante el periodo, como contingencia para reducir la frecuencia de las fallas, de la tubería de la caldera.

#### **5.3.5.5 IHF, índice de indisponibilidad forzada Unidad 3**

Se presenta para el 2024, un valor de 13,25%. Se presenta indisponibilidad forzada, durante el periodo, principalmente por las salidas de servicio por fallas en las tuberías de la caldera y por el derrateo en la generación de energía. Sin embargo, este indicador mejoró con respecto a la vigencia anterior debido a que luego de la parada de mantenimiento programado se logró recuperar la capacidad efectiva neta; por lo tanto, al finalizar la vigencia la Unidad ya no presenta derrateo forzado.

### 5.3.6 Eficiencia y desempeño de la planta

#### 5.3.6.1 Indicador de eficiencia acumulado de planta

Con corte a noviembre de 2024, se presenta para este indicador, un valor de 28,50%, el cual presenta cumplimiento de la meta de eficiencia establecida para la vigencia 2024  $\geq$  28,13%, meta que, con el fin de reflejar la situación actual de la Organización y el estado de los equipos, fue actualizada durante el 2024.

#### 5.3.6.2 Comportamiento del Heat Rate de las unidades y de la planta

A continuación, en la Tabla 4 se presenta el comportamiento del indicador Heat Rate, para cada una de las 3 unidades, así como también para la planta de generación TERMOPAIPA, en conjunto.

**Tabla 4.** Comportamiento del indicador Heat Rate de TERMOPAIPA.



<b>Consumo Térmico Específico HR (MBTU/MWh)</b>			
Paipa 1	Paipa 2	Paipa 3	Planta
13.47	11.66	11.52	11.97

*Fuente: Elaboración DTGE.*

Al respecto, mediante Acuerdo CNO 1952, se aprueba la ampliación del plazo para la realización de las pruebas de capacidad efectiva neta y consumo térmico específico de la unidad 2 de la planta TERMOPAIPA.

#### 5.3.6.3 Indicador de eficiencia desempeño de planta (%) periodo 2015-2024

Como consecuencia del ajuste de metas para el nuevo Direccionamiento Estratégico 2024 -2030, considerando que el desempeño energético logrado para la vigencia 2024 fue de 28,50%, se da alcance al cumplimiento de la meta propuesta para el año 2024.

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

Tal como se mencionó, para la vigencia 2024 se actualizaron dichas metas, con el objetivo que reflejaran la situación actual de la Organización y el estado de los equipos Debido a que en el 2023 se presentó desviación en el cumplimiento de la meta del desempeño energético.

A continuación, se presentan los motivos por los que se presentó desviación de la meta de desempeño energético:



- El aplazamiento de las actividades de mantenimiento mayor de las unidades generadoras.
- Restricciones del mercado debido a la alta exigencia de generación provocado por el fenómeno de El Niño.
- Derrateo forzado de 8 MW en las tres unidades generadoras.
- Las salidas forzadas de las unidades dado por fallas en las tuberías de la caldera.
- Desplazamiento del plan de acción de inversiones por falta de recursos.

### **5.3.7 Cumplimiento de disposición del RETIE**

De acuerdo con lo señalado por la Empresa y lo indicado a través de visita de evaluación integral, adicional al cumplimiento de los permisos y requerimientos ambientales, de planeación municipal o distrital, así como las concesiones la central de generación, según lo señalado en el Artículo 3.18.1 “Edificaciones de centrales de generación”, del RETIE, la Empresa da cumplimiento a los siguientes requisitos generales:

- a. Las edificaciones y estructuras de las centrales de generación cumplen con disposiciones de construcción Sismo Resistente al momento de la construcción.
- b. Los generadores, se deben instalar y operar en superficies secas y bajo una cubierta o estructura que impida que el agua alcance partes eléctricas activas.

- c. El edificio de la central de generación eléctrica debe ser independiente de toda construcción no relacionada con las instalaciones de generación.
- d. No existe almacenamiento de materiales combustibles en las proximidades de las canalizaciones y de las máquinas o equipos bajo tensión.
- e. El centro de control de la planta dispone de un mímico que represente el diagrama unifilar de la central, que cubre los sistemas de media y alta tensión de la central y subestación asociada, así como las líneas de transmisión con conexión física directa a la central.
- g. Las chimeneas deben pintarse con los requerimientos de la señalización aeronáutica.
- h. No existen depósitos de agua sin confinar en el interior de la central de generación, ni en las zonas próximas a las instalaciones de alta tensión.
- i. En los cuartos de baterías no existen vapores de alcohol, amoníaco, ácido acético, clorhídrico, nítrico o residuos volátiles, ni estos cuartos deben tener comunicación directa con el centro de control.
- l. La central de generación cuenta con un sistema automático de detección y extinción de incendios en las partes críticas susceptibles a incendio y un plan de emergencias. Los sistemas de protección contra incendios operan mínimo a las señales de temperatura y humo.
- n. Todos los circuitos de baja tensión situados en las proximidades de máquinas, aparatos u otros circuitos de alta tensión, se consideran como pertenecientes a instalaciones de alta tensión, en los casos en que, por falta de protección, se pueda presentar un contacto entre ellos.
- p. Todos los sitios de circulación de personas, tales como accesos, salas, pasillos, etc., se encuentran libres de objetos que puedan dar lugar a accidentes o interrumpen visiblemente la salida en casos de

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

emergencia y las rutas de evacuación estándemarcadas con avisos y señales de salida que sean luminosas, conectadas al circuito de emergencia de la central.

q. Para evitar los peligros que pudieran originar el incendio de un transformador refrigerados en aceite, de más de 100 kVA o un interruptor de gran volumen de aceite, se cuenta con un foso o sumidero en el que se colocan varias capas de gravilla que servirán como filtro y para ahogar la combustión.

r. Los transformadores aislados en aceite con potencia igual o mayor 100 kVA, ubicados al interior de la casa de máquinas son instalados en celdas diseñadas con muros y puertas cortafuego.

s. Las subestaciones siguen los requisitos de protección contra incendios del numeral 8.7.2 de la norma IEC 61936-1.



t. Las conducciones de gas van siempre separadas de las canalizaciones eléctricas.

La Empresa, según lo informado adelantó medición de niveles de campos electromagnéticos

### **5.3.8 Transición energética**

#### **5.3.8.1 Aspectos generales**

El Ministerio de Hacienda y Crédito Público aprobó en diciembre de 2024 una capitalización a GENSA S.A. E.S.P. por \$90.000.000.000 destacándose entre otros aspectos, para el SIN, a) la consolidación de un inventario de 10 proyectos con FNCER listos para construir, construidos o en construcción que ascienden a 1.427 MW sobre los que se encuentra viabilidad para la Empresa implementar aceleradamente un plan de transición energética y descarbonización, b) el inicio de estructuración de cinco (5) alternativas concretas de reconversión de Termopaipa sobre las que se seguirá avanzando en 2025 y que tienen por objetivo estar implementadas en 2030, y c) el preacuerdo con una firma con

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

acreditación ante el mercado para negociar la venta del carbón evitado de Termopaipa, el cual servirá de pilar financiero para el plan de transición de la Organización.

Como inicio del camino hacia la Transición Energética para sustituir la generación de carbón con energías renovables, el proceso de descarbonización de TERMOPAIPA pretende dar un rumbo diferente a la generación y comercialización con energías limpias.

### **5.3.8.2 Proyecto PCH Río Hondo**

En general, se han consolidado proyectos potenciales Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) y proyectos con Fuentes Renovables de Energía (FRE), que permitirán incrementar la canasta energética de la Organización en aproximadamente 120 MW.

Al respecto, con la PCH Río Hondo, proyecto localizado en el departamento de Caldas, en el municipio de Samaná, con una capacidad instalada de 19,9 MW, a filo de agua, se pretende aportar

### **5.3.8.3 Otras acciones relacionadas con la transición energética**

A continuación, se relacionan otras acciones adelantadas por la Empresa, en el contexto de la transición energética:

- Gracias al buen relacionamiento que se ha tenido con empresas mineras de Boyacá, se estructuró un proyecto de implementación de una granja solar de 2 MW en terreno de proveedor de carbón en el municipio de Sogamoso; como piloto para buscar una nueva alternativa de negocio para los mineros, el de generación de energía y de esta manera aprovechar las grandes extensiones de tierra.
- La Empresa avanzó en negociaciones con entidades acreditadas ante mercado de carbono voluntario para negociación de bonos de carbono reducido de TERMOPAIPA.

- En 2024 se celebra alianza con Power China para desarrollo de 1.600 MW eólicos off-shore.
- Se avanza en la estructuración del plan reconversión tecnológica de TERMOPAIPA.
- Se fortalecen las competencias técnicas en modelos de negocios de FNCE y transición energética.

### **5.3.9 Gestión ambiental**

#### **5.3.9.1 Aspectos generales**

De acuerdo con lo señalado, para la Empresa, el componente ambiental integra la estrategia empresarial, trasciende el propósito de resolver, mitigar, corregir y compensar los temas de carácter ambiental. En el escenario de los asuntos materiales se definieron los siguientes aspectos:

- Gestión de Impactos ambientales de la operación, que reúne las acciones de cumplimiento de la norma ambiental colombiana para los procesos de generación de energía, y Gestión del Cambio climático.
- Se asume la gestión ambiental como un deber en coherencia con la adopción de los Objetivos de Desarrollo Sostenible y los principios del Pacto Global para aportar a la agenda 2030 Política Nacional para gestionar los Objetivos de Desarrollo sostenible.

#### **5.3.9.2 Acciones generales adelantadas**

En relación con las acciones que debe adelantar la Empresa, se atiende de manera general, lo siguiente:

- Gestión de autorizaciones, licencias y permisos ambientales.
- Estudios de Impacto Ambiental.
- Diagnóstico Ambiental de Alternativas y Planes de Manejo Ambiental.
- Relacionamiento y acercamiento con las autoridades ambientales.

- Asesoría y construcción de la Geodatabase (base de datos de información ambiental especializada en los medios abiótico, biótico y socioeconómico).
- Gestión de monitoreo, mediciones y estudios relacionados con los componentes: agua, aire, suelo, fauna y flor.

#### **5.3.9.3 Gestión del cambio climático**

En cuanto a la gestión del cambio climático, según lo manifestado, la Empresa se ajusta a lo establecido en la normatividad y atiende de manera general, lo siguiente:

- Medición de la huella de carbono.
- Mejoramiento de los sistemas de generación de energía.
- Establecimiento de mejores prácticas operativas.
- Aplicación en proyectos de FNCE.
- Gestión educativa.
- Desarrollo del programa Actúa responsable.
- Programa de Eficiencia Energética.

#### **5.3.9.4 Gestión del cambio climático**

En relación con las acciones que debe adelantar la Empresa, respecto de la gestión de impactos ambientales de la operación, según lo informado, se atiende de manera general, lo siguiente:

- Realización de campañas de monitoreo isocinéticos en las tres (3) unidades de generación, con el fin de evaluar el comportamiento de las emisiones atmosféricas, con cumplimiento del 80% de los parámetros medidos, según lo expresado.

- Realización de monitoreos de calidad de aire, emisión de ruido y ruido ambiental, según lo informado, con resultados positivos acordes al cumplimiento de la normatividad vigente.
- En atención al requerimiento de Corpoboyacá, se continúa reportando la información del monitoreo de calidad de aire en un punto específico del área de influencia
- Elaboración del modelo de dispersión de contaminantes de la central.
- Continuidad del tratamiento para el manejo de los lixiviados del patio de carbón, (Resolución 631 de 2015 en un 95%) y mantenimiento de la planta.
- Realización de campañas de monitoreo de calidad de agua superficial y vertimientos.
- Mantenimiento preventivo anual de la planta de tratamiento de aguas residuales domésticas.

#### **5.3.9.1 Reducción en el indicador de intensidad de emisiones**

Según lo informado, en la operación de TERMOPAIPA se observa una reducción de un 20%, en el indicador de intensidad de emisiones, el cual se encuentra en 1.207 Ton CO<sub>2</sub>eq/MWh.

#### **5.3.10 Responsabilidad social empresarial, estrategia, objetivos específicos y certificaciones de calidad**

##### **5.3.10.1 Responsabilidad social empresarial**

A continuación, se relacionan las principales acciones llevadas a cabo por la Empresa respecto de Responsabilidad Social Empresarial:



- Con el propósito de llevar a cabo una acción colectiva en pro del desarrollo de las zonas y de la Organización, se identificaron actividades para interactuar con los diferentes grupos de interés.
- Se promueve la ciudadanía corporativa a través de procesos de sensibilización social, ambiental y económica.

- Se implementan con los proveedores, iniciativas de formación y acompañamiento técnico, ambiental y social para que integran en su día a día, acciones sostenibles.
- Con el grupo de interés Comunidad se continuó con el compromiso de aportar al proceso educativo profesional de jóvenes de las áreas de influencia, procesos con las comunidades indígenas
- Inversión social estratégica “Abriendo fronteras”, con direccionamiento hacia una minería sostenible, recuperación ancestral y acciones de economía circular.
- A través de sus diferentes equipos de trabajo, LaA Empresa apoyó dos iniciativas de personal a cargo de minas en el municipio de Corrales para la implementación de un jardín de plantas ornamentales y aromáticas para el embellecimiento de las instalaciones mediante la reutilización de cascos mineros descartados, como materos.
- En el mes de diciembre, se entregaron un total de 150 plántulas para recuperación ambiental en el municipio de Tópaga en un área equivalente a una cuadra dentro del título minero.

#### **5.3.10.2 Estrategia y objetivos específicos**

Mediante la estrategia de la Empresa, para acelerar los pasos hacia una organización más flexible que se adapta a los cambios que el entorno exige, se busca cumplir cinco (5) objetivos estratégicos, de la siguiente manera:

- Generar valor sostenible
- Fortalecer los negocios de política pública y eficiencia energética.
- Ampliar y diversificar la canasta energética en 135 MW con FNCER
- Gestionar la operación y producción basados en la confiabilidad
- Desarrollar y fortalecer capacidades organizacionales

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

### 5.3.10.3 Certificaciones de calidad

Con el propósito de alinear su estrategia con los estándares que le permitan actuar de forma organizada y responder a las exigencias del momento, por parte de GENSA S.A. E.S.P., se promueve la recertificación de Icontec en las normas de Calidad ISO 9001:2015, Ambiental ISO 14001:2015, Seguridad y salud ISO 45001:2018 y Eficiencia energética ISO 50001:2018.

Por otra parte, la Empresa mantiene la recertificación en Responsabilidad Social Empresarial en la Worldcob WORLDCOB-CSR:2011.3.

### 5.4 Aspectos técnicos operativos en la ZNI.

El prestador GENSA en cumplimiento de los contratos de AOM - Administración, Operación y Mantenimiento de los bienes propiedad del Ministerio de Minas y Energía, realiza la generación de energía eléctrica en:

- **Inírida – Guainía**, mediante un sistema híbrido constituido por una central de generación Solar y una Diésel. (Contrato MME-GENSA GCC-101-2015 – OTROSI 1 y 2)
- **Mitú – Vaupés**, mediante un sistema híbrido constituido por una PCH (Pequeña Central Hidroeléctrica) y una central de generación Diésel. (Contrato MME-GENSA GCC-209-2013 – OTROSI 1, 2, 3 y 4)
- **Bahía Solano – Chocó**, mediante un sistema híbrido constituido por una PCH (Pequeña Centra Hidroeléctrica) y una central de generación Diésel. (Contrato MME-GENSA GCC-100-2015 – OTROSI 1 y 2)
- **Bahía Cúpica – Chocó**, mediante un sistema híbrido constituido por una MCH (Micro Central Hidroeléctrica) y una central de generación Diésel. (Contrato MME-GENSA GCC-097-2015 – OTROSI 1 y 2)

El seguimiento, supervisión y control de estos contratos está a cargo del Ministerio de Minas y Energía (MME), entidad responsable de verificar el cumplimiento de las condiciones contractuales y garantizar la adecuada prestación del servicio en cada una de las localidades mencionadas. Sin embargo, la

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) tiene las competencias de inspección, vigilancia y control sobre la actividad de generación de energía eléctrica realizada por GENSA.

#### 5.4.1 Prestación con Sistema Distribuidos.

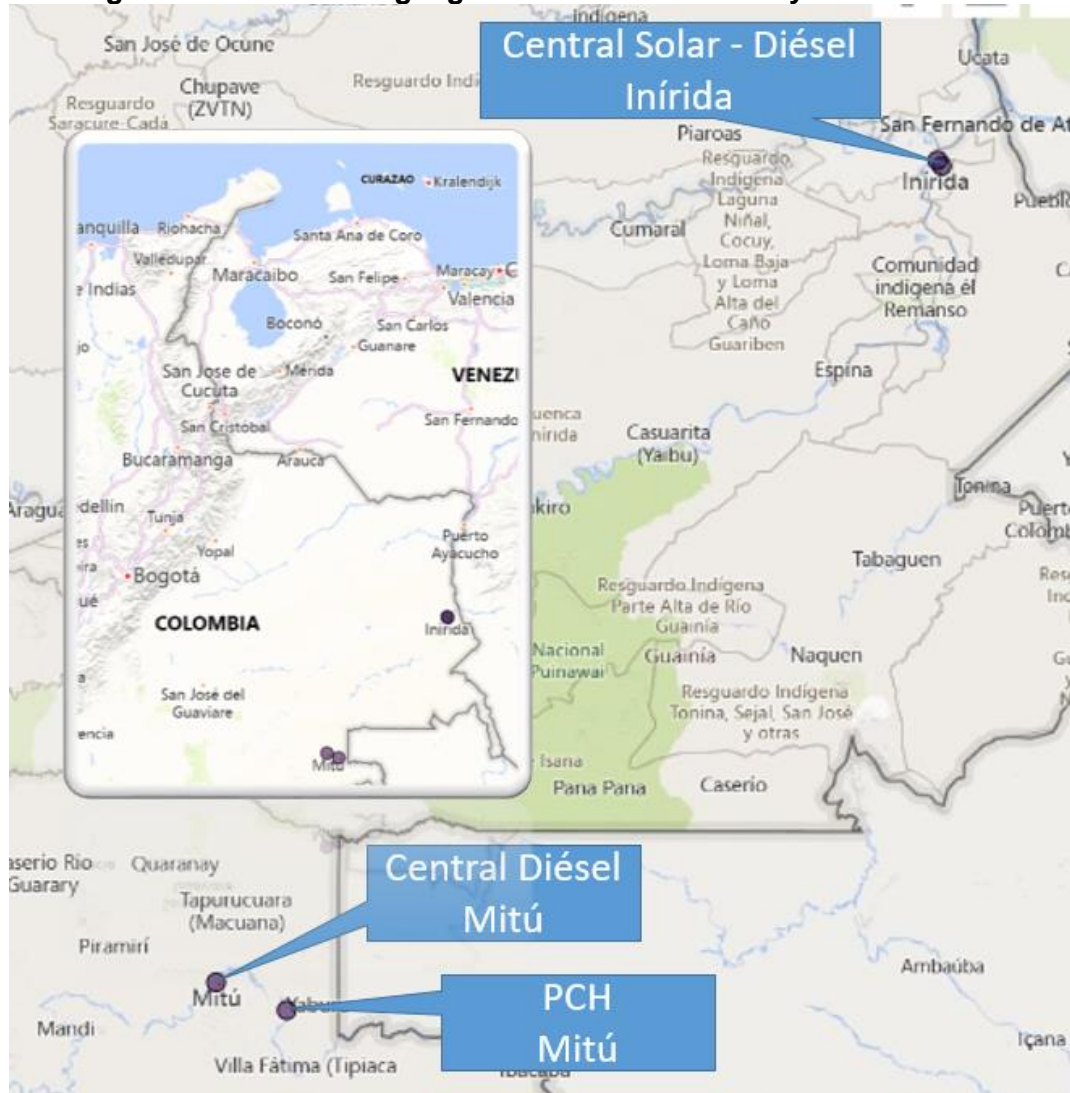
En virtud de los Contratos de AOM GCC-209-2013, GCC-097-2015, GCC-100-2015 y GCC-101-2015, el Ministerio de Minas y Energía otorgó a GENSA el uso y goce de los bienes asociados a las centrales de generación ubicadas en Mitú, Bahía Cúpica, Bahía Solano e Inírida, respectivamente. A través de estos contratos, GENSA asumió la responsabilidad de garantizar la generación de energía eléctrica en las mencionadas localidades (Ver Figura 1 y Figura 2). A continuación, se presenta un análisis técnico detallado de las actividades desarrolladas y de los resultados alcanzados en cada una de estas zonas, con el propósito de evaluar las condiciones de continuidad y calidad del servicio eléctrico bajo la gestión de GENSA.

**Figura 1. Localización geográfica Centrales Bahía Solano y Bahía Cúpica - GENSA**



Fuente: Sistema Único de Información (SUI).

Figura 2. Localización geográfica Centrales Inírida y Mitú - GENSA



Fuente: Sistema Único de Información (SUI).

## 5.4.2 LOCALIDAD MITÚ – VAUPÉS

### 5.4.2.1 Central de generación diésel Mitú.

En la central de generación de Mitú se cuenta con un total de diez unidades que combinan tecnologías hidráulicas tipo bulbo (Kaplan) y motores diésel de combustión interna. La capacidad instalada total de la planta es de 8.749 kW, de los cuales 2.000 kW corresponden a generación hidráulica y 6.749 kW a generación térmica mediante motores diésel. Sin embargo, actualmente las unidades hidráulicas se encuentran fuera de operación, y dentro de las unidades térmicas, algunas se encuentran en

mantenimiento o en reparación. Como resultado, la capacidad operativa actual de la planta es de 2759,1 kW, lo que podría limitar la capacidad de atención de la demanda eléctrica en la localidad y afectar la continuidad y confiabilidad del servicio. Ver Tabla 5.

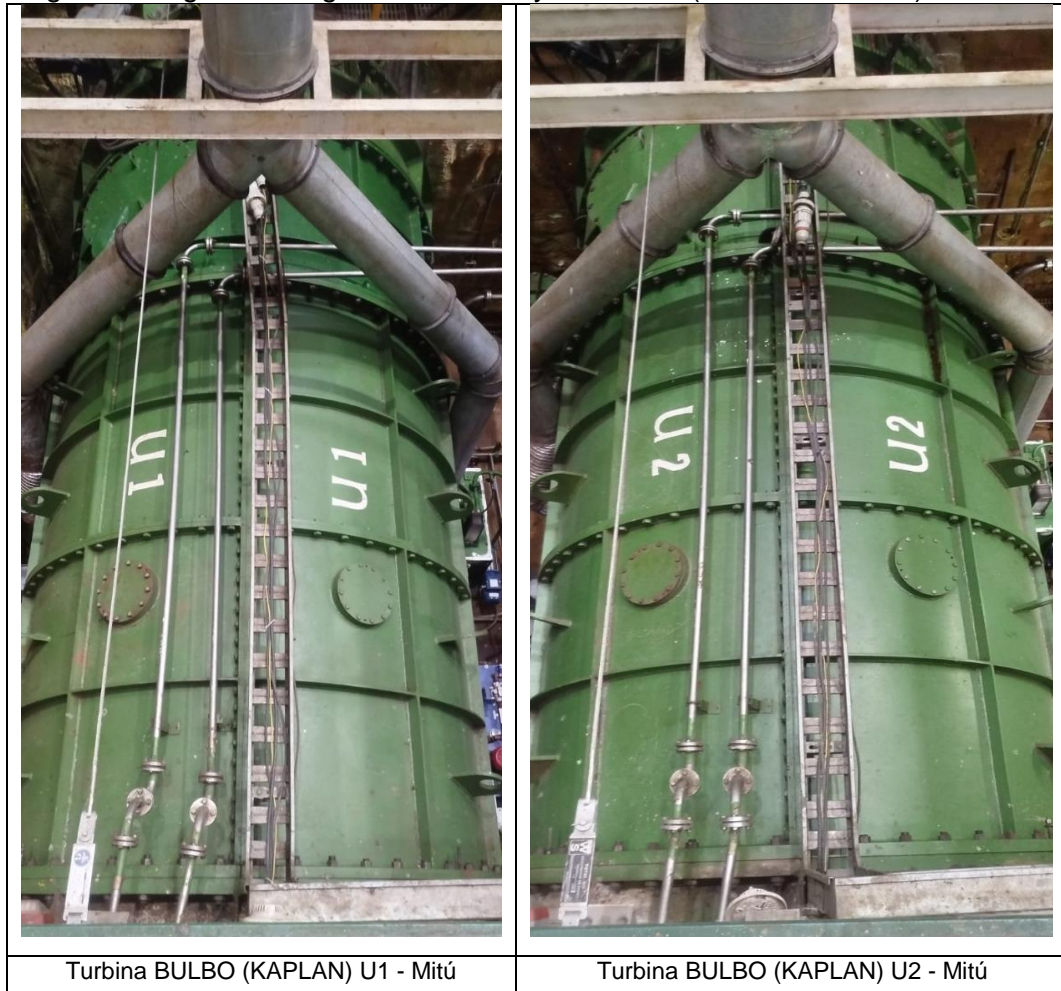
**Tabla 5 Capacidad Instalada de Generación Mitú - GENSA**

Unidad	Marca	Tecnología	Tipo	Modelo	Potencia Instalada (kW)	Potencia Operativa (kW)	Estado actual
1	EKB (PMCB)	HIDRÁULICA	BULBO (KAPLAN)	001	500	500	No operativo
2	EKB (PMCB)	HIDRÁULICA	BULBO (KAPLAN)	001	500	500	No operativo
3	EKB (PMCB)	HIDRÁULICA	BULBO (KAPLAN)	001	500	500	No operativo
4	EKB (PMCB)	HIDRÁULICA	BULBO (KAPLAN)	001	500	500	No operativo
5	CUMMINS	DIESEL	COMB. INTERNA	750DFHA-1386	750	682,5	Operativo
6	CUMMINS	DIESEL	COMB. INTERNA	C1000D6B	1020	928,2	En mantenimiento
7	CUMMINS	DIESEL	COMB. INTERNA	C1250D6	1270	1155,7	Operativo
8	CUMMINS	DIESEL	COMB. INTERNA	C1250D6	1270	1155,7	En reparación
9	CUMMINS	DIESEL	COMB. INTERNA	C1250D6	1270	1155,7	En reparación
10	CUMMINS	DIESEL	COMB. INTERNA	C1000D6	1012	920.9	Operativo

Fuente: GENSA.

A continuación, se presenta el registro fotográfico de la central de generación de Mitú, donde se evidencia el estado y la disposición de cada una de las unidades de generación. En la Figura 3 y Figura 4 se observan las instalaciones correspondientes a la Pequeña Central Hidráulica (PCH), incluyendo las unidades hidráulicas tipo bulbo (Kaplan). Por su parte, en la Figura 5 se muestra los motores diésel que forman parte de la capacidad de generación de la central.

Figura 3. Registro Fotográfico PCH U1 y U2 – Mitú (fuera de servicio) - GENSA



Fuente: GENSA

Figura 4. Registro Fotográfico PCH U3 y U4 – Mitú (fuera de servicio) - GENSA



Fuente: GENSA

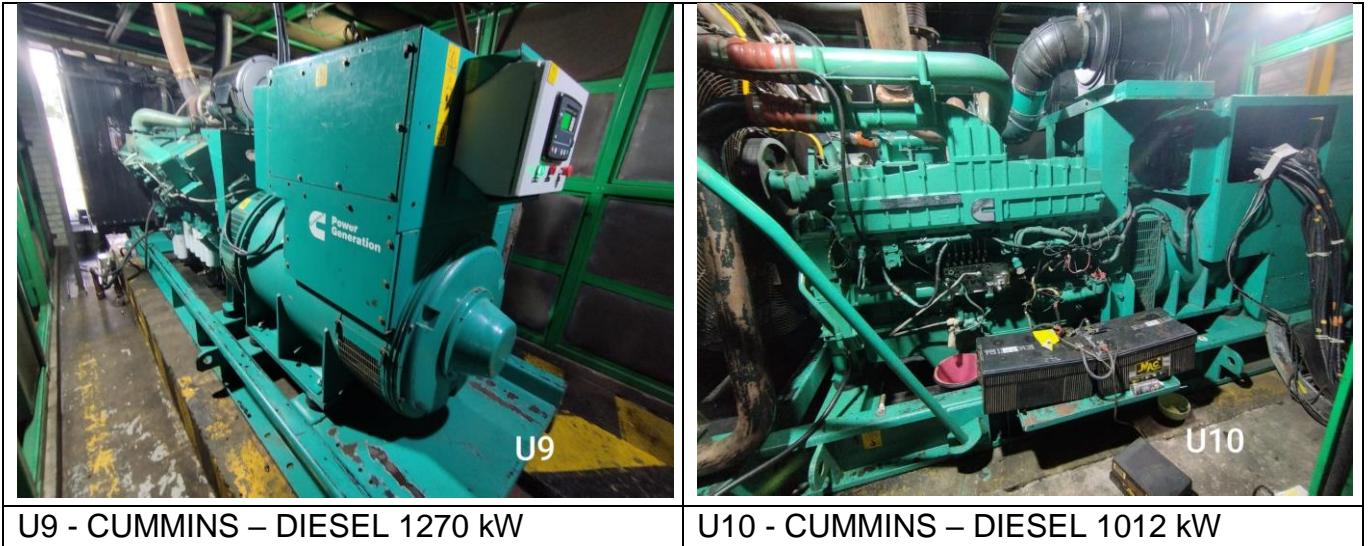
Actualmente, la PCH que aporta a la generación de energía en Mitú se encuentra con sus cuatro unidades fuera de servicio. Ante esta situación, GENSA presentó el plan de restablecimiento de la PCH Mitú, el cual contempla la recuperación operativa de las unidades 1, 2, 3 y 4, con un cronograma que iniciará una vez se firme el acta de inicio, la cual se estima estará disponible en aproximadamente tres semanas. Las actividades en sitio comenzarían cerca de cuatro semanas después. La intervención de la Unidad 1, que incluye desmontaje, análisis causa raíz, fabricación de piezas y pruebas, tendrá una duración aproximada de 24 semanas.

Por su parte, las Unidades 2 y 3 requerirán entre 2 y 3 semanas cada una para su restablecimiento, considerando el cambio de equipos afectados y la ejecución de pruebas de funcionamiento. En cuanto a la Unidad 4, se contempla la realización de estudios y diseños detallados para mejorar el sistema de

compuertas, con una duración proyectada de 20 semanas. Este plan permitirá avanzar en la restitución progresiva de la capacidad de generación de la central y contribuirá a mejorar la continuidad y confiabilidad del servicio en Mitú.

Figura 5. Registro Fotográfico PCH – Mitú (fuera de servicio) - GENSA





Fuente: GENSA

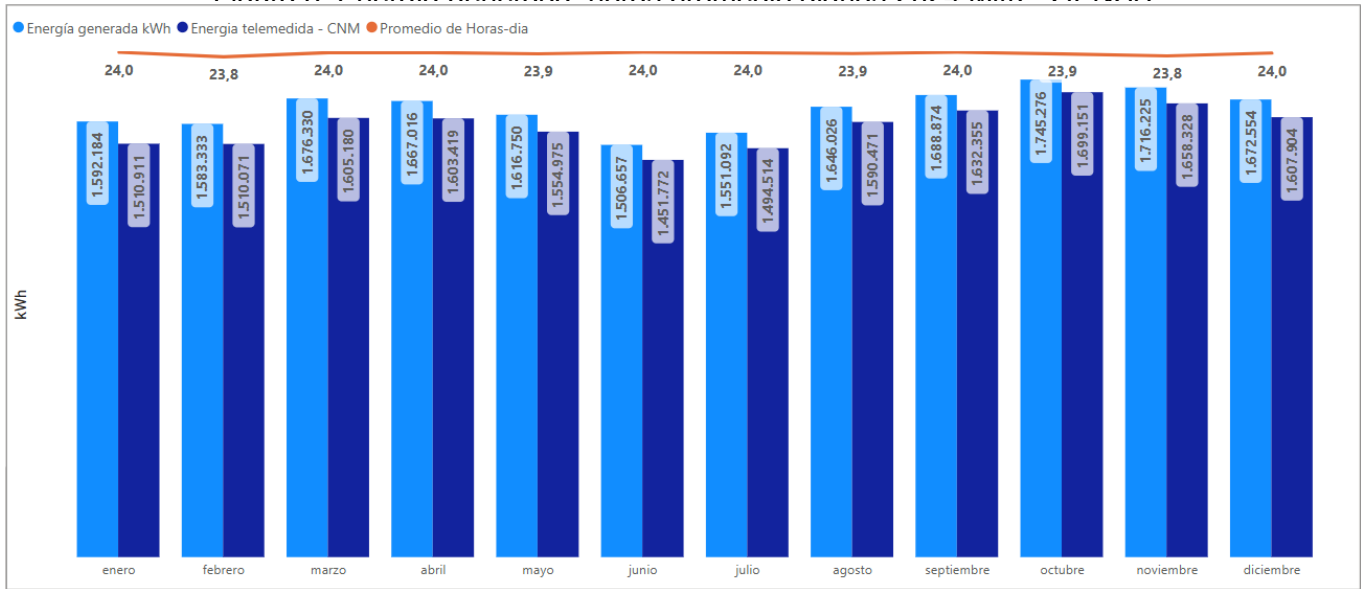
#### 5.4.2.2 Generación de Energía Eléctrica en Mitú

Con relación al comportamiento histórico de la generación de energía eléctrica en Mitú, se observa que en el año 2024 el prestador reportó una generación total de 19.662 MWh, lo que representa un incremento del 11,4 % en comparación con el año 2023 (17.655 MWh) ver Figura 6.

Adicionalmente, en Figura 6 se muestra que durante el año 2024, el promedio de horas de operación diaria de la central de generación en Mitú se mantuvo constante alrededor de las 24 horas por día, lo que indica que la central operó de manera continua para garantizar la prestación del servicio. Solo en algunos meses como febrero, mayo, agosto y noviembre se observan ligeras variaciones donde el promedio de horas-día estuvo entre 23,8 y 23,9 horas, lo que sugiere interrupciones mínimas o mantenimientos que no afectaron significativamente la continuidad del servicio.

Este comportamiento refleja una alta disponibilidad operativa de la central, evidenciando que, pese a los posibles eventos operacionales o mantenimientos programados, GENSA mantuvo un adecuado nivel de servicio, logrando operar prácticamente a tiempo completo a lo largo del año.

**Figura 6 Energía generada horas promedio diarias 2024 Mitú - GFNSA**

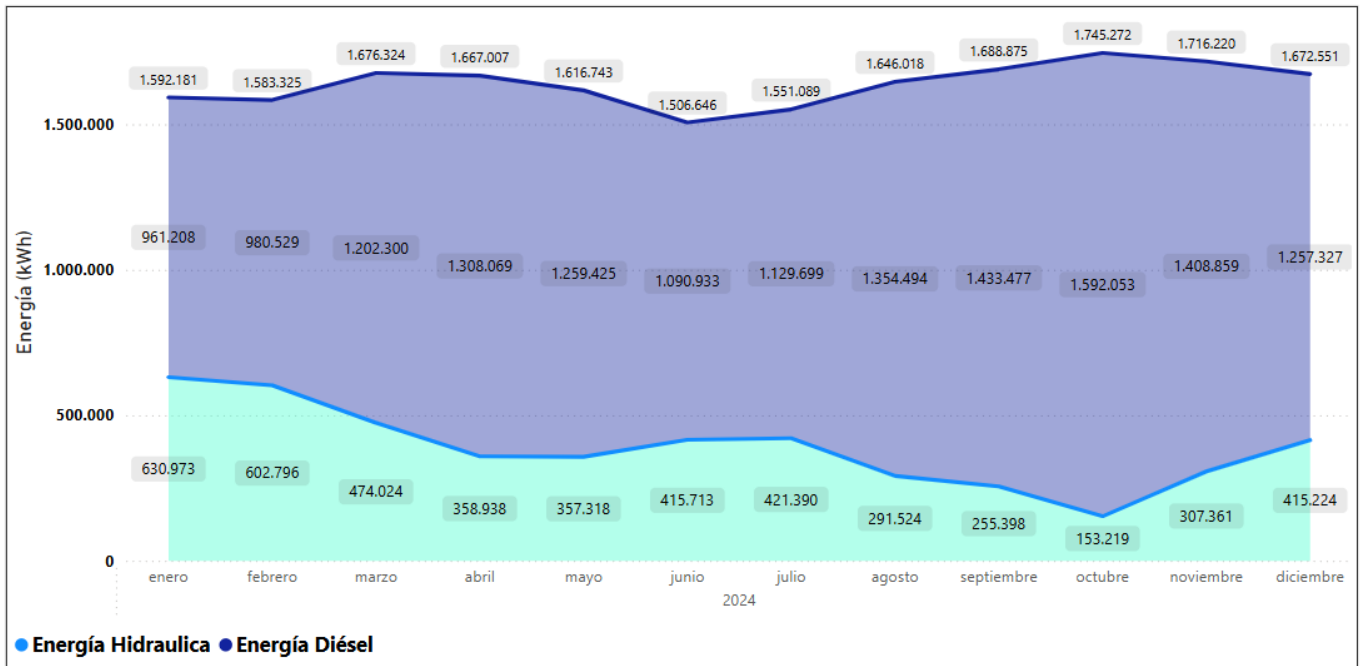


Fuente: Sistema Único de Información (SUI) - CNM.

Por otra parte, durante el año 2024, la central de generación de Mitú, combinó tecnologías hidráulicas y diésel para garantizar la continuidad del suministro eléctrico en la región, donde, aproximadamente el 76% de la energía generada provino de la fuente diésel, mientras que el 24% restante correspondió a generación hidráulica.

A lo largo del año, se observó una tendencia decreciente en la generación hidráulica, alcanzando su nivel más bajo en octubre, con una recuperación parcial en los meses siguientes. Este comportamiento resalta la alta dependencia de la generación diésel para cubrir la demanda energética local, especialmente en los periodos de indisponibilidad de la PCH. Ver Figura 7.

Figura 7. Energía generada por tipo de recurso de generación Mitú 2024, - GENSA

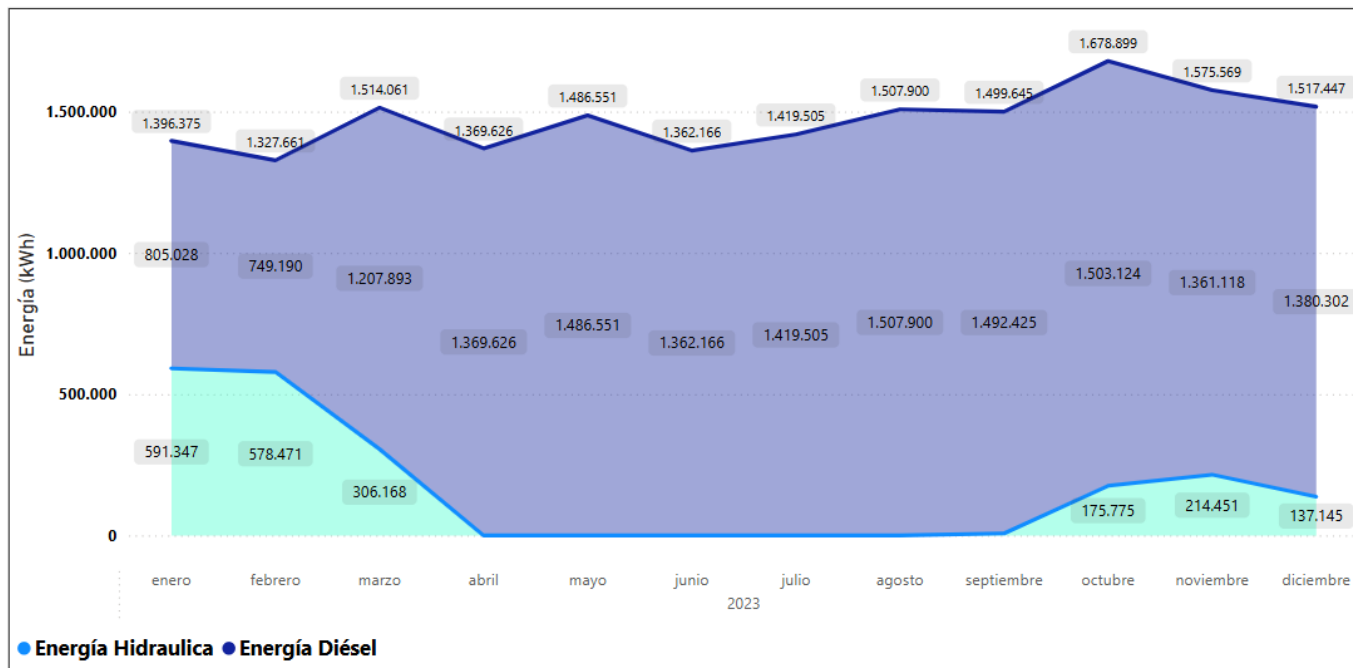


Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

Por otra parte, al comparar la operación de la central entre los años 2023 y 2024, se evidencia un cambio significativo en la participación de las fuentes de generación. En 2023, la generación hidráulica tuvo una mayor participación en los primeros meses, especialmente en enero y febrero, pero presentó una disminución progresiva hasta quedar prácticamente fuera de operación entre abril y septiembre, con una leve recuperación en el último trimestre. Este escenario obligó a que la generación diésel cubriera casi la totalidad de la demanda energética durante gran parte del 2023, alcanzando una participación cercana al 90%. Ver Figura 8.

En contraste, en 2024 se observa una mayor estabilidad en la operación hidráulica, con una contribución más sostenida a lo largo del año, aunque con tendencia decreciente, representando aproximadamente el 24% de la energía generada anual. Esto evidencia una recuperación parcial de la generación hidráulica en comparación con 2023; sin embargo, persiste una alta dependencia de la generación diésel para garantizar el suministro continuo de energía eléctrica en Mitú.

Figura 8. Energía generada por tipo de recurso de generación Mitú 2023, - GENSA



Fuente: Sistema Único de Información - SUI

### 5.4.2.3 Mantenimiento Mitú - GENSA

Según la información entregada por GENSA, el total de actividades programadas asociadas a la prestación del servicio de energía eléctrica en Mitú – Vaupés son 1.620 actividades. Donde la distribución por tipo de mantenimiento es la siguiente:

Tabla 6 Mantenimiento por tipo Mitú - GENSA

Tipo de Mantenimiento	Cantidad de Actividades	Participación (%)
Preventivo Cronograma	1.132	69,88%
Correctivo Programado	272	16,79%
Preventivo	129	7,96%
Preventivo Cronograma Extra	71	4,38%
Correctivo Emergencia	16	0,99%
<b>Total</b>	<b>1.620</b>	<b>100%</b>

Fuente: GENSA

El mantenimiento reportado por GENSA en Mitú evidencia un enfoque predominantemente preventivo, representando más del 82% de las actividades. Este enfoque contribuye a la reducción de fallas

inesperadas y mejora la continuidad del servicio. El seguimiento al estado de las actividades, conforme al reporte de GENSA, muestra los siguientes resultados:

Tabla 7 Mantenimiento por Estado Mitú - GENSA

Estado de la Actividad	Cantidad de Actividades	Participación (%)
Ejecutada	1.371	84,63%
Cancelada	145	8,95%
Atrasada	96	5,93%
No Programada	6	0,37%
En Ejecución	2	0,12%
<b>Total</b>	<b>1.620</b>	<b>100%</b>

Fuente: GENSA

Según lo informado por GENSA, el nivel de cumplimiento del mantenimiento en Mitú alcanza el 84,63%, lo que refleja una adecuada ejecución del mantenimiento programado. Las actividades canceladas representan el 8,95%, mientras que las actividades atrasadas constituyen un 5,93% del total, lo que requiere seguimiento para evitar acumulaciones o afectaciones en la operación. Las actividades no programadas y en ejecución representan una porción mínima menor al 1%.

### 5.4.2.4 Granja Solar Matakavi - Mitú

Como parte de su estrategia de transición energética en las Zonas No Interconectadas, GENSA lidera la gestión del proyecto Granja Solar Matakavi en Mitú, una iniciativa clave para diversificar la matriz energética local. Este proyecto permitirá reducir significativamente la dependencia del diésel mediante la incorporación de energía solar y sistemas de almacenamiento, fortaleciendo la sostenibilidad, la confiabilidad y la eficiencia del suministro eléctrico en la región. Ver Figura 9.

Figura 9. Proyecto de transición energética - Granja Solar Matakavi - Mitú



Fuente: GENSA

### 5.4.3 LOCALIDAD INÍRIDA - GUANIA

#### 5.4.3.1 Central de generación de energía eléctrica Inírida.

La central de generación de Inírida cuenta con una capacidad instalada total de 10.520 kW, distribuida en seis unidades diésel. Cinco de estas unidades tienen una potencia instalada entre 1.270 kW y 2.000 kW, mientras que una unidad adicional (marca TECNODIESEL) presenta una capacidad de 1.250 kW. La capacidad operativa diésel es de 9.685,7 kW.

Adicionalmente, Inírida es la única localidad que cuenta con tecnología de inversores y controladores híbridos. En esta central se dispone de una granja solar de 2,49 MWp, integrada al sistema mediante un inversor marca GAMESA, modelo Gamesa Electric PV2250, con capacidad de 2,25 MVA. Este equipo permite la conversión eficiente de la energía generada por la planta solar para su inyección al sistema. Para la correcta gestión del sistema híbrido, se cuenta con un controlador marca CUMMINS POWER GENERATION, modelo POWER COMMAND DMC8000, que permite la sincronización y el reparto de carga entre las fuentes solar y térmica.

**Tabla 8 Capacidad Instalada de Generación Inírida - GENSA**

Unidad	Marca	Tecnología	Modelo	Potencia instalada (kW)	Potencia operativa (kW)
1	CUMMINS	DIESEL COMB. INT	C2000 D6	2000	1820
2	CUMMINS	DIESEL COMB. INT	C2000 D6	2000	1820
3	CUMMINS	DIESEL COMB. INT	C1250 D6	1270	1155,7
4	CUMMINS	DIESEL COMB. INT	C1250 D6	2000	1820
5	CUMMINS	DIESEL COMB. INT	C1250 D6	2000	1820
6	TECNODIESEL	DIESEL COMB. INT	AC1563-II	1250	1250
7	Inversor GAMESA	SOLAR FOTOVOLTAICA		2490 kWp	2490 kWp

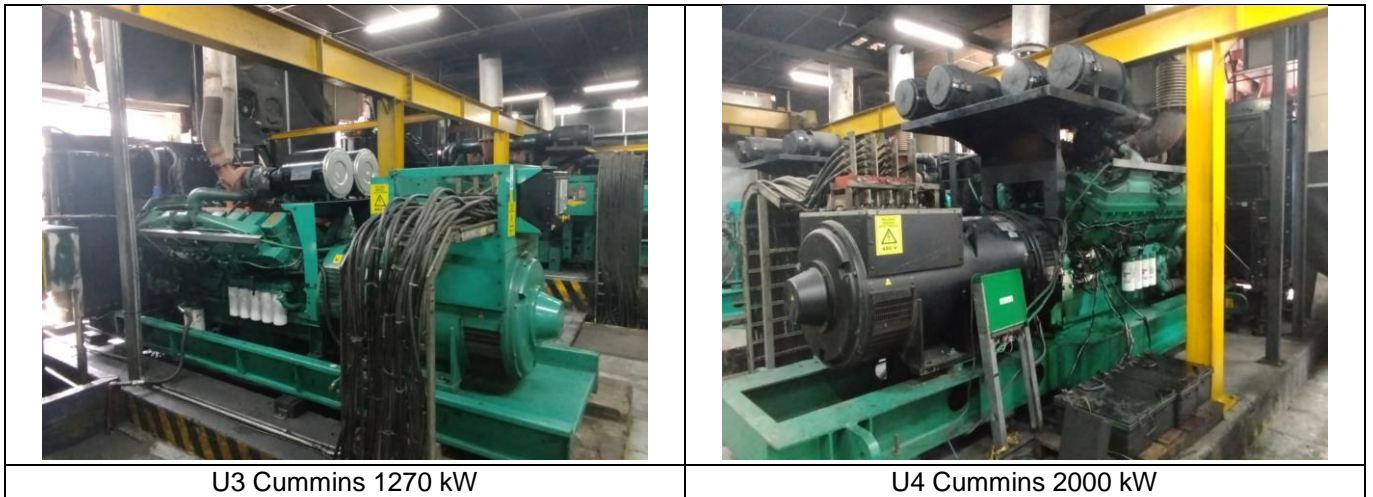
Fuente: GENSA

Figura 10. Registro Fotográfico U1 y U2 – Inírida - GENSA



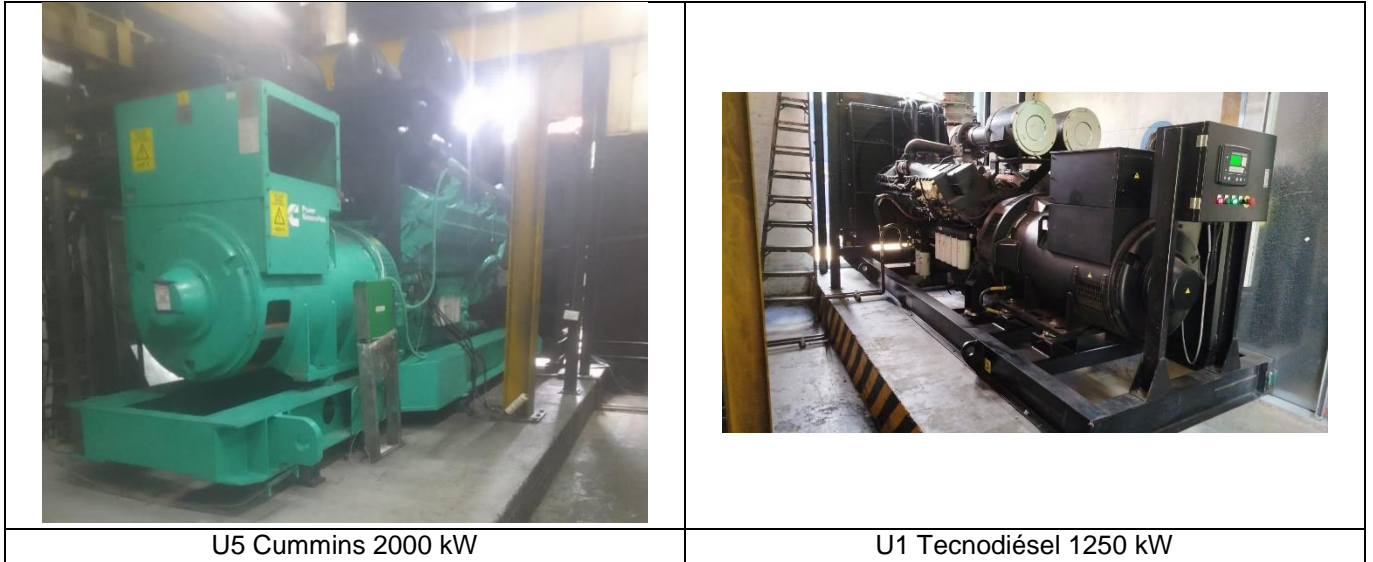
Fuente: GENSA

Figura 11. Registro Fotográfico U2 y U3 – Inírida - GENSA



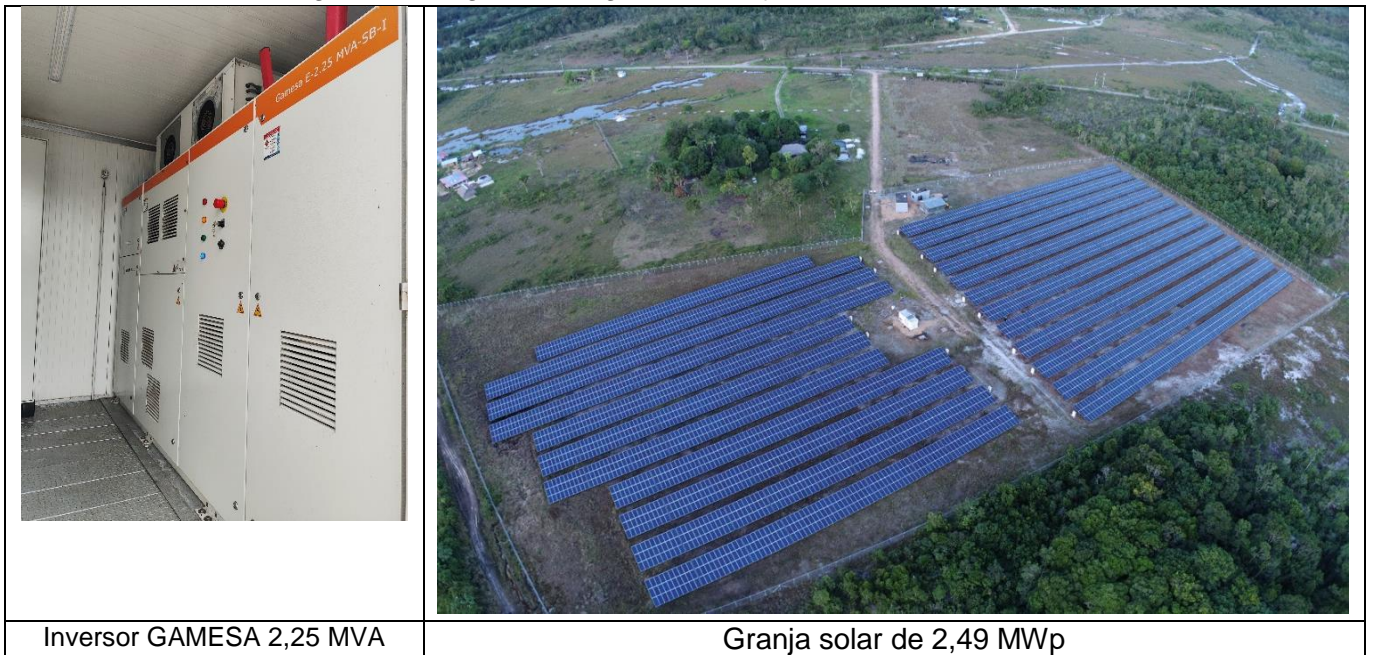
Fuente: GENSA

Figura 12. Registro Fotográfico U4 y U5 – Inírida - GENSA



Fuente: GENSA

Figura 13. Registro Fotográfico Granja Solar Inírida - GENSA



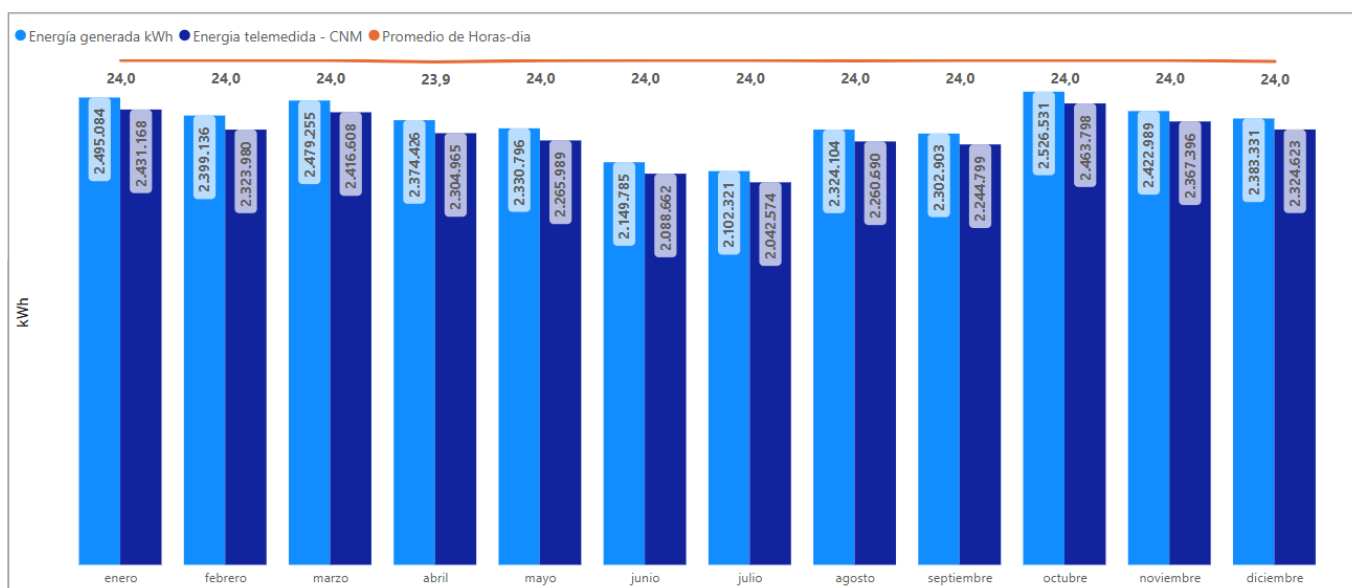
Fuente: GENSA

### 5.4.3.2 Generación de Energía Eléctrica en Inírida

Con relación al comportamiento histórico de la generación de energía eléctrica en Inírida, se observa que en el año 2024 el prestador reportó una generación total de 28.290 MWh, lo que representa un incremento del 9,0 % en comparación con el año 2023, cuando se generaron 25.950 MWh. Ver Figura 14.

Durante el año 2024, el promedio de horas de operación diaria de la central de generación en Inírida se mantuvo constante alrededor de las 24 horas por día, lo que indica que la central operó de manera continua para garantizar la prestación del servicio. Ver Figura 14.

Figura 14. Energía generada, horas promedio diarias 2024 Inírida - GENSA



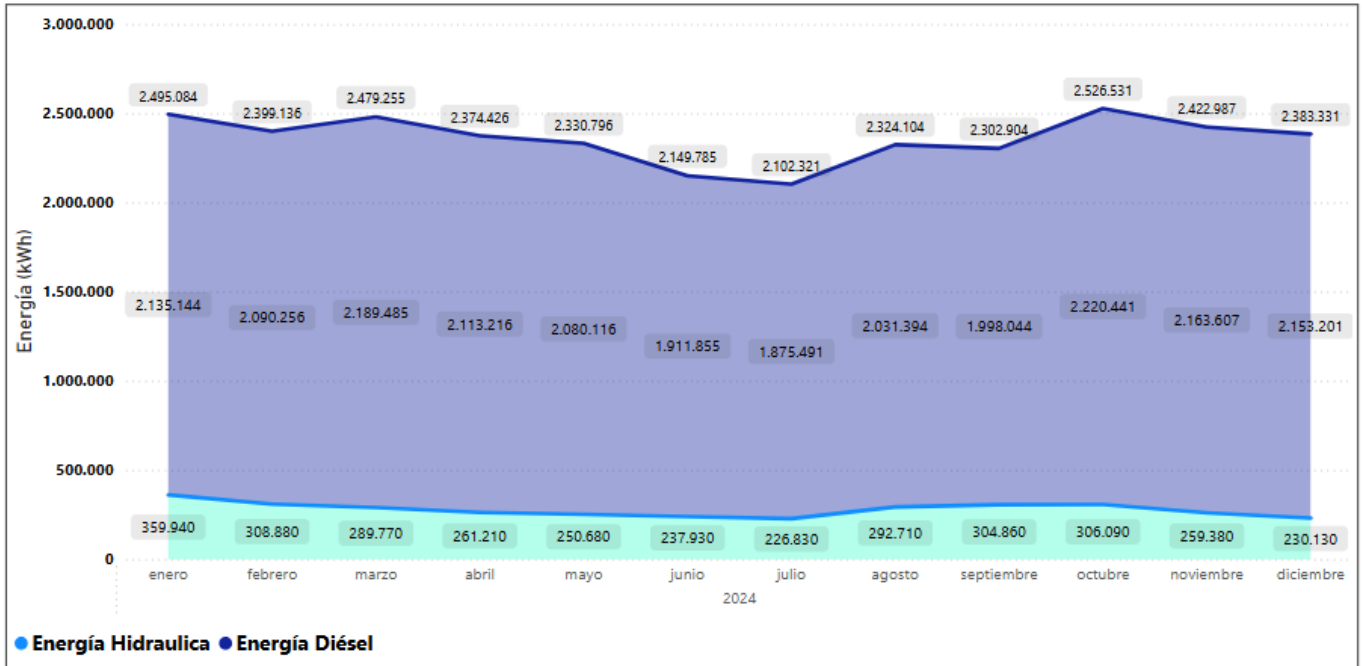
Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

En cuanto a la participación por tipo de recurso de generación, aproximadamente el 88,2 % de la energía producida en 2024 provino de fuentes diésel, mientras que el 11,8 % restante correspondió a generación solar. Si bien la mayor parte de la energía aún depende de combustibles fósiles, es importante resaltar que la contribución de la central solar ha permitido reducir parcialmente las emisiones asociadas a la generación diésel, avanzando hacia una matriz energética más limpia y sostenible. Ver Figura 15.

Al comparar la operación de la central entre los años 2023 y 2024, se evidencia una disminución en la participación de la fuente solar, ya que en 2023 la generación solar representó aproximadamente el 12,7 % del total generado. Este cambio refleja un leve aumento en la dependencia de la fuente diésel para

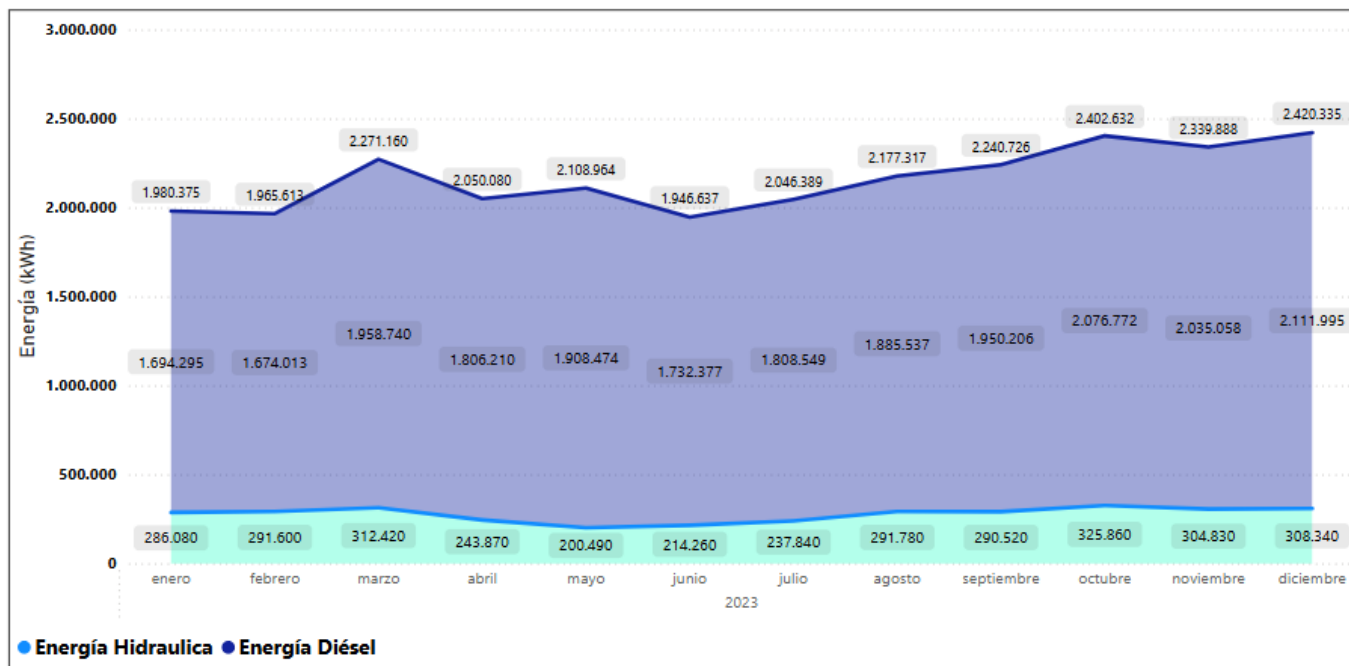
cubrir la demanda energética en la localidad durante el año 2024, pese a que la generación total se incrementó. Ver Figura 15 y Figura 16

Figura 15. Energía generada por tipo de recurso de generación Inírida 2024 - GENSA



Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

Figura 16. Energía generada por tipo de recurso de generación Inírida 2023 - GENSA



Fuente: Sistema Único de Información – SUI

### 5.4.3.3 Mantenimiento Inírida - GENSA

En el análisis de la información de mantenimiento reportada por GENSA en Inírida, se observa que las actividades correctivas suman un total de 51 órdenes, de las cuales 43 están cerradas y han sido validadas por el profesional de mantenimiento, mientras que 8 están ejecutadas y pendientes de validación formal. Las actividades de emergencia registran únicamente 8 casos, con 7 órdenes cerradas y 1 ejecutada, lo que refleja una baja ocurrencia de fallos críticos y una adecuada capacidad de respuesta. Por su parte, el mantenimiento preventivo concentra el mayor volumen de trabajo, con 378 órdenes, de las cuales 285 están cerradas y 93 ejecutadas, lo que confirma el fuerte enfoque preventivo adoptado por GENSA para asegurar la continuidad y confiabilidad del sistema. Este comportamiento evidencia un sistema de mantenimiento efectivo, con la mayoría de las actividades debidamente validadas y un control adecuado de los eventos correctivos y de emergencia.

En el análisis por tipo de mantenimiento, se observa que las actividades correctivas representan un total de 51 órdenes, equivalentes al 11,7% del total general, de las cuales 43 órdenes (84%) están cerradas y validadas por el profesional de mantenimiento, mientras que 8 órdenes (16%) se encuentran ejecutadas y pendientes de validación formal.

Las actividades de emergencia registran 8 casos, que corresponden al 1,8% del total, con 7 órdenes (88%) cerradas y 1 orden (12%) ejecutada, lo que refleja una baja incidencia de fallos críticos y evidencia un buen nivel de control operativo. Por su parte, el mantenimiento preventivo concentra la mayor participación, con 378 órdenes, que representan el 86,5% del total, distribuidas en 285 órdenes cerradas (75%) y 93 órdenes ejecutadas (25%), lo que confirma el fuerte enfoque preventivo adoptado por GENSA para garantizar la continuidad y confiabilidad del sistema de generación en Inírida. Ver Tabla 9.

Según la información reportada por GENSA, El 76,66% de las órdenes reportadas se encuentran cerradas y validadas por el profesional de mantenimiento, mientras que el 23,34% están ejecutadas y pendientes de validación formal.

Tabla 9 Mantenimiento por Tipo Inírida - GENSA

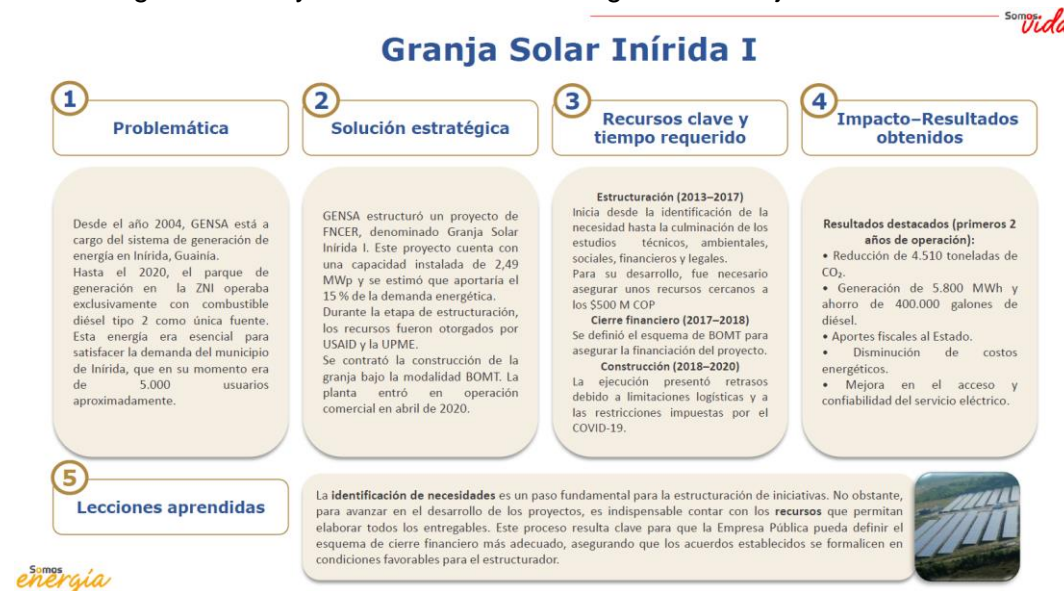
<b>Tipo de Mantenimiento</b>	<b>Total de Órdenes (Cerradas + Ejecutadas)</b>	<b>Porcentaje (%)</b>
Correctivo	51	11,7%
Emergencia	8	1,8%
Preventivo	378	86,5%
<b>Total General</b>	<b>437</b>	<b>100%</b>

Fuente: GENSA

### 5.4.3.4 Granja Solar Inírida I y II

En Inírida, GENSA ha gestionado dos importantes proyectos que marcan la ruta de la transición energética en la ZNI. La Granja Solar Inírida I, puesta en operación en 2020, representó el primer paso hacia la diversificación de la generación con fuentes renovables, reduciendo el consumo de diésel y las emisiones contaminantes. Con el crecimiento de la demanda, se estructuró la Granja Solar Inírida II, un proyecto con mayor capacidad de generación y almacenamiento que permitirá ampliar la cobertura energética con fuentes limpias, garantizando un suministro más confiable y sostenible para la comunidad. Ver Figura 17 y Figura 18.

Figura 17. Proyecto de transición energética - Granja Solar Inírida I



Fuente: GENSA





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

Figura 18. Proyecto de transición energética - Granja Solar Inírida II



Fuente: GENSA

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

#### **5.4.4 LOCALIDAD BAHÍA SOLANO – CHOCÓ**

##### **5.4.4.1 Central de generación de energía eléctrica Bahía Solano.**

En Bahía Solano, la capacidad instalada se distribuye en cinco unidades hidráulicas tipo Pelton, cada una con una capacidad de 375 kW, sumando un total de 1.875 kW de generación hidráulica instalada. De estas cinco unidades, cuatro se encuentran operativas y una unidad está fuera de operación, lo que representa una capacidad hidráulica operativa de 1.500 kW. Ver Figura 19, Figura 20 y Figura 21

El sistema cuenta además con tres unidades diésel:

- Una unidad marca CUMMINS modelo C1000 DB6, con capacidad instalada de 1.020 kW y capacidad operativa de 928,2 kW, actualmente operativa.
- Una unidad marca MTU modelo SMDDC1200, con capacidad instalada de 1.196 kW y capacidad operativa de 1.088,36 kW, actualmente no operativa.
- Una unidad marca CUMMINS modelo C1250 D6, con capacidad instalada de 1.270 kW y capacidad operativa de 1.155,7 kW, actualmente no operativa.
- Adicionalmente, se dispone de una unidad diésel alquilada, marca CUMMINS modelo DFLLC-7567697 (Motor KTA50-G3), con capacidad instalada de 1.250 kW y capacidad operativa de 1.137,5 kW, la cual se encuentra operativa.

La capacidad diésel operativa suma 2.065,7 kW, considerando únicamente las unidades disponibles para generación. Ver Figura 22, Figura 23 y Figura 24.

La capacidad operativa total de la central de Bahía Solano es de 3.565,7 kW, sumando la capacidad hidráulica operativa (1.500 kW) y la capacidad diésel operativa (2.065,7 kW).

La demanda máxima aproximada de Bahía Solano es de 1.900 kW, lo que supera la capacidad de generación hidráulica actualmente disponible. Por lo tanto, es necesario el soporte de las unidades diésel para cubrir la demanda del sistema de manera continua y segura. Este respaldo diésel es fundamental para garantizar la estabilidad del suministro, especialmente en momentos de baja disponibilidad hídrica o cuando la demanda se acerca a su valor máximo.

Es importante mencionar que, en caso de indisponibilidad total de la generación hidráulica, la capacidad operativa diésel actual es suficiente para atender la demanda máxima registrada en la localidad, lo que garantiza la continuidad y confiabilidad del servicio ante este tipo de contingencias.

No obstante, en la situación operativa actual, existe una condición N-3, lo que significa que, si se presenta la indisponibilidad de otra unidad de generación, ya sea diésel o hidráulica, podrían generarse dificultades para suplir la demanda local. Este escenario representa un riesgo operativo que podría afectar la capacidad de respuesta ante fallas adicionales o mantenimientos imprevistos, por lo que resulta necesario adoptar medidas de mitigación o reforzar el respaldo disponible.

Por lo anterior, se solicitó a GENSA la entrega de los cronogramas de puesta en servicio de las unidades que actualmente se encuentran fuera de operación en la central de Bahía Solano. Esta información es fundamental para realizar un adecuado seguimiento al restablecimiento de la capacidad operativa y a la disponibilidad de la infraestructura de generación.

**Tabla 10 Capacidad Instalada de Generación Bahía Solano - GENSA**

Unidad	Marca	Tecnología	Tipo	Modelo	Potencia instalada (kW)	Potencia operativa (kW)	Estado actual
1	CANYON	TURBINAS	HIDRÁULICA	PELTON 2418-1	375	375	Operativo
2	CANYON	TURBINAS	HIDRÁULICA	PELTON 2418-1	375	375	No operativo
3	CANYON	TURBINAS	HIDRÁULICA	PELTON 2418-1	375	375	Operativo
4	CANYON	TURBINAS	HIDRÁULICA	PELTON 2418-1	375	375	Operativo
5	CANYON	TURBINAS	HIDRÁULICA	PELTON 2418-1	375	375	Operativo
6	CUMMINS	DIESEL COMB. INT	C1000 DB6		1020	928,2	Operativo
7	MTU	DIESEL COMB. INT	SMDDC1200		1196	1088,36	No operativo
8	CUMMINS	DIESEL COMB. INT	C1250 D6		1270	1155,7	No operativo
Alquilada 2	CUMMINS	DIESEL COMB. INT	DFLC-7567697 (Motor KTA50-G3)		1250	1137,5	Operativo

Fuente: GENSA

Figura 19. Registro Fotográfico PCH Mutatá y U1 – Bahía Solano – GENSA



Vista general PCH Mutatá – Bahía Solano



U1 PELTON 375 kW

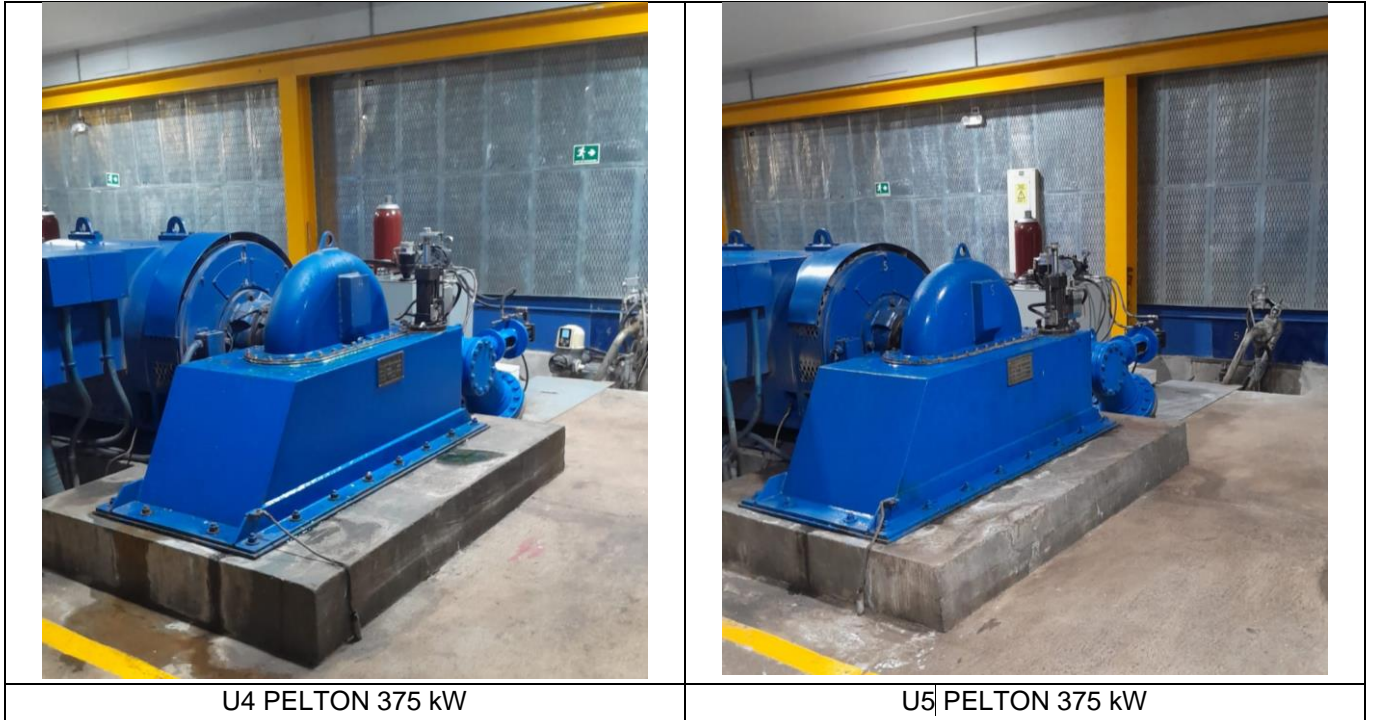
Fuente: GENSA

Figura 20. Registro Fotográfico U2 y U3 Central Mutatá – Bahía Solano - GENSA



Fuente: GENSA

Figura 21. Registro Fotográfico U4 y U5 Central Mutatá – Bahía Solano - GENSA



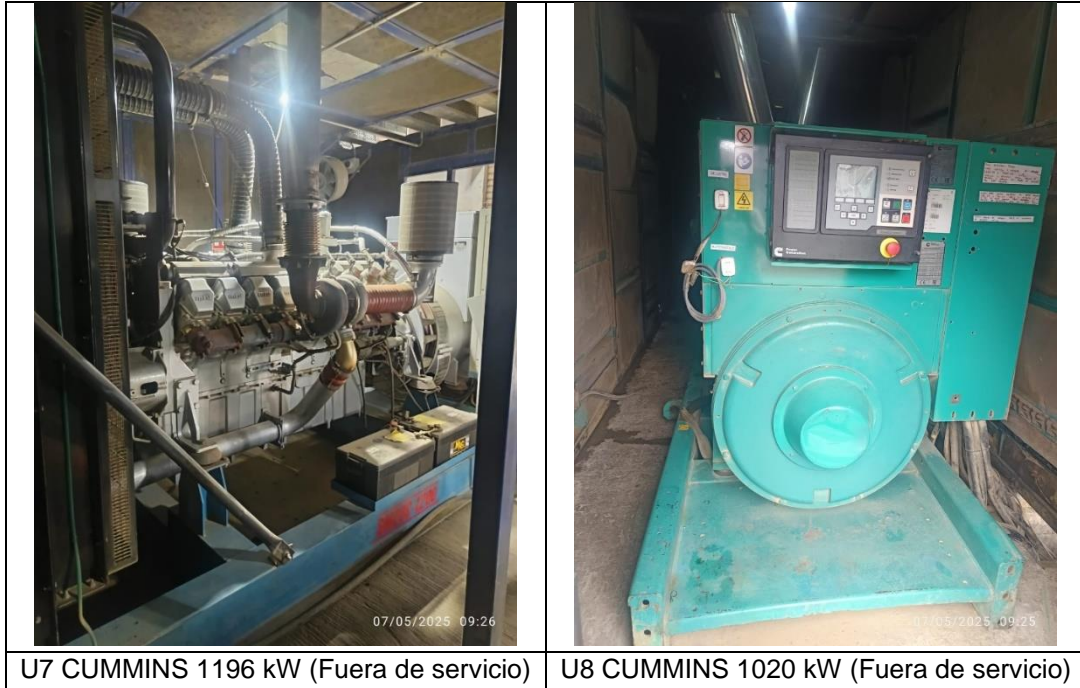
Fuente: GENSA

Figura 22. Registro Fotográfico Central diésel y U6 – Bahía Solano – GENSA



Fuente: GENSA

Figura 23. Registro Fotográfico Central diésel U7 y U8 – Bahía Solano – GENSA



Fuente: GENSA

Figura 24. Registro Fotográfico Central diésel U9 – Bahía Solano – GENSA

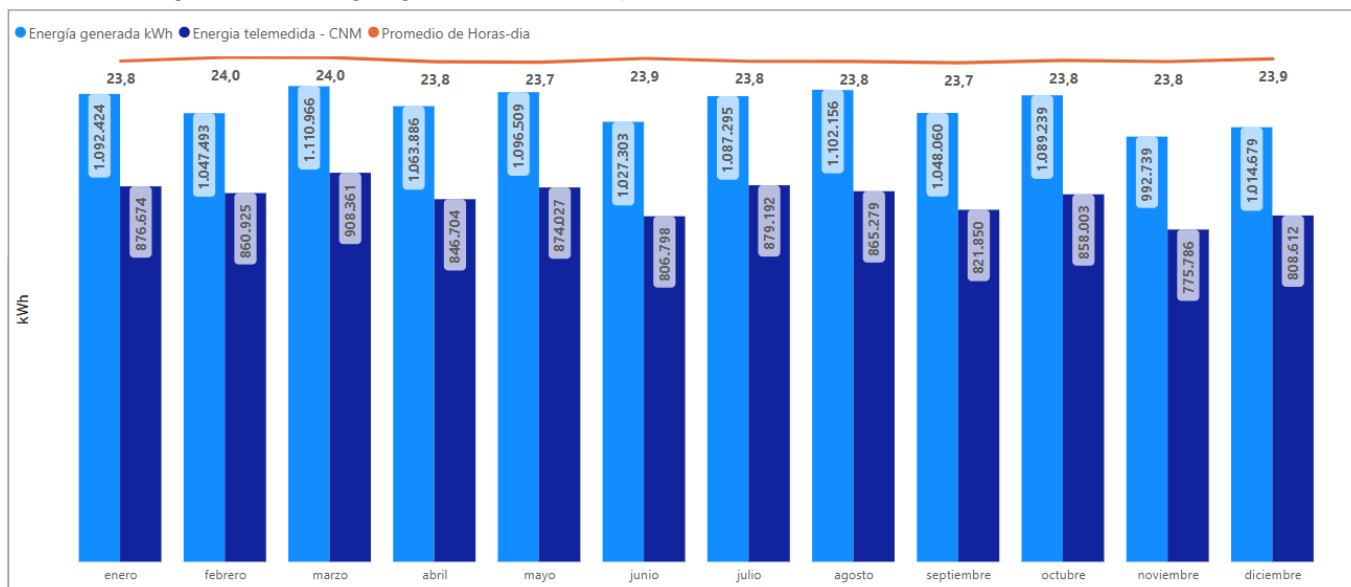


Fuente: GENSA

#### 5.4.4.2 Generación de Energía Eléctrica en Bahía Solano

Con relación al comportamiento histórico de la generación de energía eléctrica en Bahía Solano, se observa que en el año 2024 el prestador reportó una generación total de 27.457 MWh, lo que representa un incremento del 13,4 % en comparación con el año 2023, cuando se generaron 11.863 MWh. Durante este periodo, el promedio de horas de operación diaria de la central de generación se mantuvo constante en 24 horas por día, lo que refleja que la central operó de manera continua para garantizar la prestación del servicio a la comunidad. Figura 25.

Figura 25. Energía generada, horas promedio diarias 2024 Bahía Solano - GENSA

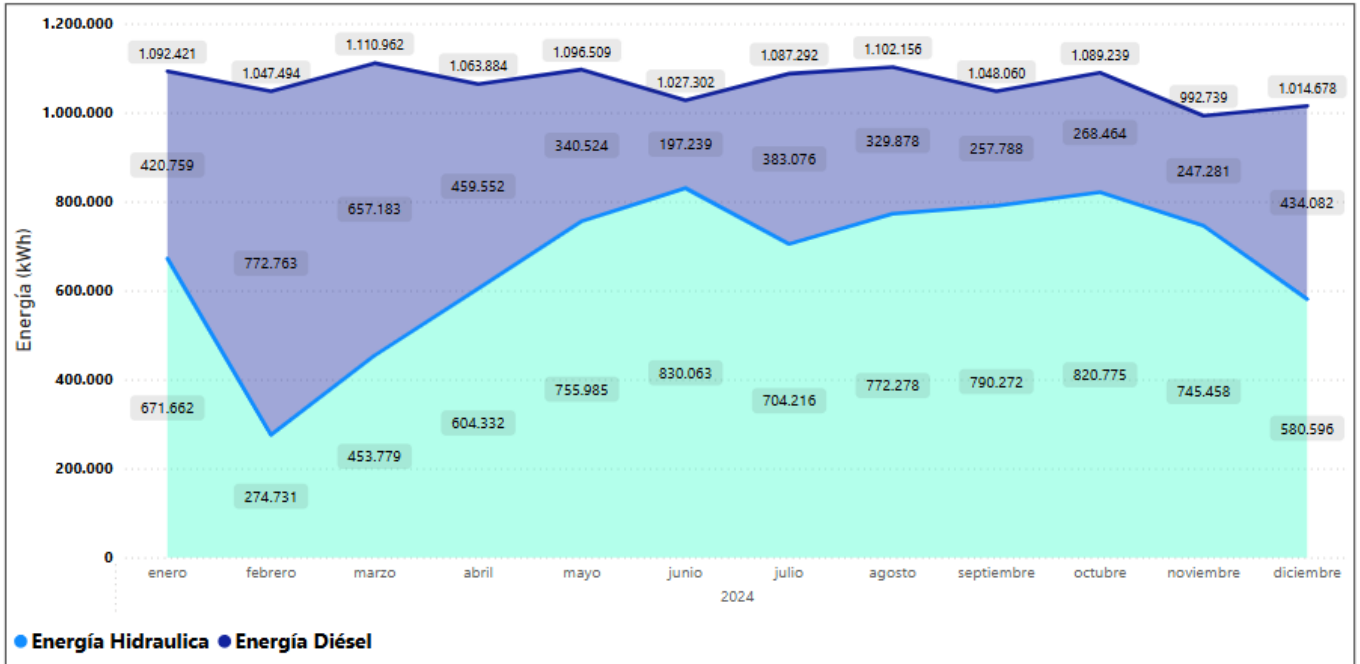


Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

El análisis comparativo de la generación eléctrica en Bahía Solano para los años 2023 y 2024 evidencia una ligera mejora en la participación de la fuente hidráulica, que pasó del 61,5 % en 2023 al 62,7 % en 2024, lo que refleja una reducción parcial en la dependencia de la generación diésel.

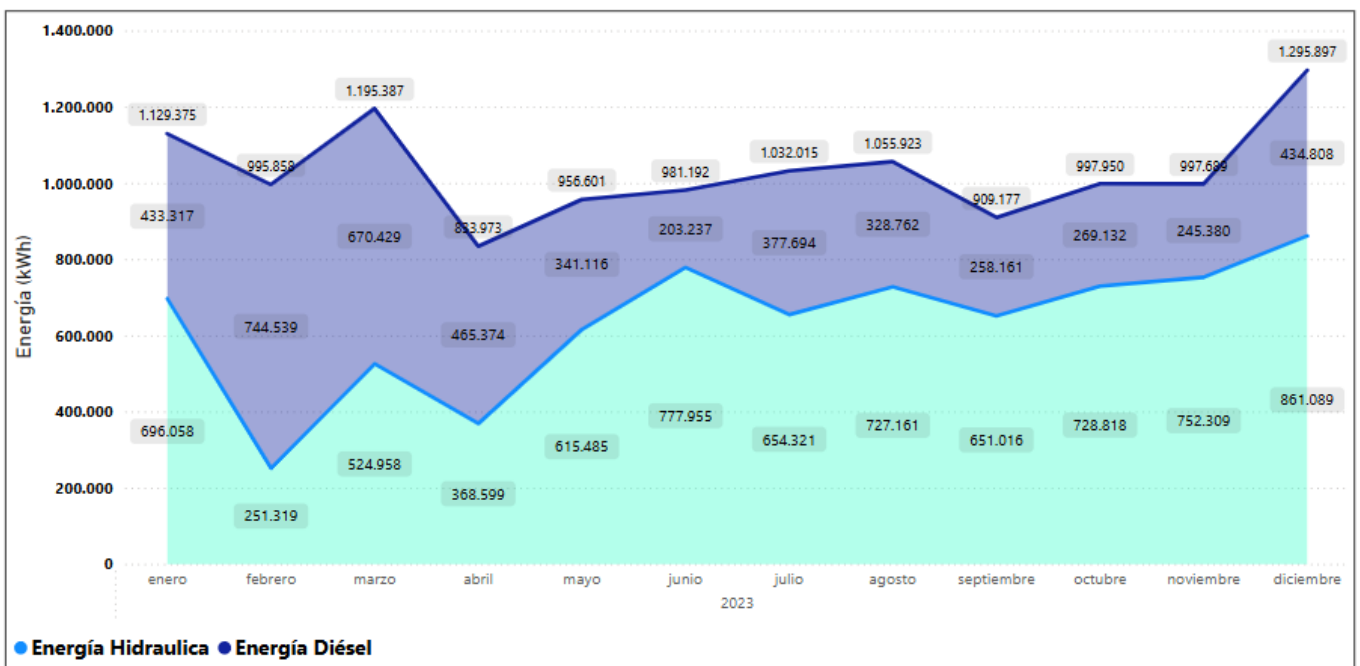
A nivel mensual, se identifican patrones recurrentes, destacando febrero y diciembre como los meses de mayor utilización de la fuente diésel, debido a la menor disponibilidad hídrica, mientras que en los meses de mayo a octubre se logró un mayor aprovechamiento de la generación hidráulica, especialmente en junio de 2024, cuando se registró el mejor desempeño del recurso renovable. Ver Figura 26 y Figura 27.

Figura 26. Energía generada por tipo de recurso de generación Bahía Solano 2024, - GENSA





Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

Figura 27. Energía generada por tipo de recurso de generación Bahía Solano 2023, - GENSA



Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

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

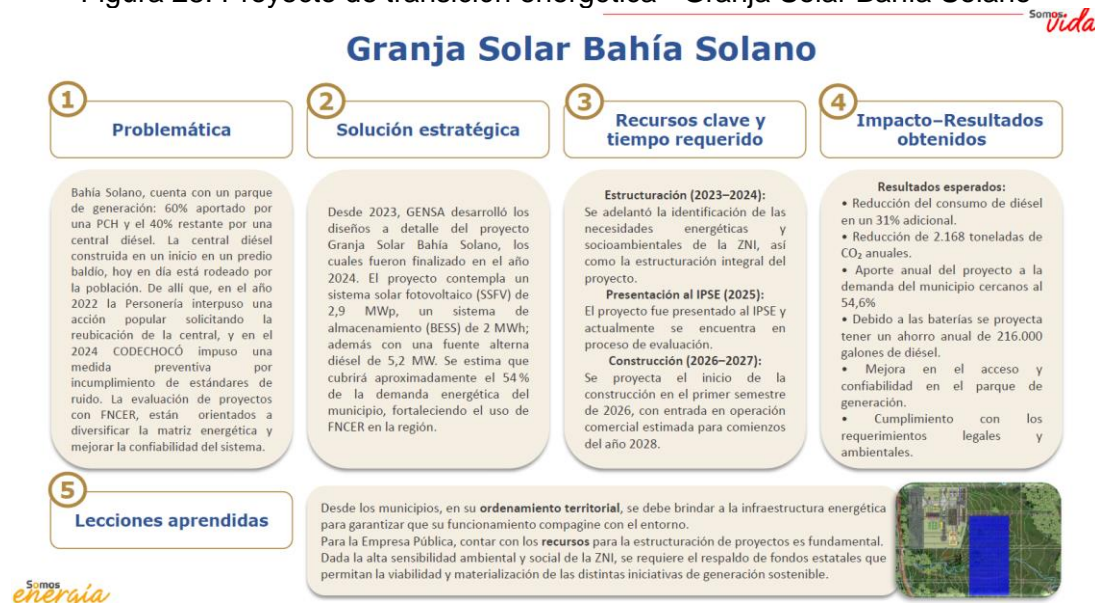
#### **5.4.4.3 Mantenimiento Bahía Solano – GENSA**

La información de mantenimiento suministrada por GENSA no permitió un análisis detallado del mantenimiento en Bahía Solano, la información remitida hace alusión a reportes semanales de programación y ejecución de mantenimiento. Sin un desagregado general.

#### 5.4.4.4 Granja Solar Bahía Solano

GENSA impulsa la Granja Solar Bahía Solano como una solución sostenible en el marco de la transición energética. Este proyecto busca reducir el uso de diésel, mejorar la calidad del servicio y responder a las necesidades ambientales y sociales del municipio, avanzando hacia una generación más limpia y eficiente en las Zonas No Interconectadas.

Figura 28. Proyecto de transición energética - Granja Solar Bahía Solano



Fuente: GENSA

## 5.4.5 LOCALIDAD BAHÍA CÚPICA – CHOCÓ

### 5.4.5.1 Central de generación de energía eléctrica Bahía Cúpica.

La central de Bahía Cúpica cuenta con una capacidad instalada total de 500 kW, distribuida entre una unidad hidráulica tipo *Michell Banky* de 300 kW y una unidad diésel marca *Stewart & Stevenson* con capacidad instalada de 200 kW y capacidad operativa de 182 kW.

La capacidad operativa total de la central es de 482 kW, sumando la generación hidráulica (300 kW) y la generación diésel actualmente disponible (182 kW).

La demanda máxima aproximada en Bahía Cúpica es de 190 kW, lo que indica que la capacidad operativa actual es suficiente para cubrir la demanda del sistema. Es importante resaltar que, en condiciones normales, la generación hidráulica es la fuente principal, y la unidad diésel actúa como respaldo para garantizar la continuidad del servicio ante incrementos de demanda o posibles contingencias.

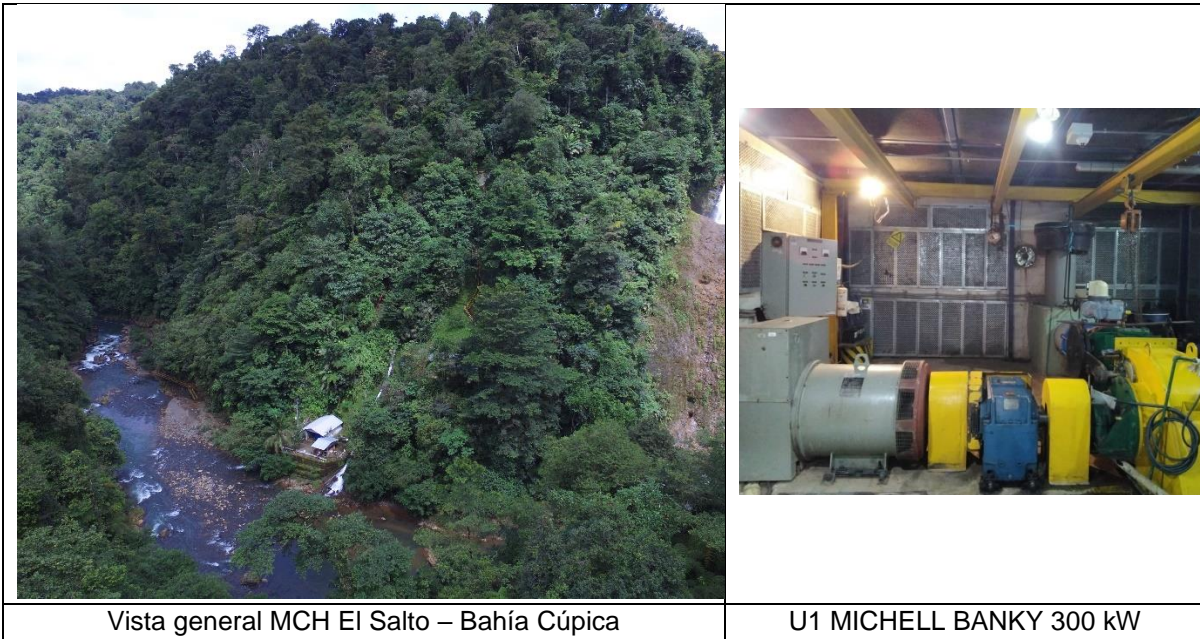
Adicionalmente, se destaca que la capacidad instalada y operativa actual permite atender la demanda con un margen adecuado, asegurando estabilidad y flexibilidad en la operación del sistema local.

Tabla 11 Capacidad Instalada de Generación Bahía Cúpica - GENSA

Unidad	Marca	Tecnología	Tipo	Potencia instalada (kW)	Potencia operativa (kW)	Estado actual
1	COLTURBINAS	HIDRÁULICA	MICHELL BANKY	300	300	Operativo
2	STEWART & STEVENSON	DIESEL COMB. INT	SD200	200	182	Operativo

Fuente: GENSA

Figura 29. Registro Fotográfico MCH El Salto y U1 – Bahía Cúpica – GENSA



Fuente: GENSA

Figura 30. Registro Fotográfico Central diésel y U2 – Bahía Cúpica – GENSA



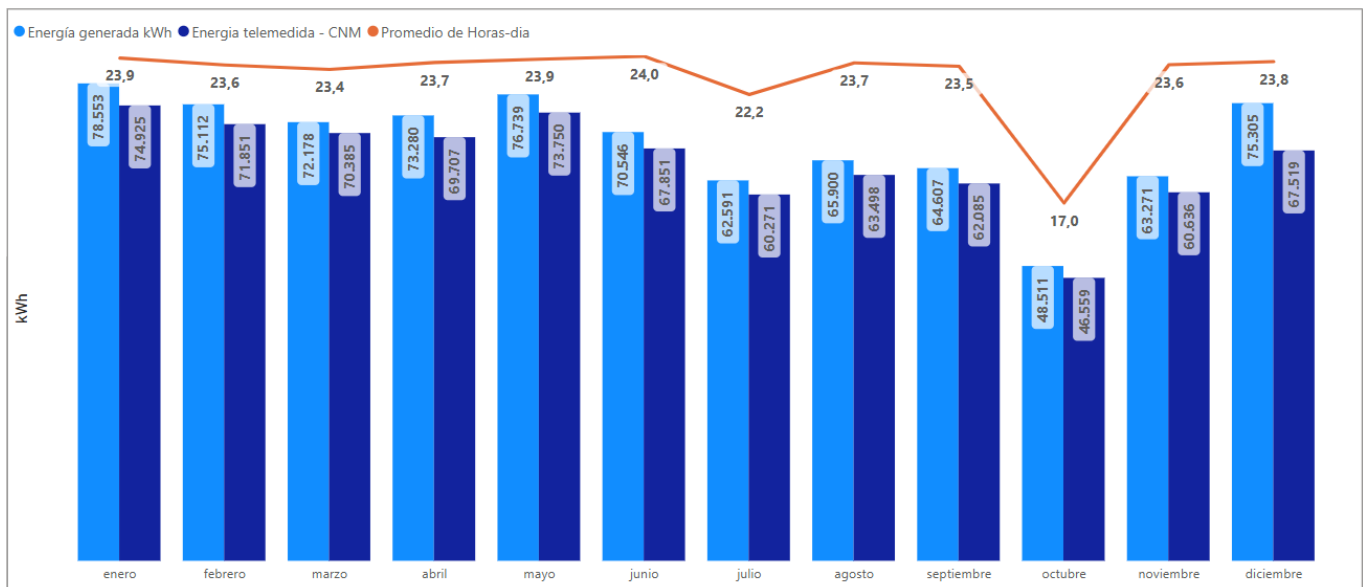
Fuente: GENSA

### 5.4.5.2 Generación de Energía Eléctrica en Bahía Cúpica

En relación con el comportamiento histórico de la generación de energía eléctrica en Bahía Cúpica, se observa que en el año 2024 el prestador reportó una generación total de 826.593 kWh, lo que representa una disminución del 13 % en comparación con el año 2023, cuando se generaron 949.859 kWh. El análisis mensual muestra que la planta mantuvo un nivel de operación relativamente estable durante la mayor parte del año, con promedios diarios de operación que se mantuvieron entre 22 y 24 horas por día. No obstante, se destaca que durante el mes de octubre de 2024 se presentó una situación crítica que afectó la continuidad del servicio.

Durante octubre de 2024, la generación diaria de energía en la central de Bahía Cúpica presentó valores variables, con registros diarios que oscilaron principalmente entre 1,85 MWh y 2,45 MWh. Se evidenció un periodo crítico de indisponibilidad total entre el 14 y el 20 de octubre, según lo informado por GENSA se debió a un daño en el eje del rotor principal del generador.

Figura 31. Energía generada por tipo de recurso de generación Bahía Cúpica 2024, - GENSA

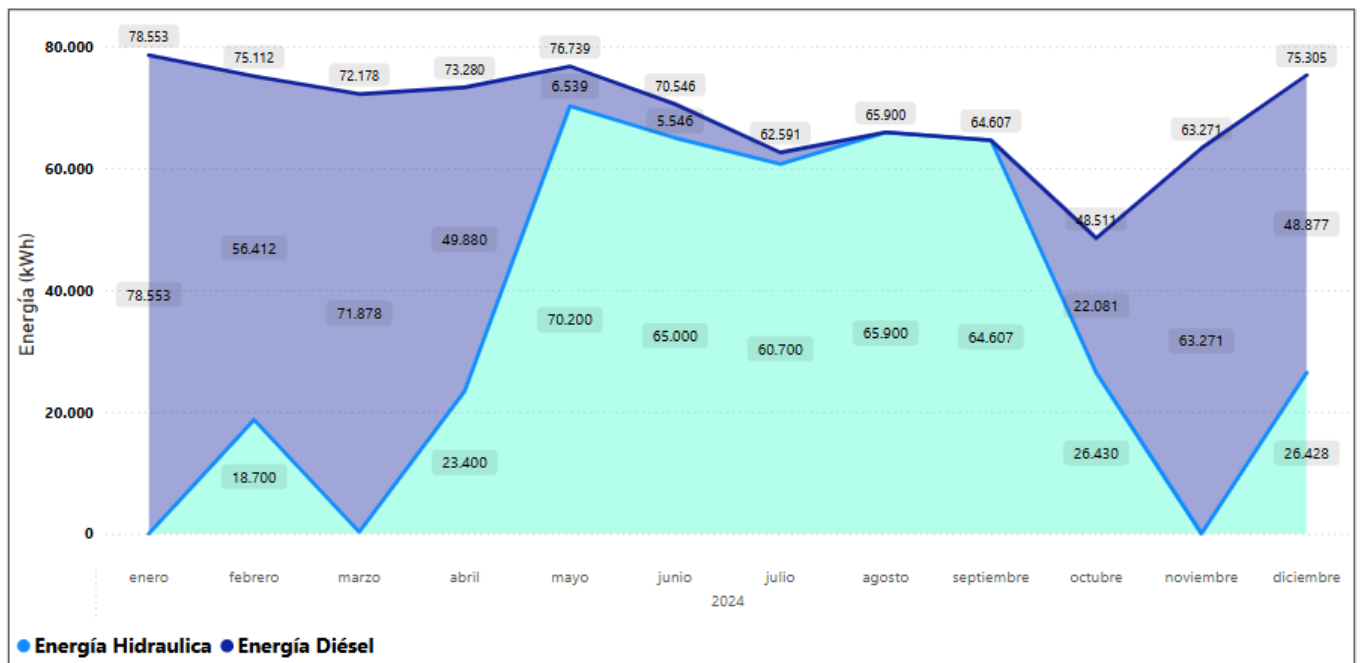


Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

En la central de Bahía Cúpica se identificó una reducción considerable en la participación de la generación hidráulica entre 2023 y 2024. En 2023, la generación hidráulica representó aproximadamente el 86,6 % del total anual, mientras que en 2024 su participación disminuyó al 51%, lo que evidencia un aumento significativo en la dependencia del respaldo diésel.

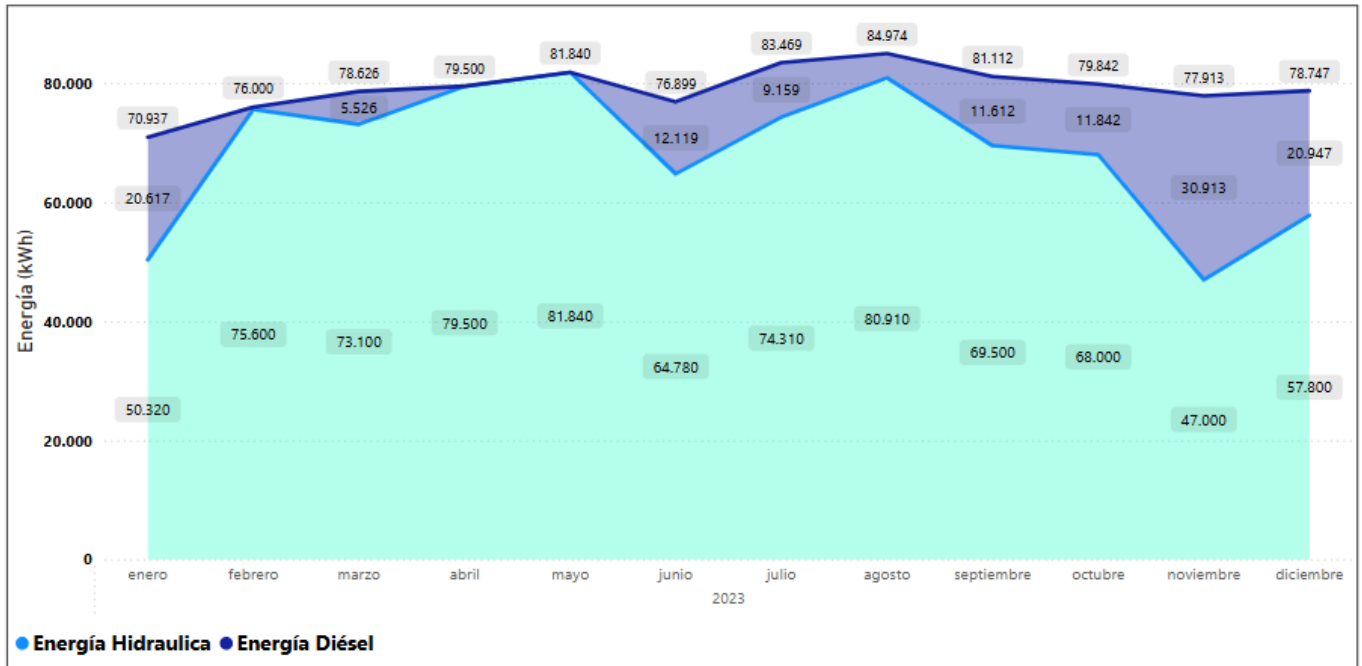
Durante 2024, se presentaron meses con bajas contribuciones hidráulicas, principalmente en enero, febrero, marzo, octubre y noviembre, donde el recurso hídrico disponible fue insuficiente para cubrir la demanda, obligando a un mayor uso de generadores diésel. Además, se evidencio una indisponibilidad total del sistema hídrico en los meses de enero, marzo y noviembre, durante los cuales la generación hidráulica fue nula y la operación dependió exclusivamente de las unidades diésel.

Figura 32. Energía generada por tipo de recurso de generación Bahía Cúpica 2024, - GENSA



Fuente: Sistema Único de Información - SUI

Figura 33. Energía generada por tipo de recurso de generación Bahía Cúpica 2023, - GENSA



Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

### 5.4.5.3 Mantenimiento Bahía Cúpica – GENSA

La información de mantenimiento suministrada por GENSA para la central de generación en Bahía Cúpica no permitió realizar un análisis detallado del mantenimiento ejecutado. La documentación remitida corresponde principalmente a reportes semanales de programación y ejecución, sin consolidar un resumen global o acumulado de las actividades realizadas. Esta situación limita la posibilidad de evaluar indicadores de gestión, porcentajes de cumplimiento y la trazabilidad completa de las órdenes de mantenimiento.

## 5.5 Plan de Gestión del Riesgo de Desastres **GESTION ENERGETICA S.A. ESP – GENSA (Decreto 2157 de 2017)**

El Plan de Gestión del Riesgo de Desastres «PGRD» del prestador **GESTION ENERGETICA S.A. ESP - GENSA**, correspondió al «Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas – Decreto 2157 de 2017- Central Termoeléctrica de Paipa – Boyacá», vigencia 2024, bajo los lineamientos estratégicos del prestador, según el cual se estableció el siguiente objetivo:

«Formular las acciones requeridas para la implementación de los procesos de GRD, en el marco de la operación de la Central Termoeléctrica de Paipa, de manera articulada a los sistemas de gestión de GENSA y a los instrumentos de GRD del ámbito territorial, contribuyendo con la protección de la población, la mejora de la seguridad, el bienestar y la sostenibilidad de las entidades».

La evaluación del PGRD se realizó en cumplimiento de la normativa establecida por el Decreto 2157 de 2017 y la Ley 1523 de 2012, que regulan la gestión del riesgo y la planificación de emergencias en el sector de servicios públicos, con base en la herramienta de verificación de requerimientos mínimos indicados en el mencionado Decreto, para la formulación de los Planes de Gestión de Riesgos de Desastres de las empresas públicas y privadas.

Este plan, incorporó la actividad de generación del servicio de energía eléctrica, fijando el alcance del documento de PGRD, en los siguientes términos:

«El alcance del PGRDEPP para la Central Termoeléctrica de Paipa incluye el desarrollo de los tres procesos de la GRD en el marco de la operación y la infraestructura de la central. Comprende la identificación, caracterización, análisis y

evaluación de escenarios de riesgos exógenos y endógenos, asociados a la operación misma de las 3 unidades de generación de energía eléctrica a base de carbón».

Según lo incorporado en PGRDEPP de la central Termoeléctrica de Paipa, el prestador conformó el documento dentro del contexto de las «Políticas de Gestión del Riesgo de Desastres» que a su vez se enmarcan en la visión estratégica y sectorial, en sincronía con el Sistema Integrado de Gestión – SIG de GENSA, bajo estándares de normas ISO, la política sectorial en materia de sostenibilidad, riesgo de desastres y cambio climático.

Así mismo, el PGRDEPP de GENSA refiere a la ejecución de sus actividades en tres componentes del negocio del sector energético así:

- La generación y comercialización de energía eléctrica en el Mercado de Energía Mayorista - MEM (Propia e Intermediación).
- La generación y comercialización de energía eléctrica en las zonas no interconectadas ZNI.
- La gestión de proyectos de infraestructura energética en todo el territorio nacional (Rentabilidad y de Política Pública) (GENSA, 2020).

Para la evaluación de la incorporación de los procesos del «Conocimiento del riesgo», «Reducción del riesgo», «Proceso de manejo del desastre» y «Otros aspectos complementarios», y contenidos mínimos establecidos en el decreto 2157 de 2017, se tomó como base la siguiente documentación aportada por el prestador, referente al PGRDEPP vigencia 2024, así:

1. Oficio SSPD 20245291070372 de marzo de 2024, mediante el cual se presentó el documento denominado «Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas – Central Termoeléctrica de Paipa - Boyacá».

2. Oficio de la GENSA - 2025-IE-00001121, correspondiente a la respuesta del prestador al requerimiento SSPD 20252201308461 de abril 2025, que contiene las observaciones y aclaraciones requeridas, así como el documento «Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas – Decreto 2157 de 2017 – Central Termoeléctrica de Paipa – Boyacá 2024»- PGRD Termopaipa.
3. Informe de Sostenibilidad GENSA 2024.
4. Matrices de Riesgos Estratégicos, Matrices de Riesgos Impactos Ambientales, Matrices Riesgos Operacionales y Matriz de Riesgos Peligros.
5. D-040 Manual de Comunicación.
6. D-112 Metodología AxV
7. Decisión Directiva No.010 del 15 de febrero de 2024
8. Decisión Administrativa No.042 – 2018.
9. M-005-005-PTP Manual de Procedimientos Contingencias Operativas Consolidado.
10. M-005-015-ALTP C2. Plan de Prevención y Control de Emergencias.
11. PLAN DE GESTIÓN DE RIESGO DE DESASTRES TERMOPAIPA 2023
12. F-012-A Matriz RO GGEN SIN (Excel)
13. F-012-A Matriz RO Riesgos (Excel)

En el proceso de establecimiento del contexto externo, interno, conocimiento y caracterización de amenazas, GENSA determinó su área de influencia directa para las veredas Río Arriba, Mirabal, Volcán, Llano grande, Canocas y Sativa y como área de influencia indirecta el municipio de Paipa.

### **5.5.1 Aspectos Generales de Conocimiento del Riesgo**

En cuanto al conocimiento de riesgo e identificación de factores amenazantes y valoración del riesgo, el prestador priorizó, como escenarios externos, los eventos de «inundación» de la central, dado que la central de encuentra ubicada por debajo de la cota del río Alto

Chicamocha, la amenaza «sísmica» teniendo en cuenta el movimiento de fallas geológicas aledañas y la amenaza de «incendio de cobertura vegetal», considerando las prácticas humanas inadecuadas y cobertura vegetal susceptibles a las altas temperaturas.

Ahora bien, respecto a las Matrices de Riesgo Operativas, el prestador identificó otras amenazas y valoración del riesgo adicionales, a saber:

- Siniestros por eventos naturales o socio naturales como pandemias, incremento de precipitaciones, bajo nivel del río Chicamocha, nivel cerámico de la región e incendio forestal.
- Eventos antrópicos, como asonadas, paros sectoriales, huelga interna, conmoción civil, entre otros.
- Incumplimiento normativo, o regulatorio en factores externos. Incorpora gestión contractual para disposición de ceniza, restricciones de almacenamiento temporal, requerimientos ambientales, entre otros.
- Fallas en unidades de operación o en componentes (sin respaldo).
- Obsolescencia tecnológica, instrumentos y control.
- Desabastecimiento de combustible líquido e insumos químicos.

En lo que corresponde a las amenazas internas, se caracterizaron y analizaron los eventos referentes a de incendios internos (piscina, chorro, llamarada), explosión, dispersión tóxica, fugas o derrames de productos inflamables.

Por otra parte, en término de impactos del riesgo, el PGRDEPP desarrolla los escenarios exógenos correspondientes a los eventos de inundación, sismos e incendios de cobertura vegetal y escenarios internos liberación de sustancias químicas peligrosas, fuego, incendio y explosión de nube de vapor y nube de vapor asfixiante, y niveles de afectación a personas, infraestructura, viviendas, vías y ambiente. Si bien algunos de los riesgos del PGRDEPP, son

consecuentes con las matrices de riesgos operacionales o ambientales, es preciso que guarden, igualmente consistencia con los resultados del Informe de Sostenibilidad GENSA 2024, en especial los riesgos enunciados en dicho documento, como sigue:

- «RE-3 Riesgos del sector que amenazan el modelo de negocio de Gensa».
- «RE-5 Impactos en la estrategia del negocio por materialización de riesgos del entorno (ambiente, social, natural)».
- «RE-8 Afectación en la generación de energía».
- «RE-11 Desabastecimiento del carbón para la generación normal de la planta»

### **5.5.2 Aspectos del proceso de Reducción del Riesgo**

Respecto al proceso de reducción del riesgo, el prestador presentó alternativas de intervención correctiva, intervención prospectiva, y medias de protección financiera, estas últimas referidas a la actualización o adquisición de pólizas de aseguramiento contra todo riesgo de daño o pérdida física de la central y servicios auxiliares.

El PGRDEPP de GENSA refiere como medidas de intervención correctiva la implementación de sistemas de monitoreo en puntos críticos del río Chicamocha, protección de orillas como mitigación del proceso de socavación lateral de dicho río, reconstrucción de jarillones y manejo de sedimentación del fondo de la piscina de enfriamiento, bajo escenarios de riesgos de inundación.

Igualmente, medidas como la demolición y reemplazo por construcción nueva de la bodega 3, amarre de muros de mampostería e instalación de arriostramiento en la bodega 4, construcción de pórticos metálicos para rigidizar, reforzar y conectar el edificio de tovas 3 de las tolvas 2 y revisión detallada de estabilidad de equipos, tanques, tuberías tableros, equipos electrónicos, para la reducción del riesgo frente a eventos sísmicos.

Para el caso de escenarios de desastre por incendios forestales, presentó acciones de intervención correctiva, como la inspección periódica de las zonas aledañas a las instalaciones por parte de los colaboradores, implementación de sistemas de alerta con las comunidades y socialización de este escenario con personal de GENSA y entidades del Sistema de Gestión de Riesgo de Desastres de Paipa.

Así mismo, el documento refirió a las medidas de intervención prospectiva como la verificación del cumplimiento de la normativa asociada a la Gestión del Riesgo de Desastres y reglamentación sectorial, ajustar medidas de intervención por riesgo de inundación, apoyo técnico a los entes municipales, entre otros aspectos, orientado a no propiciar nuevas situaciones de riesgos en sus elementos o actividades y reducir las medidas de intervención frente a eventos futuros.

No obstante, respecto al mencionado proceso, el documento PGRDEPP de GENSA para 2024, no identificó claramente los alcances y estado actual de ejecución de las actividades de intervención del riesgo implementadas, principalmente en los siguientes escenarios:

- Reducción del riesgo ante amenaza sísmica y adecuación de la infraestructura a los requisitos o consideraciones del Código Colombiano Sismo-resistente NSR-10.
- Reducción o medidas de mitigación del riesgo de inundación de la central e impactos de crecientes del río Chicamocha.
- Intervención del riesgo por incendios externos (forestales o cobertura vegetal) o internos (generados por gases inflamables, combustión de materia prima, entre otros combustibles).
- Reducción de riesgos operativos internos identificados en las matrices operativas.

Lo anterior, atendiendo la finalidad establecida en el numeral 2.1 Intervención correctiva del Decreto 2157 de 2017, cuyo «(...) objetivo es disminuir el nivel de riesgo existente de la

población y los bienes sociales, económicos y ambientales del área de influencia de probable afectación de las entidades, a través de acciones de mitigación, en el sentido de disminuir o reducir las condiciones de amenaza, cuando sea posible, y la vulnerabilidad de los elementos expuestos de la entidad. Para abordar las causas y las consecuencias (...).

Al respecto es pertinente indicar la necesidad de actualizar dicho PGRDEPP, a las revisiones y ajustes que se realicen, consecuente con los criterios establecidos en el Decreto 2157 de 2017, e igualmente dirigidos a evitar o mitigar impactos, en caso de la materialización de algún riesgo actual y futuro.

### 5.5.3 Aspectos del proceso de Manejo del Desastre

En lo que hace referencia al proceso de «Manejo del Desastre», el prestador indicó utilizar el instrumento denominado Plan de Emergencias y Contingencias – PEC, cuyo objetivo es «(...) *garantizar la respuesta oportuna y efectiva ante cualquier situación de contingencia y emergencia que se presente en el proceso de operación de las centrales de generación de energía y que permita proteger a las personas, la infraestructura y el ambiente (...)*».

#### Componente de preparación.

Respecto al componente de preparación para la respuesta a emergencias GENSA refirió los siguientes documentos, para la Central Termoeléctrica de Paipa:

- Protocolo de comunicación en crisis
- Comité de Emergencias con roles y responsabilidades
- Equipamiento de emergencias que contiene el inventario de elementos y equipos para las brigadas
- Procedimientos operativos. Manual de procedimientos para contingencias operativas consolidado de 2022 y 18 guías de manejo específicas de 2019.

- Procedimientos de actuación y Plan de prevención y control de emergencias
- Simulacros y simulaciones con informes de atención de emergencias del 2022

Para volver operativo dicho instrumento empresarial, GENSA organiza y estructura el «Comité de Emergencias», mediante Directiva No. 010 de febrero de 2024, cuyas funciones están relacionadas con la aprobación de protocolos de actuación, declaración de emergencia, acciones para enfrentar las crisis, acciones que afecten la operación, seguridad del personal y prestación del servicio, garantizar manejo oportuno de recursos y en caso de superar la emergencia informar al Consejo Municipal de Gestión del Riesgo de Desastres (CMGRD).

Componente de ejecución para la respuesta.

Corresponde al marco institucional, instrumentos, recursos, niveles de activación de la emergencia, logística, protocolos y procedimientos para cada tipo de emergencia. GENSA incorporó dentro del documento de PGRDEPP los siguientes protocolos:

- Procedimiento general para la respuesta a emergencias.
- Procedimiento en caso de inminente inundación.
- Procedimiento en caso de incendio forestal.
- Procedimiento en caso de incendio estructural.
- Procedimiento por incendios en tanques.
- Procedimiento por incendio por fuga de gas.
- Procedimiento por incendio en subestación eléctrica.
- Procedimiento por explosión por nube y/o sobrepresión del gas.
- Procedimiento por fuga de sustancia tóxica.
- Procedimiento por dispersión de nube de vapores.
- Procedimiento por derrame de producto.
- Procedimiento por pérdida o sospecha de contención de materiales peligrosos.

- Procedimiento por incendio de facilidades.

Como resultado del proceso de verificación y revisión de requerimientos mínimos en la temática de Gestión del Riesgo de Desastres, se evidenció que el instrumento «*Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas – Decreto 2157 de 2017 – Central Termoeléctrica de Paipa – Boyacá 2024*», enfatizados en los procesos de conocimiento y reducción del riesgo, no se encontraron ajustados y actualizados en atención a dicha normativa.

Así mismo, es preciso indicar que el PGRDEPP no se encontró ajustado y alineado, consecuente con el marco estratégico para otros activos del prestador, considerando toda las conclusiones y documentación del Informe de Sostenibilidad 2024, protocolos operativos, histórico de eventos amenazantes materializados, concordante con todos los requerimientos del Decreto 2157. En particular lo indicado en el artículo 2.3.1.5.2.1.1. así:

«(...) **ARTÍCULO 2.3.1.5.2.1.1. Formulación del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP).** El PGRDEPP desarrolla los procesos de la gestión del riesgo establecidos por la Ley 1523 de 2012 bajo los siguientes lineamientos, en articulación con lo pertinente a lo referido en los **sistemas de gestión que maneje la entidad:** (...)

(...) **PARÁGRAFO 3°.** En el Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP), se deben incluir **todas las instalaciones** donde se adelante la actividad que puede generar riesgo de desastre. En caso que dichas instalaciones tengan distinta ubicación geográfica a la sede principal, así pertenezcan a la misma entidad, cada una de estas deberá respectivamente adelantar el Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP)». (resaltado fuera de texto).

## 5.6 Calidad y reporte de la información al SUI

A continuación, se presenta la Información del cumplimiento de los reportes por parte de la empresa GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. ESP - GENSA S.A. ESP al Sistema Único de Información – SUI.

### 5.6.1 Inscripción y actualización RUPS

El prestador GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. ESP - GENSA S.A. ESP realizó actualización en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS bajo imprimible No. 202541757445626 del 23 de abril del 2025 donde realizó el registro de los siguientes datos:

- Fecha de constitución: 04 de mayo de 1993.
- Fecha de inicio de operaciones: 04 de mayo de 1993.
- NIT: 800194208 - 9
- Servicios Registrados: Energía Eléctrica
- Actividades Desarrolladas:

**Tabla 12.** *Registro actividades RUPS.*

Servicio	Actividad	Fecha de Inicio	Fecha Final
Energía	Comercialización	05/04/2002	
Energía	Generación	01/11/2005	

*Fuente: Registro Único de Prestadores (RUPS)*

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

### 5.6.2 Cargue y Calidad de Información

Según la revisión realizada en el Sistema Único de Información – SUI, se evidenció que el prestador a la fecha presenta 2 reportes en estado pendiente para el servicio de energía eléctrica. El porcentaje de cargue del prestador se evidencia en la

Figura 34.

**Tabla 13. Porcentaje de cargue.**

ID Empresa	Empresa	Año	Certificado	Certificado No Aplica	Pendiente	Porcentaje Cargue
1757	GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. ESP - GENSA S.A. ESP	2024	98	47	0	100%

*Fuente: Sistema Único de Información SUI.*

Tomando como base, el porcentaje de cargue de la Tabla 13, el prestador, para la vigencia 2024, no tiene formatos pendientes.

Para los demás formatos, el prestador manifestó que, se pondría al día con el cargue de la información en el SUI; verificando el estado de cargue se evidencia que el prestador ha cumplido con los compromisos y se encuentra en la corrección de los formatos pendientes, aunque existen aún varios formatos aun sin certificar al SUI.

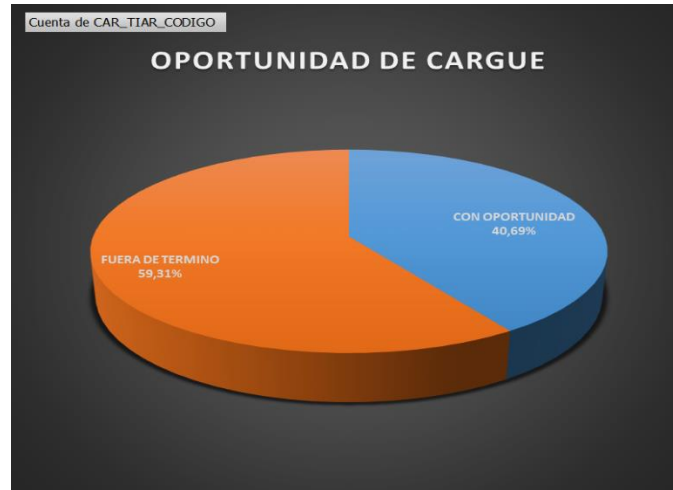
Evaluando la oportunidad de cargue de la información al Sistema Único de Información SUI, del año 2024 se pudo constatar que la empresa GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. ESP - GENSA S.A. ESP presentó el 40.96% de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes (Tabla 14).

**Tabla 14. Oportunidad en el cargue.**

Variable	Fuera de Término	Con Oportunidad
Cantidad N°	86	59
Porcentaje %	59.31%	40.69%

*Fuente: Elaboración DTGE.*

**Figura 34.** Distribución de oportunidad de cargue.



*Fuente: Elaboración DTGE.*

En cuanto a reversiones, durante 2024 la empresa GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. ESP - GENSA S.A. ESP solicitó las relacionadas en la Tabla 15.

**Tabla 15.** Formatos reservados

Año de la solicitud de reversión	Nombre formato o formulario reversado	Periodo
2024	ICL2. Certificación de Existencia y Generación en las ZNI	2024-1

*Fuente: Elaboración DTGE.*

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

«(...)

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

*8. Solicitar documentos, inclusive contables y financieros, a los prestadores, entidades públicas, privadas o mixtas, auditores externos, interventores o supervisores y privados, entre otros, que tengan información relacionada con la prestación de los servicios públicos domiciliarios. Adicionalmente, practicar las visitas,*

*inspecciones y pruebas que sean necesarias para el cumplimiento de sus funciones, en la oportunidad fijada por la Superintendencia.*

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

*(...)*»

Verificado la oportunidad de cargue del prestador y teniendo en cuenta lo dispuesto en la Resolución No. SSPD - 20172000188755 de 2017:

«(...)

*Fecha límite para reporte: La información será reportada trimestralmente a más tardar el último día del mes siguiente al trimestre a reportar. Lo anterior para cada uno de los formatos y formularios establecidos.*

*(...)*»

De acuerdo a lo antes mencionado, el prestador **no cumple**, esto debido al porcentaje de oportunidad de cargue de la información reportada en el SUI de los formatos habilitados al prestador corte 2024 (40.69% con oportunidad) y establecidos las fechas límites de cargue en los lineamientos de la Resoluciones, SSPD No. 20211000859995 de 2021, SSPD No. 20192200020155 de 2019 y SSPD No. 20212200012515 de 2021.

## 5.7 Reglas generales de comportamiento

Para la Evaluación integral respecto de las reglas generales de comportamiento se procedió inicialmente con la revisión y visualización de cada uno de los procedimientos que están relacionados con el cumplimiento de la Resolución CREG 080 de 2019. Estos se visualizan al inicio de la página web de la empresa, los cuales se muestran a continuación (ver Figura 35).

**Figura 35.** visualización normas de comportamiento página web GENSA.



Fuente: Pagina web GENSA.

Al respecto la empresa publicó en su página web: <https://gensa.com.co/>, los procedimientos que a continuación se relacionan con su respectivo enlace:

**Tabla 16.** Procedimientos publicados por GENSA S.A. ESP, Resolución CREG 080.

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Acceso a la prestación del servicio de energía eléctrica al usuario	<a href="https://gensa.com.co/wp-content/uploads/2024/01/GCE-NA-Manual-de-procedimientos-para-acceder-a-servicios-de-GENSA.pdf">https://gensa.com.co/wp-content/uploads/2024/01/GCE-NA-Manual-de-procedimientos-para-acceder-a-servicios-de-GENSA.pdf</a>
Cambio de prestador de servicio de energía eléctrica	<a href="https://gensa.com.co/wp-content/uploads/2024/01/GCE-NA-Pmto-para-el-cambio-de-prestador-por-parte-de-los-usuarios-o-empresas-de-SPE.pdf">https://gensa.com.co/wp-content/uploads/2024/01/GCE-NA-Pmto-para-el-cambio-de-prestador-por-parte-de-los-usuarios-o-empresas-de-SPE.pdf</a>
Declaración de cumplimiento Res. CREG 080 2019	<a href="https://gensa.com.co/wp-content/uploads/2025/05/Declaracion-de-acatamiento-resolucion-CREG-080-2019.pdf">https://gensa.com.co/wp-content/uploads/2025/05/Declaracion-de-acatamiento-resolucion-CREG-080-2019.pdf</a>

Fuente: Elaboración DTGE.

De la revisión general de los procedimientos, se observó que la empresa tiene establecidos y publicados los procedimientos que determinó eran necesarios para dar cumplimiento a la normativa citada, al realizar la revisión de los citados procedimientos y documentos se encontró que de manera general dan cumplimiento a la premisa establecida por la Comisión en cuanto a la información que se debe suministrar por los agentes.

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

Por último, se aclara que la revisión realizada corresponde a la verificación de los requerimientos formales que fueron incorporados en la resolución CREG 080 de 2019 y no se manifiesta respecto del cumplimiento que debe realizar la empresa en función de la gestión de la citada norma.

## 6 HALLAZGOS:

**Tabla 17.** *Relación Hallazgos para la empresa GESTIÓN ENERGÉTICA SA. ESP.*

N.º	Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
1	<b>SUI:</b> Allegar soporte de certificación de los formatos: FC1. Información Facturación y Recaudo	Cargue al SUI	Se valida estado de cargue en SUI y el formato FC1 para la vigencia 2025-trimestre 1 y se encuentra en estado pendiente	NO CUMPLE
2	<b>PGRD:</b> Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP)	De acuerdo con lo establecido en el decreto 2157 de 2017, artículo ARTÍCULO 2.3.1.5.2.1.1. la formulación del	«Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas – Central Termoeléctrica de Paipa - Boyacá» vigencia 2024.	NO CUMPLE

N.º	Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
		Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas PGRDEPP debe formularse en articulación con los sistemas de gestión que maneje la entidad.		

Fuente: Elaboración DTGE

## **7 ACCIONES CORRECTIVAS DEFINIDAS:**

### **7.1. Plan de Gestión de Riesgo de Desastres (PGRD)**

Se requiere que el Prestador, adelante la formulación e implementación de Planes de Gestión del Riesgo de Desastres (PGRDEPP) consecuente con los sistemas de gestión del prestador. Estas acciones buscan alinear el documento de PGRDEPP e instrumentos para conocer y reducir las condiciones de riesgo actual y futuro, según el Decreto 2157 de 2017, con instrumentos de planeación del prestador y los sistemas de gestión de la entidad, los ámbitos territoriales, sectoriales e institucionales de la gestión del riesgo de desastres y los demás instrumentos de planeación estipulados en la Ley 1523 de 2012. Estos documentos o instrumentos formulados para todas las instalaciones y actividades que desarrolla el prestador, incluyendo sedes administrativas en la ciudad de Manizales, actividades e infraestructura de Zonas No Interconectadas en Chocó, Guainía y Vaupéz.

## **8 CONCLUSIONES:**

Tópico comercial

- Respecto del caso de la frontera Caucheras – Riosucio, se evidencia una constante gestión por parte de GENSA, mediante los mecanismos posibles para sanear la cartera que, como se citó previamente, es de un valor aproximado a los \$37.309 millones a corte de marzo de 2025. Es importante tener presente que la afectación a GENSA, proveniente del esquema «transitorio», viene dada por la obligación de la empresa de realizar los pagos por la energía demandada en la frontera, hecho que pone en riesgo la operación comercial de Termopaipa.

#### Tópico Plan de Gestión de Riesgo de Desastres (PGRD)

- Con base en los documentos aportados por el prestador, la visita de inspección realizada en sitio y como resultado del proceso de verificación y revisión de requerimientos mínimos en la temática de Gestión del Riesgo de Desastres, se evidenció que el instrumento «Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas – Decreto 2157 de 2017 – Central Termoeléctrica de Paipa – Boyacá 2024», no se encontró alineado y conforme a los lineamientos mínimos establecidos en el Decreto 2157 de 2017, en particular los procesos de «conocimiento del riesgo» y «reducción del riesgo».
- Los riesgos identificados por el prestador dentro en el instrumento del «Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas – Decreto 2157 de 2017 – Central Termoeléctrica de Paipa – Boyacá 2024», no guardan una completa consistencia y articulación con los riesgos corporativos y sistemas de gestión de la entidad, de tal manera que sea concordantes con lo indicado en el parágrafo 1, artículo 2.3.1.5.2.3.1. Subsección 3. «Implementación sectorial y armonización territorial» y Subsección 2 Artículo 2.3.1.5.2.1. «Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP)» del Decreto 2157 del 2017.

#### Tópico Reglas generales de comportamiento

- Una vez verificada el cumplimiento a las normas de comportamiento, Resolución CREG 080 de 2019, en especial lo referente a los artículos 9 y 25, se informa que el prestador cuenta con los procedimientos de acuerdo con la norma citada y estos de manera general son adecuados y están diseñados en función de la comprensión clara e instructiva que deben aportar, dando cumplimiento a la norma citada.

#### Tópico de Aspectos Técnicos Operativos en la ZNI

- En términos operativos, las centrales en Mitú, Inírida y Bahía Solano operaron de manera continua durante el año 2024, con promedios diarios cercanos a las 24 horas de servicio. En el caso de Bahía Cúpica, si bien mantuvo un comportamiento similar en la mayoría del año, se registró una disminución significativa en octubre, con un promedio diario de 17 horas, debido a una interrupción operativa asociada a la indisponibilidad del sistema hídrico.

En general, se presentan retos en la disponibilidad de algunas unidades, particularmente las hidráulicas, lo que ha requerido un mayor uso del respaldo diésel en momentos críticos. Esta situación subraya la importancia de continuar fortaleciendo la transición energética en estas zonas no interconectadas, así como de incorporar sistemas de respaldo más sostenibles y confiables que garanticen la estabilidad del servicio eléctrico ante condiciones variables de operación.

- GENSA, a través de la gestión de proyectos como la Granja Solar Matakavi en Mitú, las granjas solares de Inírida y la Granja Solar Bahía Solano, reafirma su compromiso con la transición energética en las Zonas No Interconectadas. Estas iniciativas permiten reducir la dependencia del diésel, mejorar la calidad y confiabilidad del servicio, y aportar a la sostenibilidad ambiental de las regiones. Con estos proyectos, GENSA contribuye activamente a la diversificación de la matriz energética y al

desarrollo de soluciones limpias que benefician a las comunidades y apoyan las metas nacionales de descarbonización.

- De acuerdo con la información reportada por GENSA, el seguimiento a la ejecución del mantenimiento en **Mitú** durante el año 2024 refleja un desempeño positivo y una adecuada gestión operativa. La empresa ha logrado ejecutar el 84,63% de las actividades programadas, lo que evidencia un compromiso con la correcta ejecución del plan de mantenimiento y con la continuidad del servicio en la región.

El enfoque mayoritariamente preventivo, representado en más del 82% de las actividades, demuestra la importancia que GENSA ha dado a la planificación anticipada y a la reducción de fallos imprevistos. No obstante, se identifican algunas oportunidades de mejora en el control de las actividades canceladas y en la atención oportuna de las actividades que presentan retrasos.

- El seguimiento al mantenimiento desarrollado en **Inírida** durante el año 2024 refleja una gestión sólida, estructurada y con altos niveles de cumplimiento. Con un 100% de las órdenes reportadas atendidas, el proceso muestra un adecuado equilibrio entre la ejecución en campo y la validación administrativa. Del total de órdenes, el 76,66% ya se encuentran cerradas y validadas por el profesional de mantenimiento, mientras que el 23,34% están ejecutadas y pendientes de validación formal, lo que sugiere tiempos administrativos de cierre que pueden ser optimizados.

El análisis por tipo de mantenimiento evidencia un fuerte enfoque preventivo, con más del 86% de las actividades orientadas a la conservación y anticipación de fallas, lo que contribuye a la reducción de mantenimientos correctivos y de emergencias, cuya participación fue baja. Este comportamiento indica que la estrategia de mantenimiento implementada en Inírida es proactiva y efectiva para garantizar la confiabilidad y continuidad del sistema de generación.

- En las localidades de **Bahía Cúpica y Bahía Solano**, la información de mantenimiento suministrada por GENSA no permitió realizar un análisis detallado de la gestión durante el año 2024. Los datos reportados corresponden principalmente a formatos semanales de programación y ejecución, sin un consolidado general que permita evaluar indicadores clave como porcentaje de cumplimiento, distribución por tipo de mantenimiento o trazabilidad de las órdenes. Esta falta de información estructurada limita la posibilidad de evaluar con precisión la eficiencia operativa, la oportunidad en la atención de fallas y el enfoque preventivo o correctivo adoptado.

Dada la criticidad de estas centrales en el contexto de las Zonas No Interconectadas - ZNI, y considerando que en el caso de Bahía Cúpica se registraron periodos de operación reducida, como en el mes de octubre, se hace necesario fortalecer los procesos de seguimiento, reporte y consolidación de información de mantenimiento. Contar con reportes mensuales o acumulados facilitaría el análisis técnico y permitiría adoptar decisiones más acertadas para garantizar la confiabilidad del sistema. En consecuencia, se recomienda a GENSA estructurar entregas más completas y estandarizadas que reflejen de forma clara el estado, avance y resultados de la gestión de mantenimiento en estas localidades.

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

### Tópico de Aspectos Técnicos Operativos en la ZNI

- En el marco de la evaluación integral, se recomienda a GENSA remitir los cronogramas de puesta en servicio de todas las centrales de generación donde actualmente realiza actividades de administración, operación y mantenimiento en el

marco de los contratos suscritos con el Ministerio de Minas y Energía (MME). Es fundamental que esta información incluya el detalle de las actividades en las centrales de generación diésel, hidráulicas y/o solares de las comunidades de Mitú, Bahía Solano, Cúpica e Inírida, con el fin de contar con una visión clara de la capacidad operativa y del respaldo disponible en cada zona. Esto permitirá garantizar la confiabilidad del sistema y minimizar el riesgo de interrupciones en la prestación del servicio de energía eléctrica.

## **10 RESPONSABLES DE LA REALIZACIÓN**

### **10.1 Responsable general**

Omar Camilo López Lopez – Director Técnico de Gestión de Energía

### **10.2 Equipo de evaluación**

Nelson Yesid González – Tópico Comercial

Diego Martin Castillo Pinilla – Tópico PGRD

Oscar Fabio Vélez Cano – Tópico de Aspectos Técnicos operativos en la ZNI

## **11 ANEXOS:**