

EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES

GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. E.S.P.



**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, marzo de 2022**

1. Identificador del prestador

- 1.1. Nombre o razón social: GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. E.S.P.
- 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 y Comercialización
- 1.6. Fecha de inicio de operación en la actividad a vigilar o inspeccionar: 1993

2. Identificación de la acción de vigilancia e inspección realizada:

- 2.1. Año del programa al que pertenece la acción: 2020 y 2021
- 2.2. Clase acción: Vigilancia Inspección
- 2.3. Motivo de la acción: Especial detallada concreta
- 2.4. Origen causal de la acción: Clasificación de nivel de riesgo Perfilamiento de riesgo
Evaluación de Gestión y Resultados Monitoreo de planes Denuncia ciudadana (Petición de interés general)
- 2.5. Ubicaciones físicas o virtuales objeto de la acción: Expediente 2021220351600203E

3. Delimitación del marco de evaluación

- 3.1. Criterios evaluados: Componente técnico, financiero, comercial como generador de las Zonas No Interconectadas. La información administrativa, financiera general y de gestión del riesgo se realizó en el informe de evaluación integral del año 2021.
- 3.2. Marco temporal de evaluación: se realiza el análisis para análisis para el año 2020 y 2021.

4. Descripción de lo desarrollado:

4.1. Información fuente utilizada:

- Información remitida a través de Radicados SSPD 20215292646772 del 15 de septiembre del 2021
- Sistema Único de Información SUI, Información cargada Técnica y comercial para generadores puros ZNI.
- Sistema Único de Información SUI, Información cargada en Gobierno NIF.
- Información remitida por el prestador en reuniones virtuales – incluida en expediente virtual SSPD 2021220351600203E
- Acta de visita del 7 al 10 de marzo de octubre de 2022, a las centrales de generación de Bahía Solano y Bahía Cupica, incluida en expediente virtual de la empresa.
- Formatos capítulo de tarifas de la Resolución SSPD 20172000188755 de 2017.
- Acta de visita del 7 al 10 de marzo de 2022, a las centrales de generación de Bahía Solano y Bahía Cupica incluida en expediente virtual de la empresa.
- Radicado No SSPD 20225290531842 del 14/02/2022 con remisión de información.
- Radicado No SSPD 20225291007772 del 16/03/2022 con remisión de información.

4.2. Requerimientos realizados

Requerimiento de información vigencia 2020, para la Evaluación Integral de GESTIÓN ENERGÉTICA S.A E.S.P. (en adelante GENSA) mediante radicado No. SSPD 20212203657431 del 31 de agosto de 2021 y mediante radicado No SSPD 20222210142551 del 19 de enero de 2022.

4.3. Estado de respuesta requerimientos

GENSA remitió respuesta a los requerimientos de información mediante radicado SSPD 20215292646772 del 15 de septiembre de 2021 y mediante radicado No. SSPD 20225290540842 del 14 de febrero de 2022.

4.4. Evaluaciones realizadas.

4.4.1. Descripción general de la empresa

La empresa GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. E.S.P. (en adelante GENSA), se constituyó el día 04 de mayo de 1993 y su última fecha de actualización en RUPS fue el día 31 de enero de 2022. Está clasificada tanto para el sistema interconectado nacional como para las Zonas No Interconectadas (ZNI), motivo por el cual a continuación se presentará una evaluación enfocada exclusivamente a ZNI. La información principal de la evaluación de la empresa se encuentra en el documento de evaluación integral realizado en el año 2021.

Tabla 1. Datos Generales del prestador

Tipo de Sociedad:	Sociedad Anónima
Razón Social:	GESTION ENERGETICA S.A. ESP
Sigla:	GENSA.
Nit:	800194208-9
ID RUPS:	1757
Representante Legal:	Tony Jozame Amar
Actividad Desarrollada:	Generación-Comercialización
Año de Entrada en Operación:	1993
Auditor - AEGR:	AUDICONS S.A.S
Clasificación:	Zona Interconectada y no interconectada
Fecha Última Actualización RUPS:	31-ene-22

Fuente: Sistema Único de Información – SUI – Elaboración: DTGE

Las localidades atendidas por GENSA en ZNI corresponden a los municipios de Bahía Solano, Bahía Cupica, Inírida y Mitú. En estas localidades GENSA realiza la actividad de generación.

Debido a la actividad actualmente desarrollada por GENSA en ZNI, con RUPS actualizado el día 31/01/2022 bajo radicado 202211757403165, el presente análisis se basará en el cumplimiento de la metodología definida en la Resolución MME 181891 de 2008 y MME 91873 de 2012, en comparación con la Resolución CREG 091 de 2007 específicamente en lo relacionado con los cargos regulados para la remuneración de la actividad de generación.

Ilustración 1 Imprimible 202211757403165 GENSA 31/01/2022

Servicios y Actividades					
Servicio: ENERGÍA ELÉCTRICA			Clasificación: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL		
Actividad:	Fecha Inicio	Fecha Final	Usuarios Regulados?	¿Se encuentra en el nuevo esquema de calidad?	Fecha Inicio Esquema de Calidad
* GENERACION	01/11/2005				
* COMERCIALIZACION	05/01/2005		NO		
Servicio: ENERGÍA ELÉCTRICA			Clasificación: ZONA NO INTERCONECTADA		
Actividad:	Fecha Inicio	Fecha Final	Usuarios Regulados?	¿Se encuentra en el nuevo esquema de calidad?	Fecha Inicio Esquema de Calidad
* GENERACION	09/07/2004				
* COMERCIALIZACION	09/07/2004		NO		

Fuente: SUI-RUPS

De acuerdo con lo anterior, y con relación a las localidades de, Mitú en Vaupés, Inírida en Guainía, así como Bahía Cupica y Bahía Solano en Chocó, GENSA posee convenios o contratos especiales con el Ministerio de Minas y Energía (MME), en los cuales se establece la entrega de activos de generación para estas centrales.

Tabla 2. Relación de contratos especiales GENSA-MME

Número de Contrato	Fecha	Municipio
GGC-209	2013	Mitú
GGC-097	2015	Bahía Cupica
GGC-100	2015	Bahía Solano
GGC-101	2015	Inírida

Fuente: GENSA

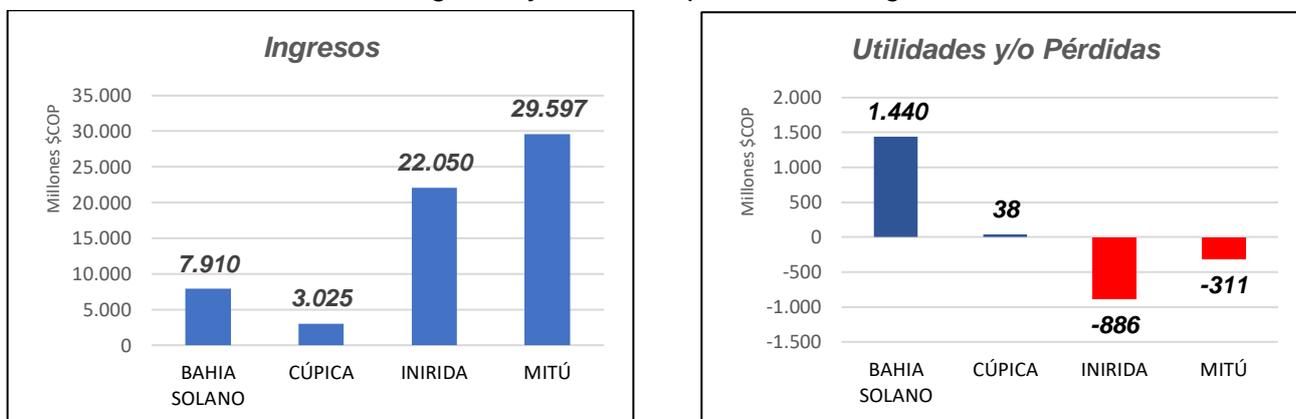
Así mismo, mediante los mencionados contratos se asignan a GENSA las siguientes obligaciones:

- Administración, operación y mantenimiento de las 4 centrales.
- Establecimiento de contratos de venta de energía con los prestadores del servicio locales (remuneración de costos y gastos reales).

4.4.2. Aspectos financieros

La información general del estado financiero de GENSA se presenta en el documento de evaluación integral realizado en el año 2021. Para este informe se realizó un análisis por separado de la situación financiera de cada una de las localidades de prestación en ZNI, usando información entregada por la empresa para cada una de las localidades atendidas, dado que, dentro de los reportes certificados al Sistema Único de información (SUI) no se detalla información financiera al nivel presentado en este documento. A continuación, se presenta la información para cada localidad.

Gráfica 1. Ingresos y Utilidades por localidad vigencia 2021



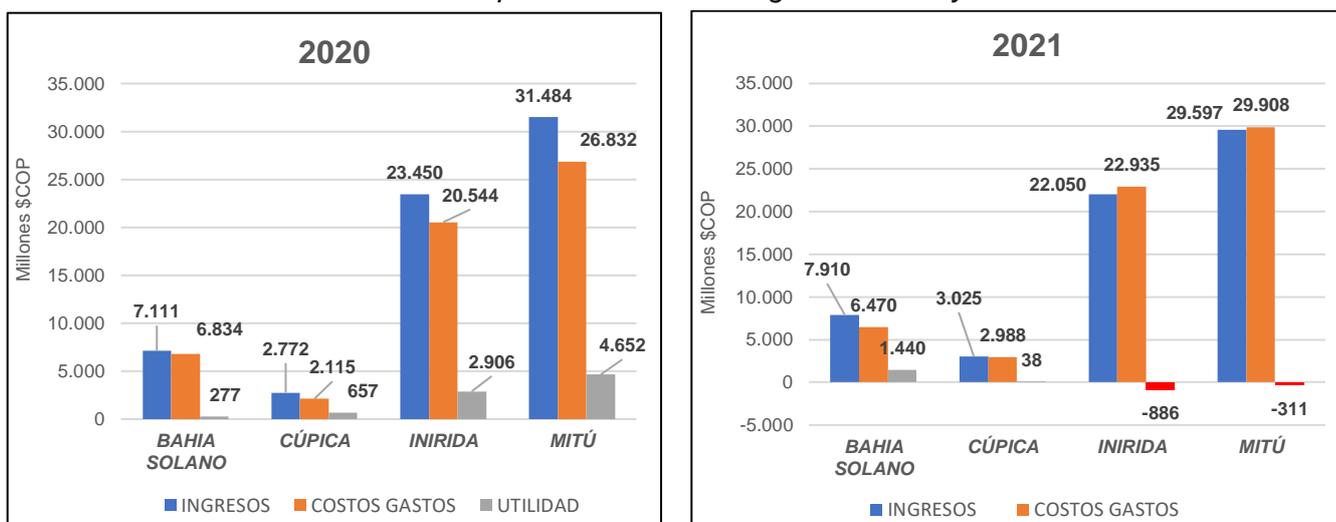
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

El consolidado de ingresos por las actividades de generación en las ZNI asciende a \$62.582 millones para la vigencia 2021 disminuyendo en 2.234 millones a lo generado en el año 2020, siendo Mitú la localidad que tiene una mayor porción de los ingresos con 29.597 millones. Dichos ingresos disminuyeron 13% con relación a los ingresos obtenidos en la vigencia 2020.

En cuanto a las utilidades para la vigencia 2021 estas se posesionaron en \$281 millones, reduciendo 97% las presentadas en la vigencia 2020, las localidades de Mitú e Inírida presentaron pérdidas para esta vigencia de \$311 millones y \$886 millones respectivamente.

Los costos asociados a la prestación de servicios públicos en la vigencia 2021 aumentaron un 11% teniendo en cuenta que las utilidades se redujeron en 3%, los costos asociados a la prestación del servicio son la principal consecuencia de la reducción de las utilidades en la vigencia 2021, siendo Inírida y Mitú las que más contribuyeron con el aumento de los costos operativos como se observa a continuación:

Gráfica 2. Conceptos de resultados vigencias 2021 y 2020



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

Mitú con una reducción del 6% en sus ingresos y aumento del 11% de sus costos, lo que afectó los resultados como consecuencia del evento ocurrido en el mes de abril de 2021, donde las unidades de generación presentaron una falla que afectaron la entrega de energía al municipio.

Inírida tuvo un comportamiento similar al reducir sus ingresos en 6% y aumento de los costos de operación en 12%, no obstante, no se encuentran relacionados en este caso con algún evento de fallas de las plantas de generación en la localidad.

4.4.2.1. Conceptos de Balance

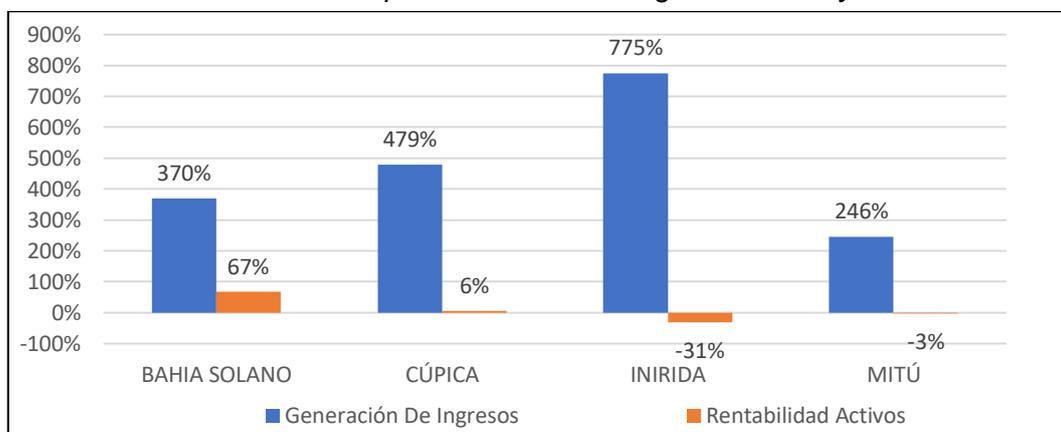
Con relación a conceptos de balance según información recibida por parte del prestador en cuanto la propiedad planta y equipo (PPE), corresponde a \$17.634 millones, de estos el 63% corresponden a activos propios, dejando el 37% a activos que pertenecen a las localidades donde se genera la energía eléctrica; los activos de generación propios y de terceros ascienden a \$11.490 millones.

Tabla 3. Conceptos de Balance vigencia 2021 (Cifras en millones)

Concepto balance	Bahía Solano	Cupica	Inírida	Mitú	Totales
Total PPE	2.136	632	2.844	12.022	17.634
Activos generación propios	0	0	973	3.995	4.968
Activos generación terceros	1.591	449	748	3.734	6.522
Otros activos	545	183	1.123	4.293	6.144
Cartera del servicio	449	1.634	5.832	10.653	18.568

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

Gráfica 3. Conceptos de resultados vigencias 2021 y 2020



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

En cuanto a la rentabilidad, el consolidado estuvo en 2%, siendo Inírida y Mitú las localidades con valores negativos como consecuencia de las pérdidas obtenidas.

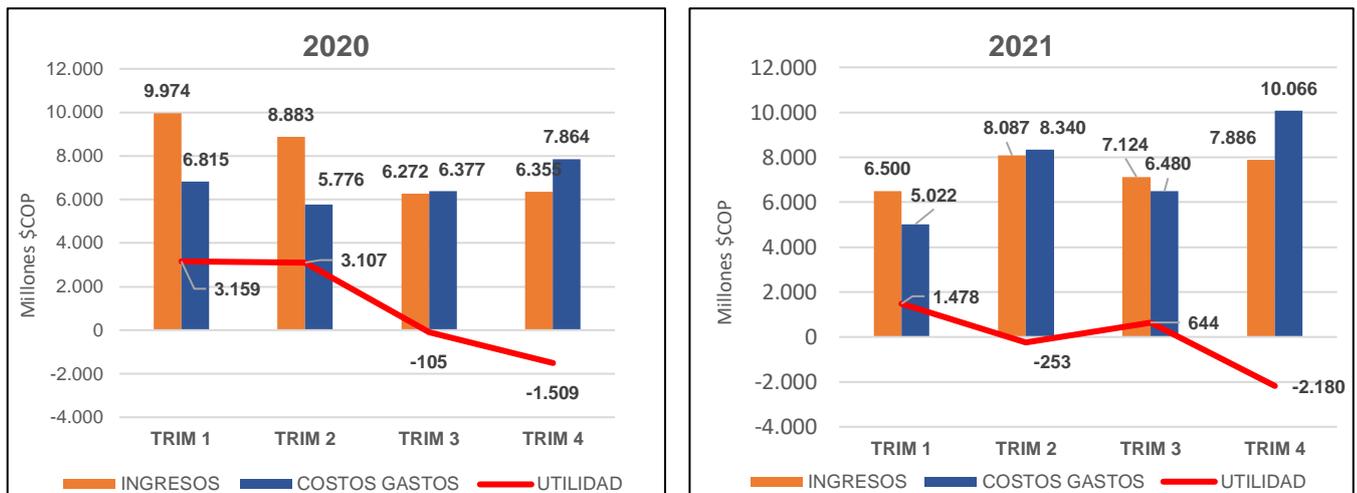
La gráfica 3 indica el comportamiento de los ingresos y la rentabilidad de activos sobre los activos utilizados en la generación, resaltando como los porcentajes de ingresos superan ampliamente los valores de la propiedad de activos, en cuanto a la rentabilidad medida versus a los activos. Bahía Solano y Cupica revelan valores positivos mientras la rentabilidad de Inírida y Mitú son negativos, estas mediciones muestran como los activos de generación son importantes, pero la gestión de las plantas en el año 2021 generó para estos dos, resultados negativos.

A continuación, se presenta un análisis por cada una de las localidades donde se presta el servicio:

- **Mitú**

De acuerdo con la información de GENSA, para el 2021 la localidad de Mitú revela ingresos por valor de \$29.597 millones, superando en \$ 1.887 millones a los presentados en 2020, mientras que, la pérdida para el año 2021 es de \$311 millones. Los costos asociados a la actividad de generación se encontraron en \$29.908 millones, \$ 3.076 millones superior a los presentados en 2020, de estos costos los más relevantes corresponden a operación (compra de combustible) con \$12.642 millones y \$ 8.869 millones de mantenimiento.

Gráfica 4. Conceptos de resultados trimestrales municipio de Mitú - vigencias 2021 y 2020



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

Verificando los costos de mantenimiento, es evidencia que para el último trimestre de cada vigencia se presentan los mayores valores. Para el 4 trimestre del 2020, los costos de mantenimiento corresponden al 27.15% del total de los costos y para el año 2021 suman el 43.67 %. Los conceptos de mantenimiento principales del cuarto trimestre de 2021 son:

Tabla 4. Costos de mantenimiento en Municipio de Mitú cuarto trimestre de 2021

Conceptos mantenimiento principales trimestre 4 2021	Valor
Acompañamiento técnico en el mantenimiento y la operación de la PCH Mitú septiembre 2021	\$192.579.546
Acompañamiento técnico en el mantenimiento y la operación de la PCH Mitú OCTUBRE 2021	\$192.579.546
Acompañamiento técnico en el mantenimiento y la operación de la PCH Mitú NOVIEMBRE 2021	\$192.579.546
Construcción sistema de izaje central de Inírida y Mitú Acompañamiento técnico en el mantenimiento y la operación de la PCH Mitú octubre 2020	\$1.019.663.673
Mantenimiento unidades de generación diésel de las centrales de generación - Mitú	\$710.613.425
Mantenimiento preventivo unidades PCH Mitú	\$438.464.980

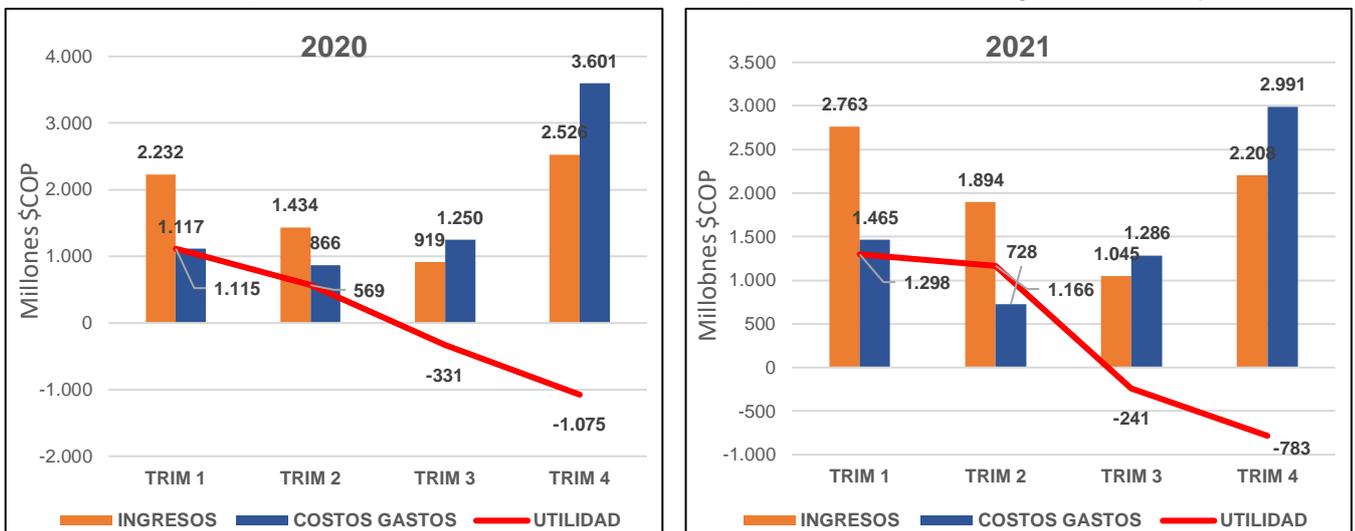
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

- **Bahía Solano**

De acuerdo con la información reportada por GENSA, durante el 2021 la localidad de Bahía Solano presenta ingresos por valor de \$7.910 millones, superando en \$799 millones a los presentados en 2020, la utilidad para el año 2021 se posesiona en \$1.440 millones.

Los costos asociados a la actividad de generación se encuentran en \$6.470 millones, \$364 millones menos a los presentados en 2020, de estos costos los más relevantes corresponden a administración con \$2.526 millones y \$2.370 de mantenimiento. Una vez verificados los costos de mantenimiento, en el último trimestre de cada vigencia se evidencian mayores valores para este rubro, en el año 2020, para el trimestre 4, los costos de mantenimiento corresponden al 75.7% del total de los costos y para el año 2021 suman el 54.5 %. Los conceptos de mantenimiento principales de los cuatro trimestres son los presentados en la Tabla 5.

Gráfica 5. Conceptos de resultados trimestrales municipio Bahía Solano - vigencias 2021 y 2020



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

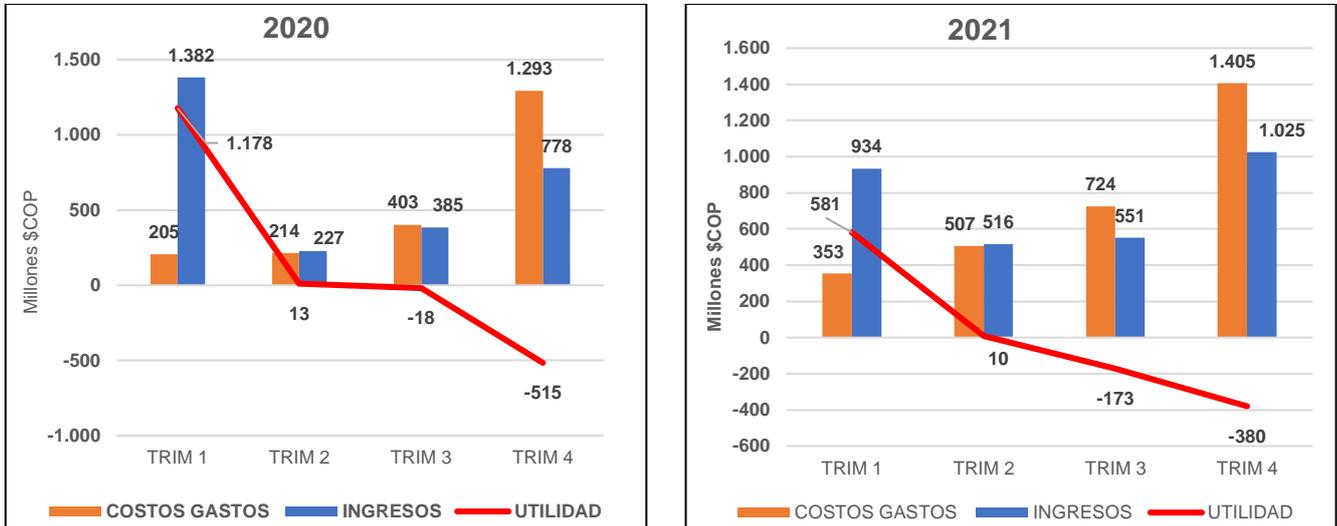
Tabla 5. Costos de mantenimiento municipio Bahía Solano - cuarto trimestre de 2021

Conceptos mantenimiento principales trimestre 4 2020	Valor
Acta parcial 3 Mantenimiento y reparación de los Rodetes de las Unidades de generación de la PCH Mutatá	\$474.031.740
Segundo pago CTR 092-2020 por concepto de suministro de equipos para la modernización del control de velocidad y sincronismo de las cinco (5) unidades de la PCH Mutatá. 50% del Servicio especializado para la esta modernización del control de velocidad y sincronismo.	\$874.927.270
Pago por suministro de equipos y repuestos para la puesta en marcha de la Unidad 5 de la PCH MUTATA.	\$276.039.014
Mantenimiento Sistema hidráulico PCH Mutatá.	\$178.028.760

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

• **Bahía Cupica**

Gráfica 6. Conceptos de resultados trimestrales municipio Bahía Cupica - vigencias 2021 y 2020



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA

La localidad de Bahía Cupica en la vigencia 2021 presenta ingresos por valor de \$3.025 millones, superando en \$253 millones a los presentados en 2020, la utilidad para el año 2021 está en \$38 millones.

Los costos asociados a la actividad de generación fueron de \$2.988 millones, \$872 millones superior a los presentados en 2020, de estos costos los más relevantes corresponden a administración con \$1.155 millones y \$ 837 millones de mantenimiento. Verificando los costos de mantenimiento es en el último trimestre de cada vigencia donde se evidencia mayores valores, en el año 2020 el trimestre 4 los costos de mantenimiento corresponden al 61.1% del total de los costos y para el año 2021 suman el 47.02%. Los conceptos de mantenimiento principales de los cuartos trimestres son:

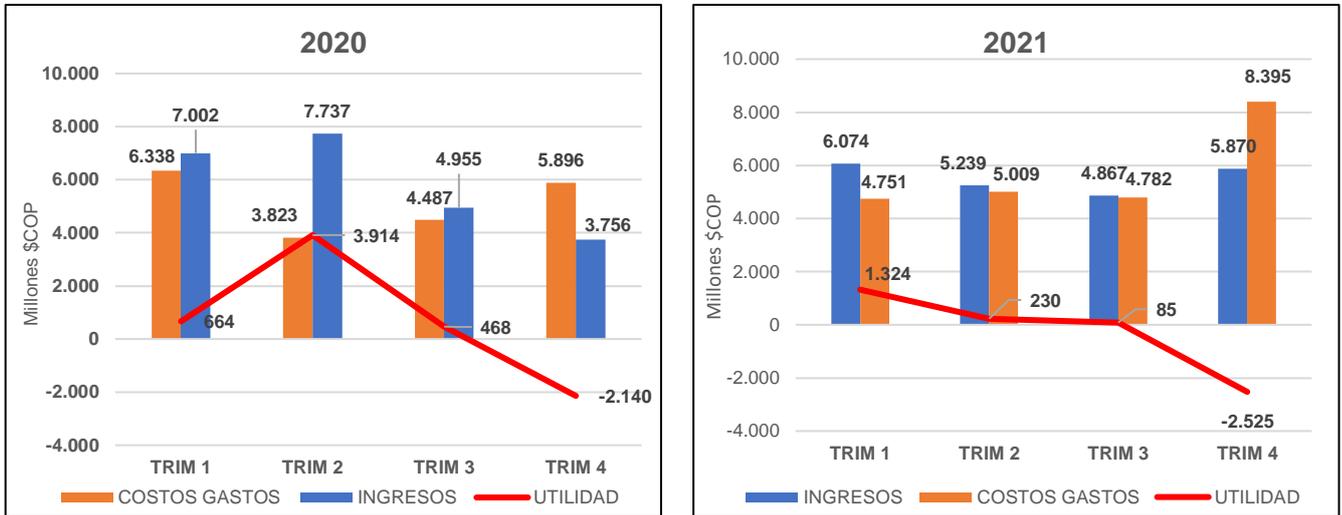
Tabla 6. Costos de mantenimiento municipio Bahía Cupica - cuarto trimestre de 2020 y 2021

Conceptos mantenimiento principales	Valor
4to Trimestre 2020	
Arrendamiento planta eléctrica.	\$ 186.830.000
Reparación del puente de acceso a la MCH Cupica.	\$ 195.545.060
4to Trimestre 2021	
Primer pago 70% estudio geotécnico y estructural para la elaboración del diagnóstico y evaluación de la susceptibilidad, amenaza, vulnerabilidad y riesgo del área de influencia de la MCH Cupica.	\$ 161.269.841
Suministro de partes y repuestos para la ejecución de mantenimientos preventivos y correctivos en la MCH Cupica.	\$ 118.522.334
Alquiler grupo electrógeno.	\$ 114.240.000

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

- **Inírida**

Gráfica 7. Conceptos de resultados trimestrales municipio Inírida - vigencias 2021 y 2020



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

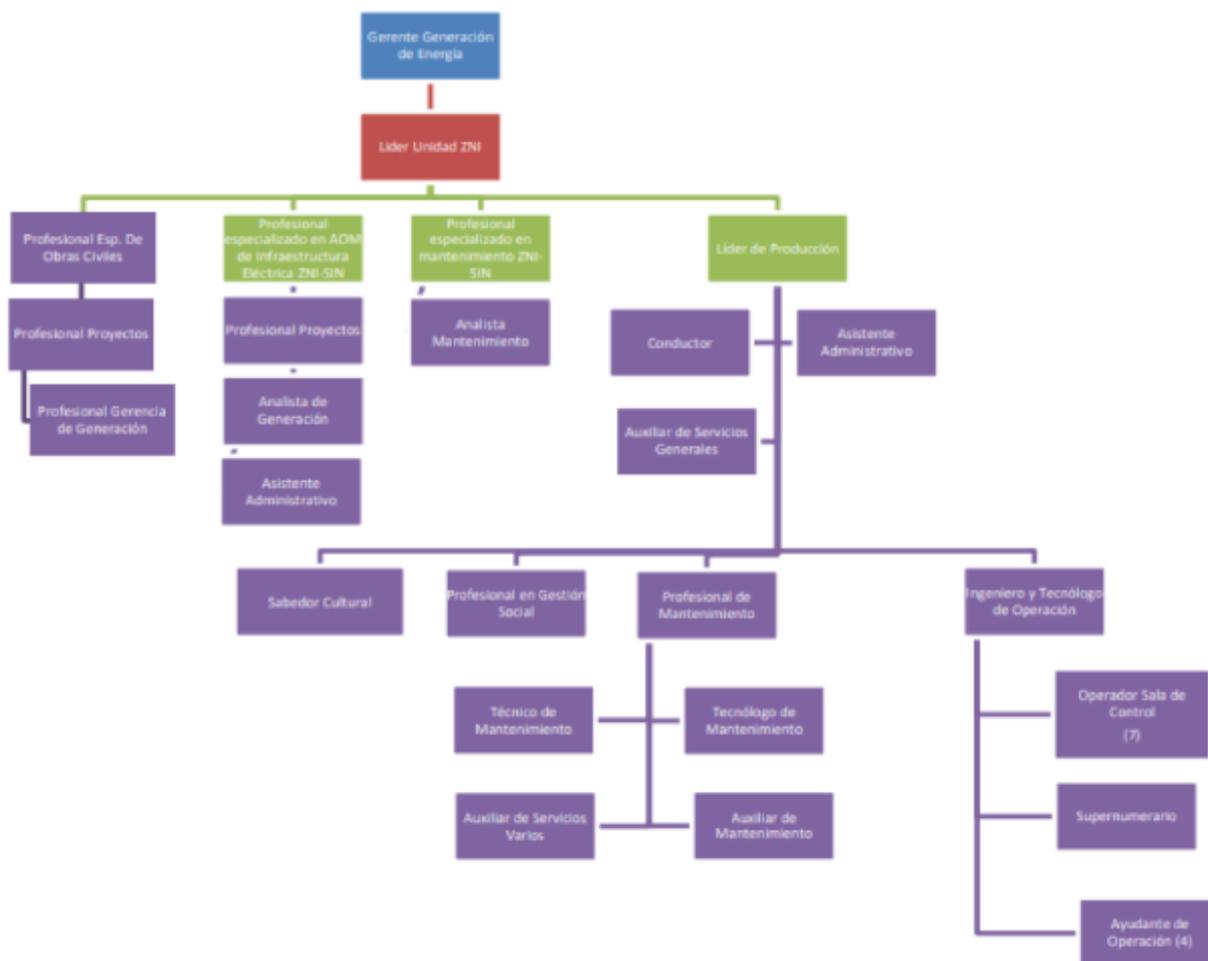
La localidad de Inírida en la vigencia 2021 revela ingresos por valor de \$22.049.970 millones, disminuyendo en \$1.400 millones a los presentados en 2020, la pérdida para el año 2021 se posesiona en \$ 885 millones.

Los costos asociados a la actividad de generación están en \$22.935 millones, \$ 2.391 millones superior a los presentados en 2020, de estos costos los más relevantes corresponden a operación, relacionados con la compra de combustibles con \$12.983 millones y \$ 3.516 millones de inversión.

4.4.3. Aspectos Técnicos – Operativos

La estructura organizacional al interior del departamento de generación para ZNI se encuentra encabezada por la líder unidad ZNI, quien se encarga de coordinar los aspectos de producción, mantenimiento y aspectos de infraestructura, tal como se muestra en la Ilustración 2.

Ilustración 2. Estructura Organizacional Generación.



Fuente: GENSA.

4.4.3.1. Mitú

- **Descripción de la infraestructura de generación Mitú**

El parque de generación de GENSA en Mitú está compuesto por 6 grupos electrógenos diésel (en abril de 2021 GENSA adquirió un grupo electrógeno) y 4 unidades de generación correspondientes a una PCH ubicados en Mitú y en Santa Cruz de Wuaracapurú respectivamente, estas 2 centrales de generación se encuentran interconectadas por una subestación.

La capacidad de generación nominal de GENSA es de 6.592 kW para los grupos electrógenos diésel y 2.000 kW para las unidades de generación de la PCH, para un total de 8.592 kW. Cabe resaltar que la potencia disponible en el caso de las unidades de la PCH depende de las condiciones climáticas del Río Vaupés.

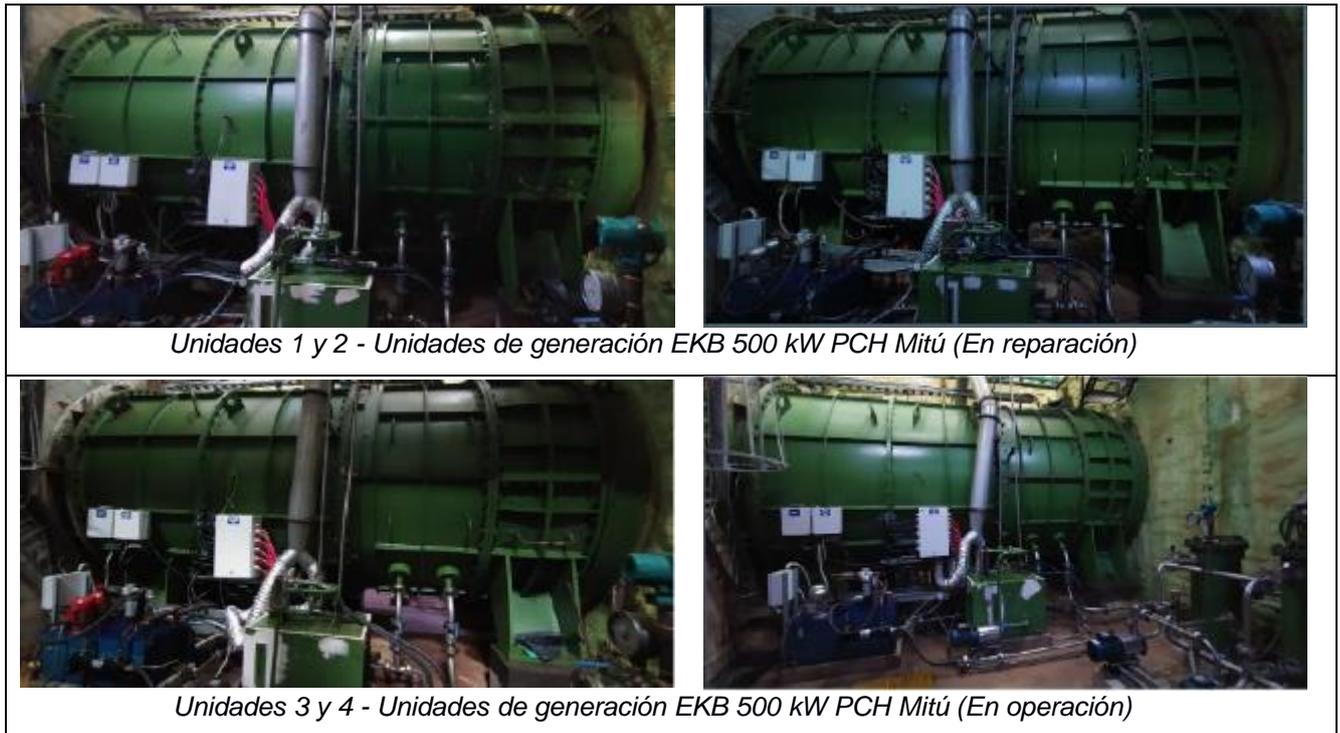
A continuación, se muestra el listado del inventario de las unidades de generación proporcionado por la E.S.P.:

Tabla 7. inventario de Activos de generación GENSA S.A. E.S.P. MITU

No. unidad	Localidad	Marca	Tipo de tecnología	Potencia kW
1	Mitú – Cabecera municipal	EKB	Hidráulica	500
2	Mitú – Cabecera municipal	EKB	Hidráulica	500
3	Mitú – Cabecera municipal	EKB	Hidráulica	500
4	Mitú – Cabecera municipal	EKB	Hidráulica	500
5	Mitú – Cabecera municipal	CUMMINS	Diésel	750
6	Mitú – Cabecera municipal	CUMMINS	Diésel	1.020
7	Mitú – Cabecera municipal	CUMMINS	Diésel	1.270
8	Mitú – Cabecera municipal	CUMMINS	Diésel	1.270
9	Mitú – Cabecera municipal	CUMMINS	Diésel	1.270
10	Mitú – Cabecera municipal	CUMMINS	Diésel	1.012

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del SUI y GENSA.

Ilustración 3. inventario de Activos de generación GENSA S.A. E.S.P. en Mitú





Equipo 5 - Grupo Electrónico CUMMINS de 750 kW Mitú (En operación)



Equipo 6 - Grupo Electrónico CUMMINS de 1020 kW Mitú (En operación)



Equipo 7 - Grupo Electrónico CUMMINS de 1270 kW Mitú (En operación)



Equipo 9 – Grupo Electrónico CUMMINS de 1270 kW Mitú (En operación)



Equipo 10 – Grupo Electrónico CUMMINS de 1012 kW Mitú (En operación)

Fuente: GENSA S.A. E.S.P

La central térmica a diésel cuenta con seis tanques de almacenamiento de combustible, con los cuales GENSA tiene una capacidad total de 46.663 galones.

Revisando la información del formato técnico operativo TO4 reportado al SUI se encuentra lo siguiente:

Tabla 8. Inventario de Activos de generación GENSA S.A. E.S.P. 2020

Nº	Localidad	Nº Unidad	Marca	Capacidad kW
1	MITU-CABECERAMUNICIPAL	1	EKB	2000
2	MITU-CABECERAMUNICIPAL	2	CUMMINS	5032

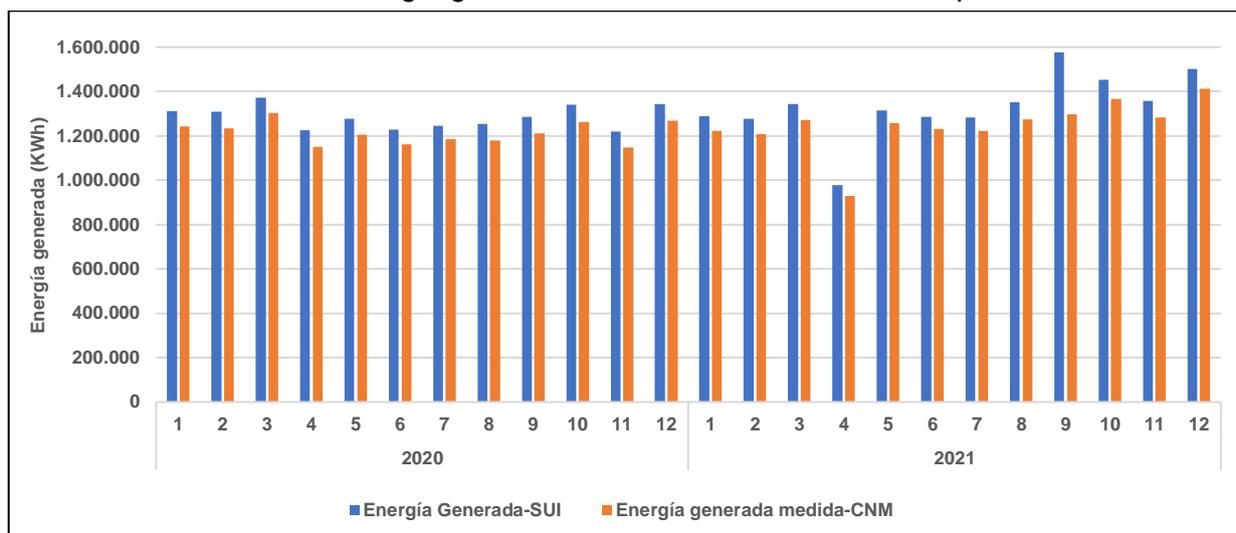
Fuente: GENSA S.A. E.S.P y SUI

Como se puede apreciar esta información no es consistente entre el reporte de la empresa y lo indicado en el SUI del formato TO4 ya que solo se reporta en el SUI una unidad de generación de 2000kW correspondiente a la parte de generación hidráulica, mientras en la información presentada por el generador aparecen 4 unidades de 500kW; por otro lado, en la generación Diésel aparece una capacidad de 5032kW lo cual no corresponde con las 6 unidades diésel indicadas por GENSA. Si bien el total de la generación hidráulica coincide, para las unidades diésel no, por lo cual debe proceder con la aclaración respectiva y reversión de información al SUI según corresponda.

- **Comportamiento de la generación de energía**

De acuerdo con la actividad de generación por parte de GENSA, a continuación, se muestran la energía mensual generada reportada en el SUI y la medida en la telemetría CNM:

Gráfica 8. Energía generada mensual en cabecera Municipal Mitú

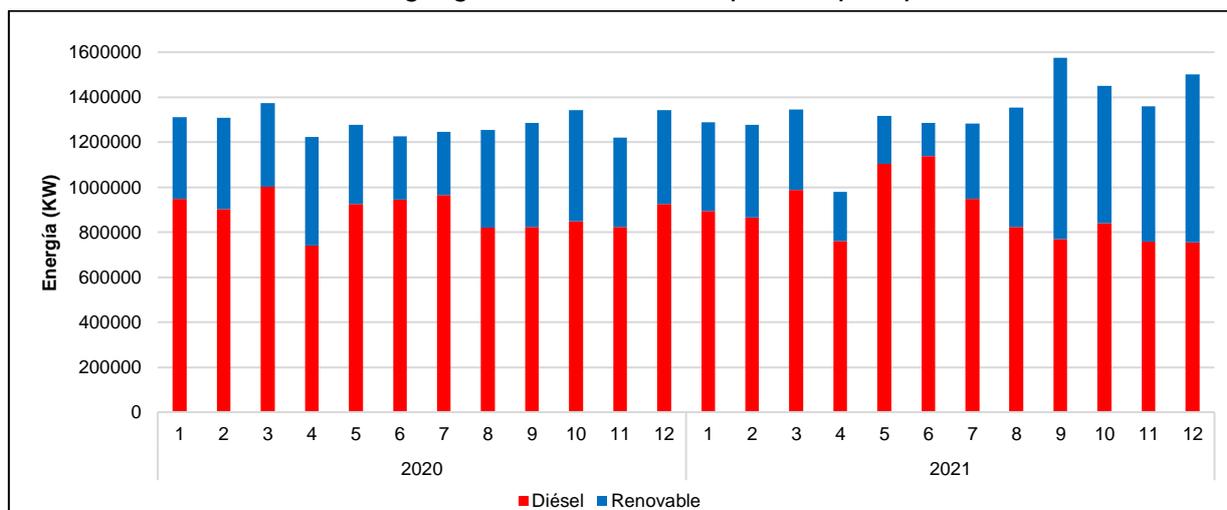


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del SUI.

En la gráfica anterior se observa que, en abril de 2021, se presentó una disminución del consumo de energía aproximadamente del 20%, frente a la demanda habitual, esto se debe la interrupción del servicio ocurrida el 12 del mes en mención.

Adicionalmente, en el mes de septiembre de 2021, se observa una diferencia entre la energía reportada al SUI superior en 21% con respecto a la energía reportada por el CNM.

Gráfica 9. Energía generada mensual reportada por tipo en Mitú



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del SUI y Telemetría CNM – IPSE.

Se observa como el componente de la PCH tiene un máximo aporte en septiembre de 2021, con un aporte del 51% y un mínimo aporte en junio de 2021 con un 22,6%. Igualmente, se puede apreciar que

desde agosto del 2021 el porcentaje de participación de la PCH incrementa considerablemente frente al aporte de energía con Diésel.

Cabe destacar que la información de las bitácoras de operación presenta diferencias contra la información reportada en el formato del reporte técnico operativo-TO1. Se debe tener en cuenta que si bien la información de la energía generada reportada en el TO1 tiene un margen de pérdida con respecto a la telemetría del CNM-IPSE debido a que no se miden desde el mismo punto, la energía generada consignada en la bitácora de operación debe ser la misma que la contenida en el TO1. Adicionalmente, se observa una generación en promedio de 23,8 horas anuales.

Tabla 9. Acumulado indisponibilidad unidades Mitú 2020

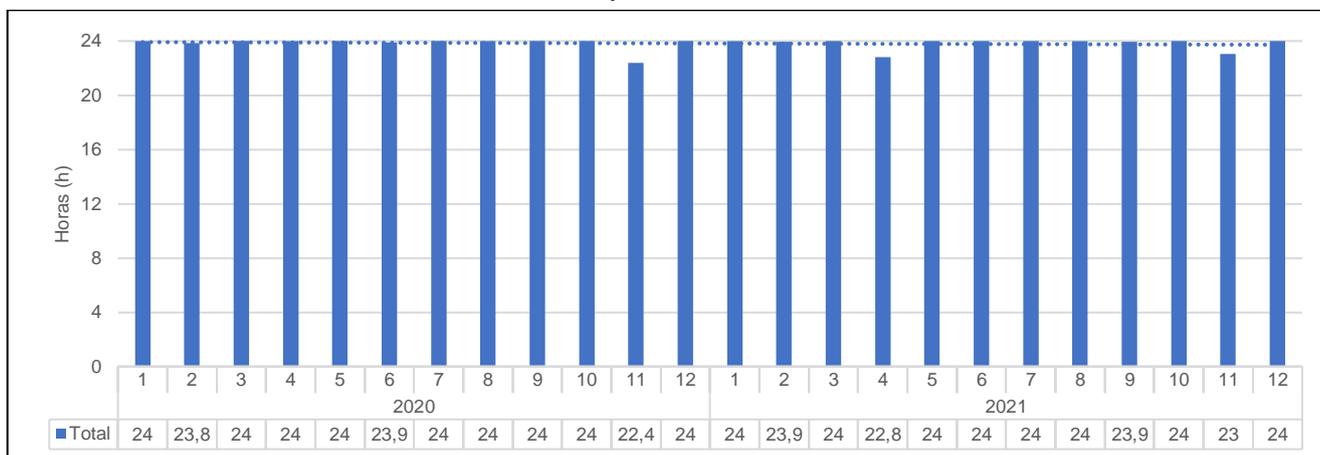
Trimestre	1	2	3	4
Indisponibilidad unidades diésel (Días)	10,2	45,0	16,9	71,5
Indisponibilidad unidades Hidráulicas (Días)	217,0	202,7	195,7	193,1

Fuente: GENSA y SUI– Elaboración DTGE

- **Monitoreo a la prestación del servicio de energía**

El Centro Nacional de Monitoreo – CNM, área misional del IPSE, realiza el seguimiento a la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI, contribuyendo a que las entidades responsables aseguren la prestación y calidad del servicio a los usuarios de dichas zonas. Para el caso de Mitú se cuenta con telemetría en los circuitos de Yararaca, Inaya y Centro, como resultado del monitoreo de estos circuitos se presenta la siguiente ilustración:

Gráfica 10. Horas de prestación del servicio en Mitú



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Telemetría CNM – IPSE.

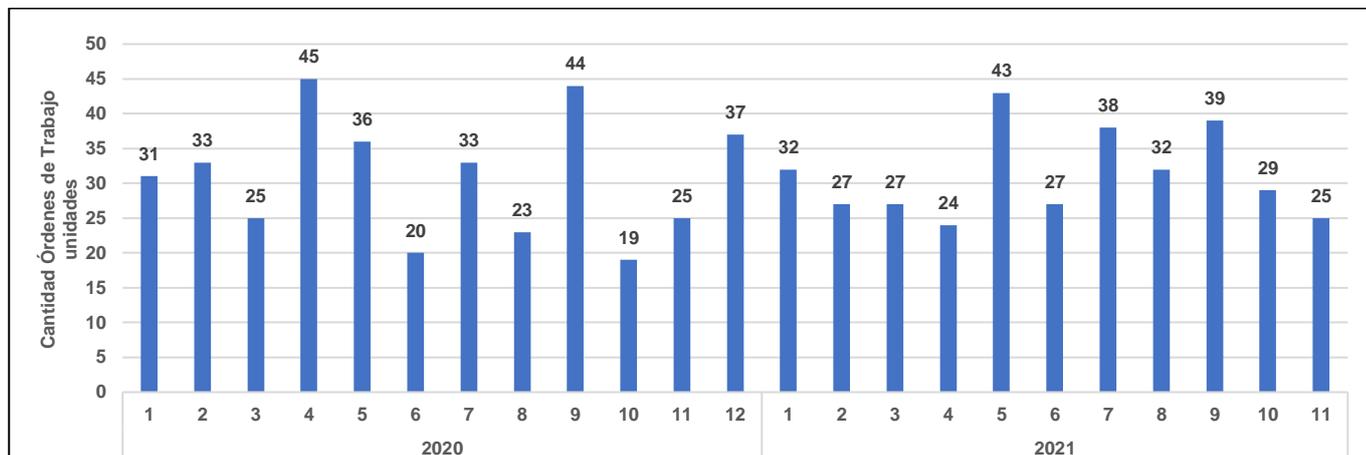
Para noviembre de 2020 y abril del 2021 se presentó el promedio de horas de generación más bajo, este último con 22,8 horas, lo cual está directamente relacionado con la interrupción del servicio el 12 de abril de 2021. Aunado a lo anterior, cabe indicar que este número de horas de la prestación del servicio se realizó con racionamientos sectorizados y controlados.

- **Indisponibilidades y mantenimientos**

Gran parte de la cantidad de mantenimientos realizados por GENSA se llevan a cabo a través de órdenes de trabajo. A continuación, se presenta una gráfica del acumulado de las mismas, en la cual se toma como fecha de mantenimiento, la fecha inicial (Esta grafica no discrimina la fecha final de mantenimientos,

no obstante, en la mayoría de casos la información se puede obtener con las indisponibilidades). En general, se observa que Mitú es la localidad en donde GENSA realiza más ordenes de trabajo mensuales.

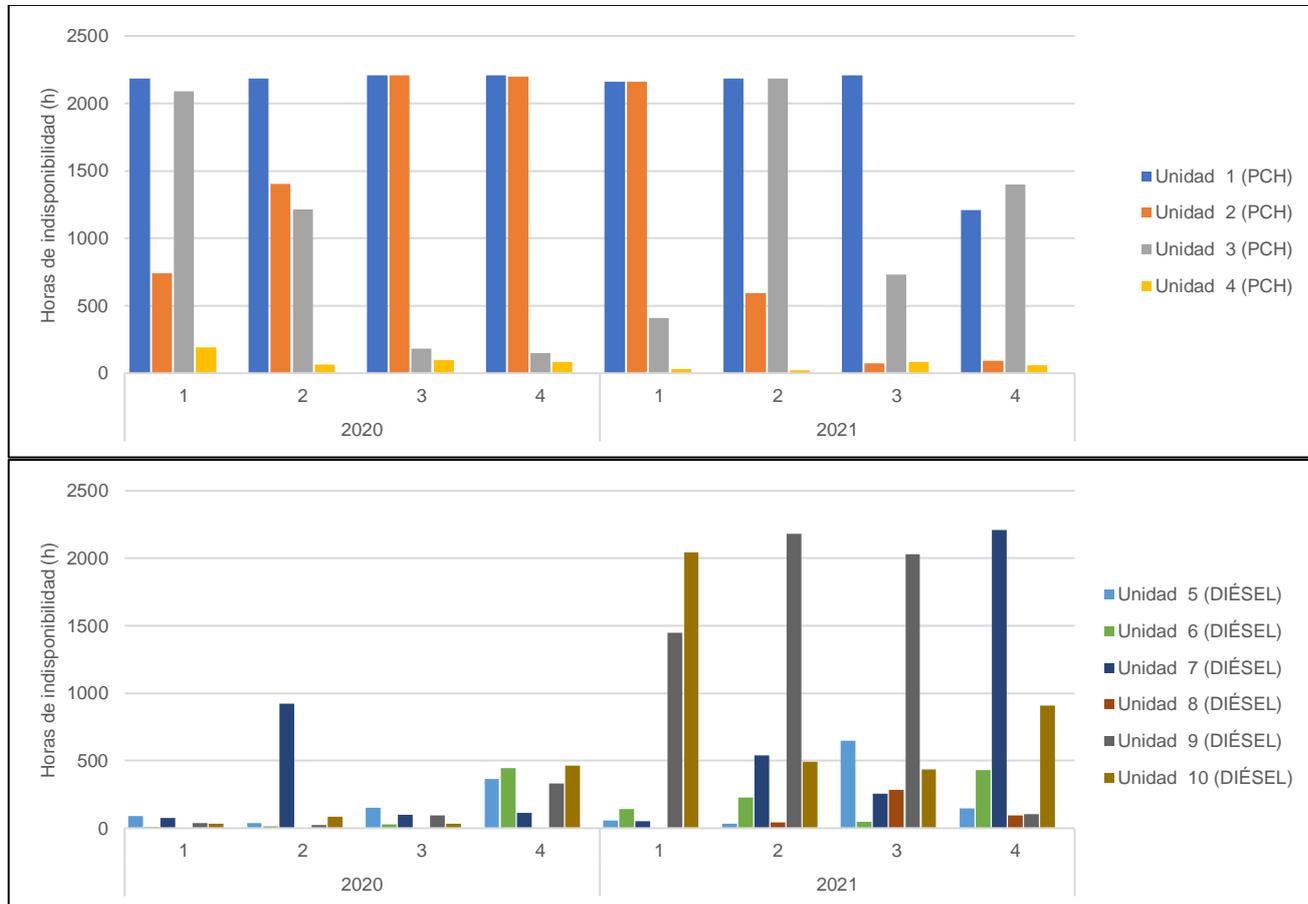
Gráfica 11. Número de órdenes de mantenimiento Mitú



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

GENSA lleva un registro de las indisponibilidades de sus unidades de generación la cual se muestra a continuación:

Gráfica 12. Acumulado de horas de indisponibilidad Mitú



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

Posterior a la inundación que sufrió la casa de máquinas de la PCH en el mes de octubre del año 2019, durante los 4 trimestres de la vigencia 2020 y primer trimestre del año 2021 se presentaron indisponibilidades significativas mayores a 500 horas de las unidades 1 y 2, y en menor proporción de la unidad 3, todas de la PCH, debido a los daños que tuvieron las dos primeras como consecuencia de la inundación señalada inicialmente.

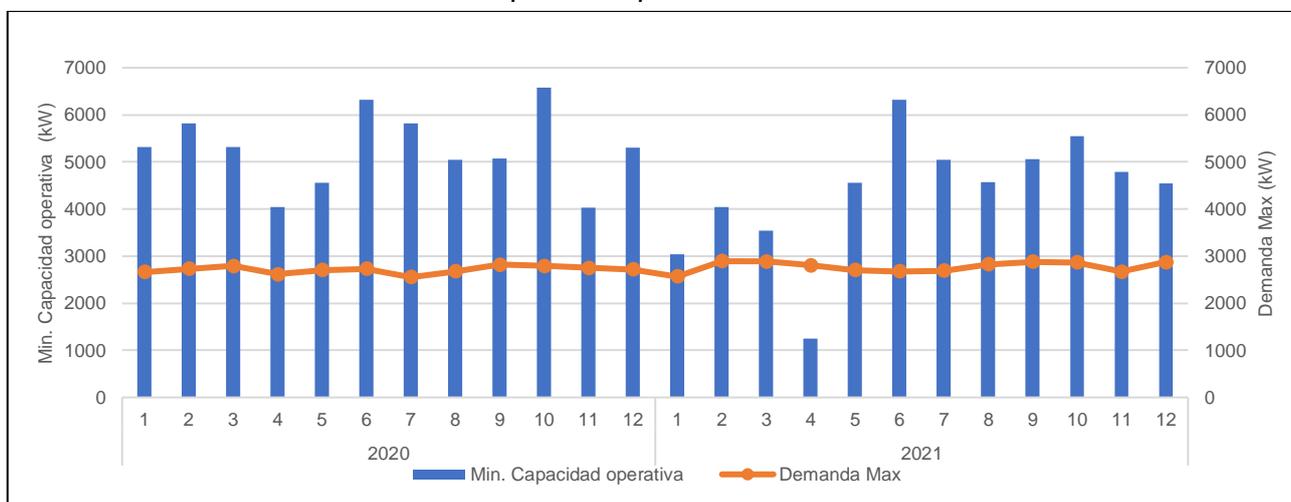
En cuanto a las unidades térmicas diésel, si bien durante los dos primeros trimestres del año 2020, las unidades 5, 6, 7, 9, 10 tuvieron indisponibilidades por debajo de las 200 h, a partir del 3 trimestre de 2020 comenzaron a incrementarse hasta que en el primer trimestre de 2021 las unidades 9 y 10 superaron las 1.450 horas de indisponibilidad.

Una vez ocurrido el evento de interrupción del 12 de abril, se observó que al parque de generación de Mitú ingresó una nueva unidad de generación Diésel Unidad 8 por parte de GENSA. Además, que las unidades 1, 2, 3, 7, 9 y 10 presentaron indisponibilidad por encima de las 500 horas.

Luego, para el tercer trimestre de 2021, continuó la indisponibilidad de las unidades 1 y 9 por encima de las 2.000 horas y se incrementó la indisponibilidad de la unidad 5 por encima de las 600 h. No obstante, disminuyó la indisponibilidad de las unidades 2, 3, 6, 7 y 10. Finalmente, para el cuarto trimestre de 2021, la indisponibilidad decreció significativamente para las unidades 1 y 9, por debajo de las 1.200 horas, no obstante, aumentó para las unidades 3, 6, 7 y 10.

A continuación, en la siguiente gráfica se aprecia el comportamiento de la demanda energética, respecto a la capacidad operativa.

Gráfica 13. Mínima capacidad operativa vs demanda máxima Mitú



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

Para la elaboración del gráfico se utilizó como insumo el reporte de indisponibilidades, la capacidad instalada de las unidades de generación y la demanda máxima diaria. Adicionalmente, se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Se consideró cualquier unidad con una indisponibilidad mensual mayor al 90% como unidad no operativa, ya que en caso de requerir ser despachada con un 10% de disponibilidad no se puede garantizar el suministro energía de manera continua.
2. Se comparó la mínima capacidad instalada diaria disponible para cada mes contra la demanda máxima diaria, partiendo de escenarios críticos frente a los cuales es necesario contar con planes operativos para afrontar dichas situaciones. Si bien, se pudo generar un escenario en el

que en un mes la mínima capacidad operativa sea menor a la demanda máxima diaria, estas dos cifras no necesariamente van a coincidir en el mismo mes, sin embargo, es motivo de alerta.

Teniendo en cuenta lo anterior, se evidencia que GENSA desde enero de 2021 presentaba una capacidad operativa mínima diaria muy cercana a la demanda máxima diaria, lo cual no se corrigió hasta después del evento de falla en abril del 2021.

4.4.3.2. Bahía Solano

- **Descripción de la infraestructura**

La localidad de Bahía Solano se encuentra abastecida por dos centrales de generación, una PCH ubicada en la zona rural del corregimiento del Valle y una central Diésel en la cabecera municipal de Bahía solano, en estos sitios y en el centro poblado del corregimiento de El Valle, se encuentran subestaciones transformadoras, para el manejo de las tensiones correspondientes en cada localidad.

La planta diesel se encuentra en el casco urbano ciudad Mutis cercano a la infantería de Marina del Ejército Nacional, en la costa pacífica colombiana, en el departamento del Chocó. La planta de generación funciona como respaldo en caso de falla de la PCH MUTATÁ la cual provee la electricidad para las poblaciones del valle y Bahía solano. En esta sede no se cuenta con oficina de atención al público.

La capacidad de generación nominal de GENSA en la PCH de Bahía Solano está conformada por cinco unidades de generación con turbinas Pelton de 375 kW cada una, para una capacidad total instalada de 1.875 kW, una tubería de conducción de 20" de diámetro y aproximadamente 1.800 metros de longitud, con una cabeza de 400 m. Cabe resaltar que la potencia disponible en el caso de la central PCH depende de las condiciones climáticas para el abastecimiento del caudal del río y la operatividad de cada una de las unidades de generación. Durante la visita realizada entre el 7 y el 10 de marzo de 2022 se evidenció que dos de las cinco unidades de generación de energía se encontraban en mantenimiento por lo tanto no se encontraban operativas.

Para la prestación del servicio, GENSA suscribió desde el último trimestre de 2021 y el año 2022, un contrato de arrendamiento con la Empresa Internacional de Soluciones de Energía Eléctrica Temporal SAS – ENERTEM – En reorganización, de un grupo electrógeno Cummins de 1000 kW con el cual ha suplido la demanda energética de la cabecera municipal.

A continuación, se muestra el listado del inventario de las unidades de generación proporcionado por el prestador, así como su estado en el momento de la vista de inspección:

Tabla 10. inventario de Activos de generación GENSA S.A. E.S.P. 2020 Bahía Solano

Nº unidad	Localidad	Marca	Tipo de tecnología	Estado de operación	Potencia kW
1	Bahía Solano – Corregimiento El Valle	CANYON INDUSTRIES INC.	Hidráulica	En operación	375
2	Bahía Solano – Corregimiento El Valle	CANYON INDUSTRIES INC.	Hidráulica	En mantenimiento	375
3	Bahía Solano – Corregimiento El Valle	CANYON INDUSTRIES INC.	Hidráulica	En operación	375
4	Bahía Solano – Corregimiento El Valle	CANYON INDUSTRIES INC.	Hidráulica	En operación	375
5	Bahía Solano – Corregimiento El Valle	CANYON INDUSTRIES INC.	Hidráulica	En mantenimiento	375

Nº unidad	Localidad	Marca	Tipo de tecnología	Estado de operación	Potencia kW
6	Bahía Solano – Ciudad Mutis	CUMMINS	Diésel	En operación	1020
7	Bahía Solano – Ciudad Mutis	CUMMINS	Diésel	En mantenimiento	600
8	Bahía Solano – Ciudad Mutis	CUMMINS	Diésel	En mantenimiento	1270

Fuente: Visita realizada en marzo de 2022

Asociada a la central de generación Diésel, se encuentra un transformador elevador de 2000 kVA, tensión 480 V /13,8 kV, que abastece el circuito de distribución del centro poblado, conectado a esta tensión, en el barraje y pórtico de salida de la subestación de Ciudad Mutis.

Dentro de la visita realizada, en la central de generación Diésel, se encontraron conductores energizados sin canalización ni cumplimiento de distancias mínimas de seguridad indicadas en el artículo 13 del RETIE, así mismo se evidenció la falta de señalización indicada en el literal i del artículo 13,4 del mismo reglamento; igualmente, se debe certificar el cumplimiento de los requisitos de instalación de transformadores establecido en el artículo 20.25.2 del RETIE, en especial para el transformador elevador de salida de la central diésel, frente al literal b, relacionado con la distancia y resistencia al fuego de las paredes de la subestación donde se encuentra instalado. En este sentido, durante la visita realizada entre el 7 y el 10 de marzo de 2022, se estableció el compromiso de remitir el 25 de marzo de 2022, el cronograma de certificación RETIE para las instalaciones eléctricas que aplique.

Ilustración 4. Inventario de Activos de generación GENSA S.A. E.S.P. 2020 en Bahía Solano





Unidad alquilada- Unidad de 1000 kW y salida de conductores a celdas subestación



Transformador 13,8 kV central Diésel y salida circuito 13,8 kV Ciudad Mutis

Fuente: Registro fotográfico visita SSPD del 07 al 10 de marzo de 2022

Asociadas a las centrales de generación, se encuentran las subestaciones elevadoras correspondientes, que en el caso de la PCH está compuesta por 5 transformadores elevadores de 500 kVA cada uno, con una relación de transformación 480 V / 36 kV, asociado a cada turbina. Todos los transformadores se encuentran conectados a barraje y pórtico de salida para alimentar el circuito de distribución a una tensión nominal de 34,5 kV, con una longitud aproximada de 30 km, la cual transporta la energía desde esta subestación hasta el centro poblado del corregimiento de El Valle y la localidad de Ciudad Mutis, cabecera municipal de Bahía Solano.

En la subestación de la PCH durante la visita realizada entre el 7 y el 10 de marzo, se evidenció un elemento de protección que presentaba arco eléctrico, ante lo cual se solicitó la reparación o reposición inmediata del elemento que presentaba falla, la evidencia fotográfica de la reposición del elemento fue remitida por el responsable de GENSA el 8 de marzo de 2022.

En el centro poblado del corregimiento El Valle se ubica una subestación de 500 kVA, tensión 34,5 kV/13,8 kV, desde la cual se alimentan los circuitos correspondientes a los usuarios ubicados en dicho corregimiento. En la localidad de Ciudad Mutis se ubica la subestación principal que transforma la energía proveniente de la PCH de una tensión de 34.5 a 13,8 kV, correspondiente a la tensión nominal de los circuitos de distribución de Ciudad Mutis.

Ilustración 5. Inventario de Activos de transformación (S/E) GENSA S.A. E.S.P. en Bahía Solano



Subestación elevadora PCH Bahía Solano



Elemento en falla S/E PCH Bahía Solano



Subestación distribución Ciudad Mutis

Fuente: registro fotográfico visita SSPD del 07 al 10 de marzo de 2022

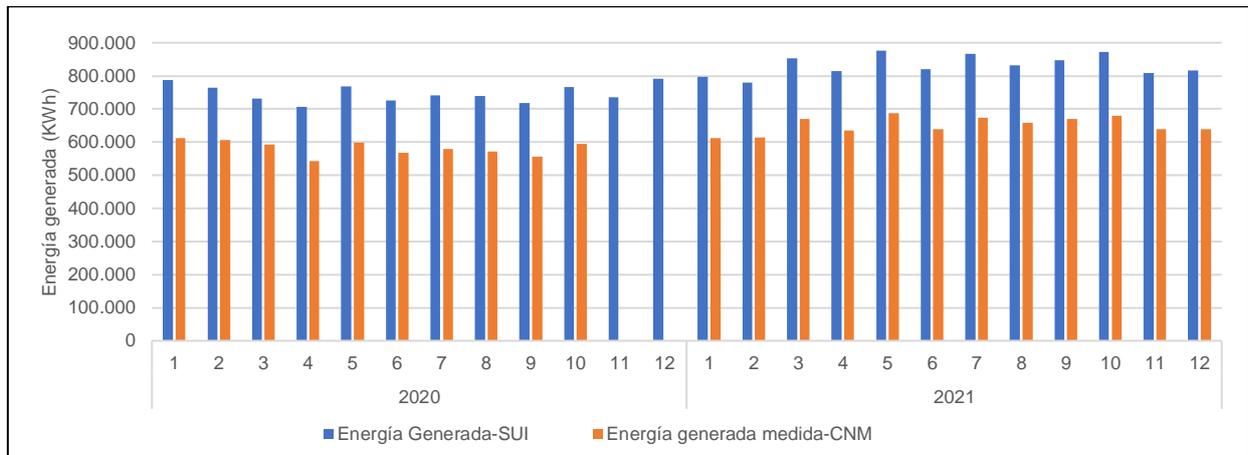
Durante la visita realizada se encontró que la subestación cuenta con un transformador de respaldo de 1000 kVA, tensión 34,5 /13,8 kV que no se encuentra en condiciones óptimas de almacenamiento y que al no encontrarse energizado presenta signos de mayor desgaste y deterioro de los equipos energizados que atienden las necesidades energéticas de la localidad de Ciudad Mutis en Bahía Solano.

- **Comportamiento de la generación de energía**

De acuerdo con la actividad de generación por parte de GENSA, a continuación, se muestra la energía mensual generada durante el año 2020 y 2021 en Bahía Solano.

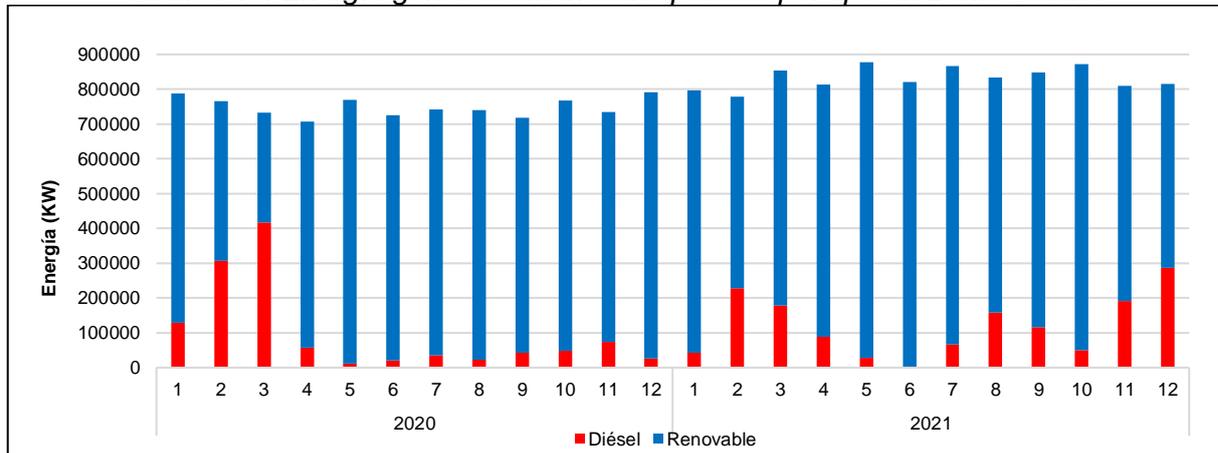
En la ilustración se observan diferencias del orden del 28% entre la información reportada en el SUI y la del CNM. Adicionalmente no se cuenta con datos de telemetría de noviembre y diciembre de 2020 por desconexión y traslado de la telemetría por parte del CNM-IPSE.

Gráfica 14. Energía generada mensual. Bahía Solano



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del SUI.

Gráfica 15. Energía generada mensual reportada por tipo en Bahía Solano



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Telemetría CNM – IPSE.

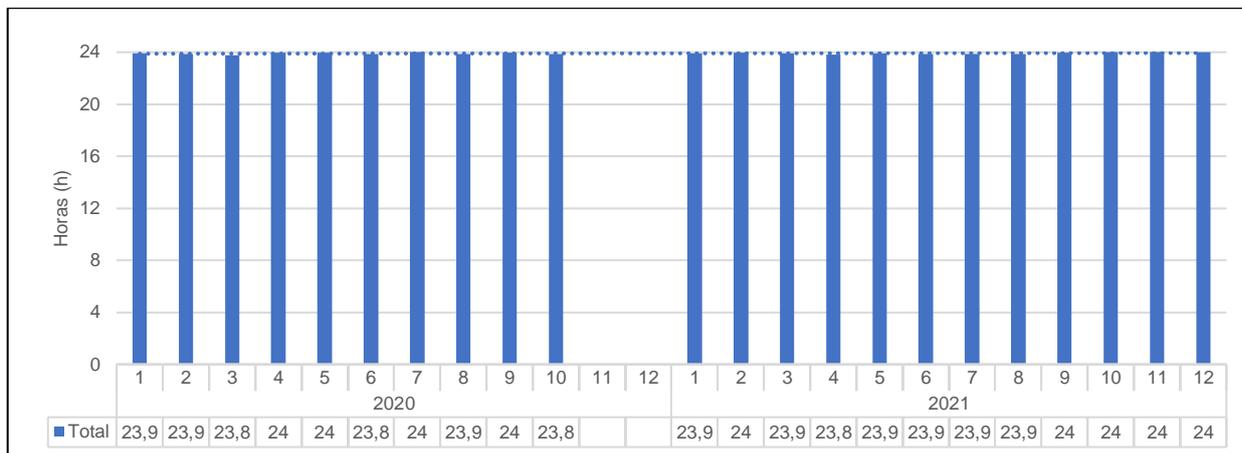
Se observa que el principal componente para la generación que abastece la Ciudad Mutis es la PCH con un promedio del 86% de la energía generada.

- **Monitoreo a la prestación del servicio de energía**

Dentro del seguimiento realizado por el CNM del IPSE, para el caso de Bahía Solano, se cuenta con telemetría a la salida de la subestación elevadora, como resultado del monitoreo de estos circuitos se presenta la Gráfica 16.

Se cuenta en promedio con 23,8 horas de prestación del servicio en la localidad. Para los meses de noviembre y diciembre de 2020, no se contó con la telemetría del IPSE activa por desconexión y traslado de la telemetría por parte del CNM-IPSE.

Gráfica 16. Horas de prestación del servicio Bahía Solano

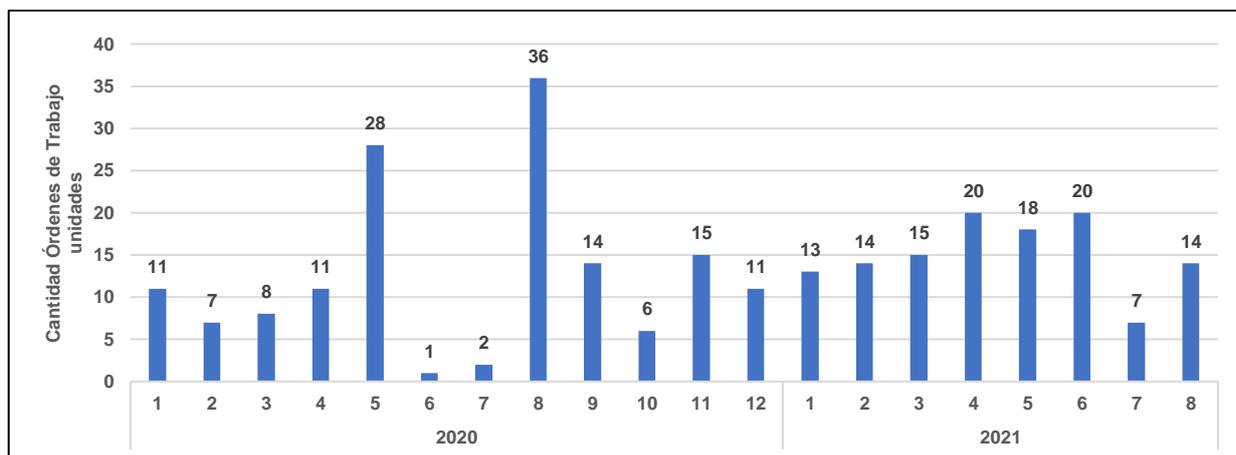


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Telemetría CNM – IPSE.

- Indisponibilidades y mantenimientos**

Teniendo en cuenta lo presentado anteriormente, para el caso de esta localidad se presenta la gráfica de cantidad de órdenes de mantenimientos realizados en 2020 y 2021.

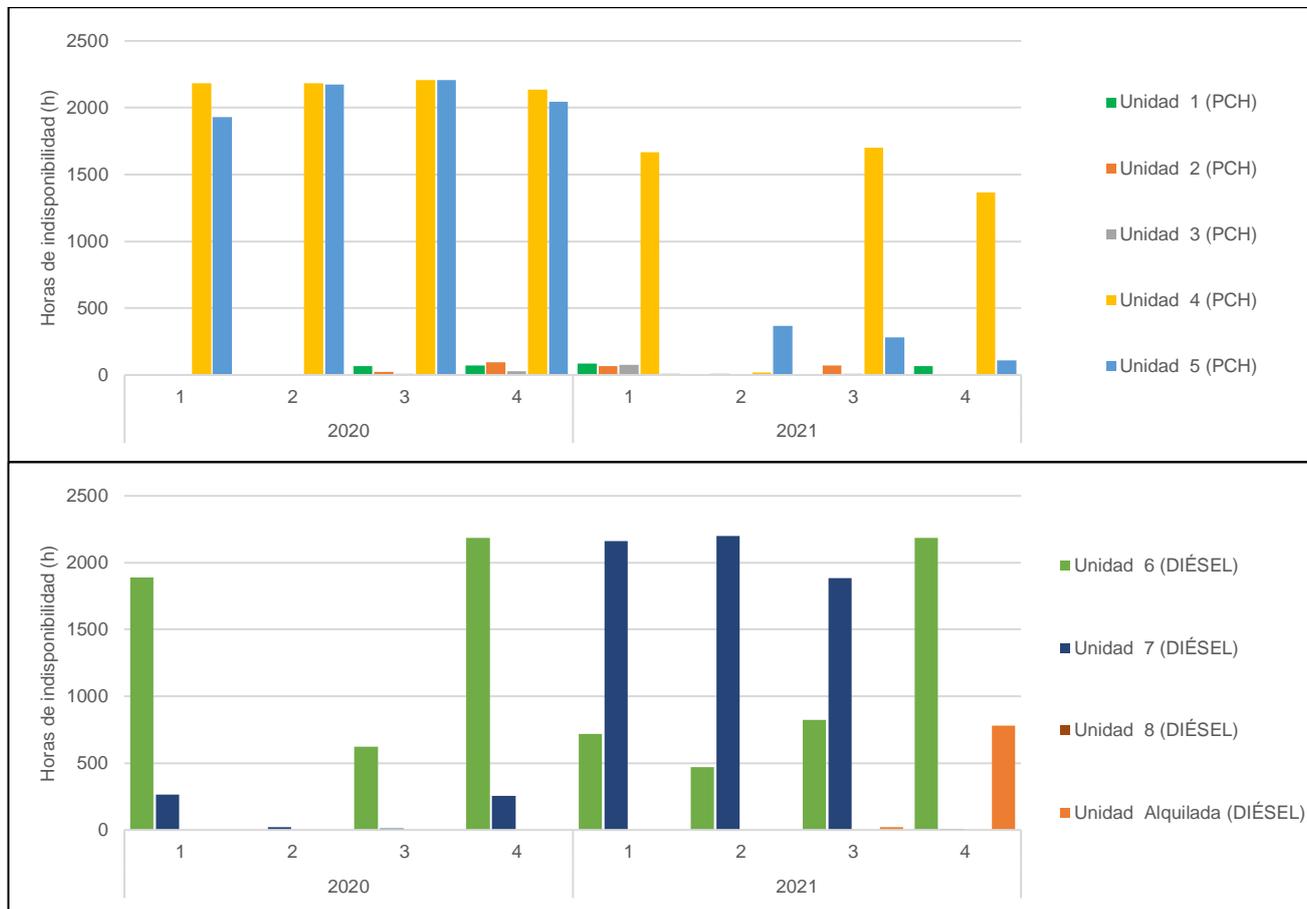
Gráfica 17. Número de mantenimientos Bahía Solano



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

Se puede observar que GENSA no registró órdenes de trabajo desde septiembre hasta diciembre 2021, según lo expresado por GENSA esto se debe a inconvenientes con el sistema, no obstante, mencionan que en ese periodo se realizaron mantenimientos mayores, los cuales no se evidencian en las indisponibilidades presentadas a continuación:

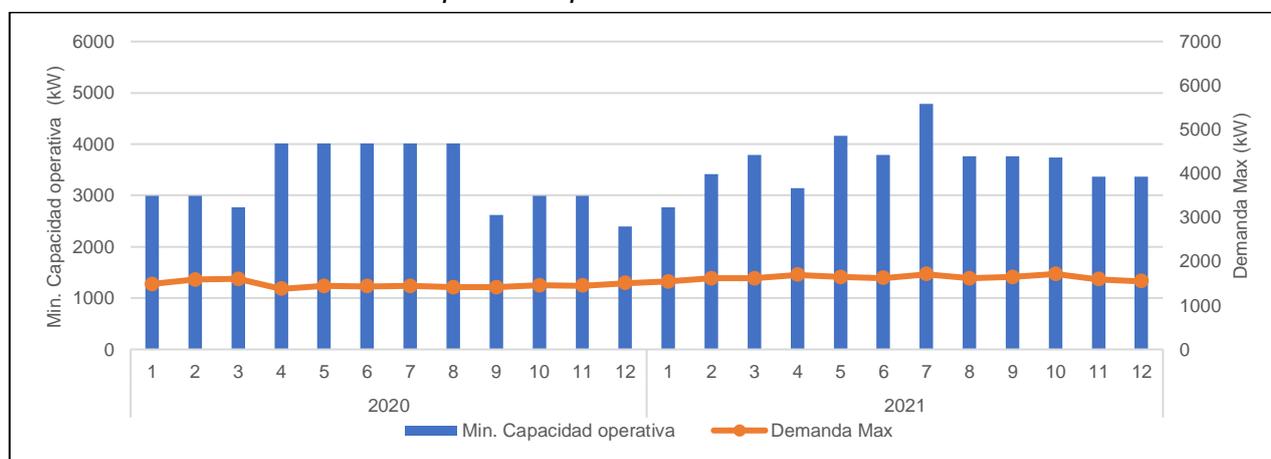
Gráfica 18. Acumulado indisponibilidades Bahía Solano



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

Se aprecia que la unidad 4 y 5 PCH, tuvieron indisponibilidad durante el 2020, posteriormente en el año 2021 la unidad 5 se encuentra operativa, mientras que la 4 sigue manteniendo altos niveles de indisponibilidad. Así mismo, las unidades diésel 6 y 7 presentaron indisponibilidad durante gran parte del 2021.

Gráfica 19. Mínima capacidad operativa vs demanda máxima Bahía Solano



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

Se observa que la capacidad operativa mínima diaria es superior a la demanda máxima diaria, garantizando un respaldo a la generación.

Para la elaboración del gráfico se utilizó como insumo el reporte de indisponibilidades, la capacidad instalada de las unidades de generación y la demanda máxima diaria. Adicionalmente, se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Se consideró cualquier unidad con una indisponibilidad mensual mayor al 90% como unidad no operativa, ya que en caso de requerir ser despachada con un 10% de disponibilidad no se puede garantizar el suministro energía de manera continua.
2. Se comparó la mínima capacidad instalada diaria disponible para cada mes contra la demanda máxima diaria, partiendo de escenarios críticos frente a los cuales es necesario contar con planes operativos para afrontar dichas situaciones. Si bien, se pudo generar un escenario en el que en un mes la mínima capacidad operativa sea menor a la demanda máxima diaria, estas dos cifras no necesariamente van a coincidir en el mismo mes, sin embargo, es motivo de alerta.

4.4.3.3. Bahía Cupica

- **Descripción de la infraestructura**

La localidad de Bahía Cupica – Chocó, se encuentra abastecida por dos centrales de generación, una PCH ubicada en la zona rural Bahía Cupica y una central Diésel en el centro poblado de Bahía Cupica, donde el central diésel cuenta con un transformador elevador, para manejar una tensión de distribución de 13.8 kV.

La capacidad de generación nominal de GENSA en la MCH de Bahía Cupica está conformada por una unidad de generación Magna Max con una turbina Michel Banki de 300 kW y un generador de 400 kW conectada a un transformador elevador marca AWA de 500 kW, 480 V / 13,8 kV. En la actualidad la micro central no se encuentra operativa desde el segundo semestre de 2020, donde de acuerdo a lo informado por GENSA, ocurrió un deslizamiento de tierra en la única ruta de acceso a la central de generación, que ponía en riesgo la integridad física del personal operativo, por lo que tomaron la decisión de evacuar las instalaciones y no generar energía desde la MCH.

Durante la visita realizada, se evidencia que el acceso a la central fue reparado y es posible llegar al sitio de la central, ante lo que GENSA indica que se trata de una reparación del acceso, pero que no se ha realizado la estabilización del terreno que dio origen al deslizamiento, por lo que GENSA indica que se mantiene la situación de riesgo para el personal, por lo que se adelanta un contrato de estabilización y reforzamiento del terreno que termina en el mes de julio de 2022 y se estableció el compromiso de poner en operación nuevamente la micro central a mediados del mes de julio de 2022.

La central de generación Diésel se encuentra compuesta por un grupo electrógeno de 196 kW. Durante la visita realizada entre el 7 y el 10 de marzo de 2022 se evidenció que GENSA cuenta adicionalmente con una planta diésel en alquiler de 179 kW que es a partir de la cual se genera la mayor parte de energía para la localidad.

A continuación, se muestra el listado del inventario de las unidades de generación proporcionado por la compañía, así como su estado en el momento de la vista de inspección:

Tabla 11. Inventario de Activos de generación GENSA 2020 Bahía Cupica

Nº	Marca	Tipo de tecnología	Estado de operación	Potencia kW
1	COLTURBINAS	Hidráulica	Sin operación por evacuación	300
2	STEWART & STEVENSON	Diésel	En operación	196

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

Asociadas a las centrales de generación, se encuentra un transformador elevador de 500 kVA, tensión 480 V /13,8 kV para la MCH y un transformador elevador 125 kVA en poste que abastecen el circuito de distribución del centro poblado, ambos en buenas condiciones operativas.

Durante la visita realizada entre el 7 y el 10 de marzo de 2022, se estableció el compromiso de remitir el 25 de marzo de 2022, cronograma de certificación RETIE para las instalaciones eléctricas que aplique, atendiendo a que las instalaciones de baja tensión de la MCH de Bahía Cupica pareciera que cuentan con las distancias mínimas de seguridad establecidas en el artículo 13 del reglamento.

Ilustración 6. inventario de Activos de generación GENSA S.A. E.S.P. 2020 en Bahía Cupica





Evidencia de deslizamiento en vía de acceso y reparación acceso MCH Bahía Cupica



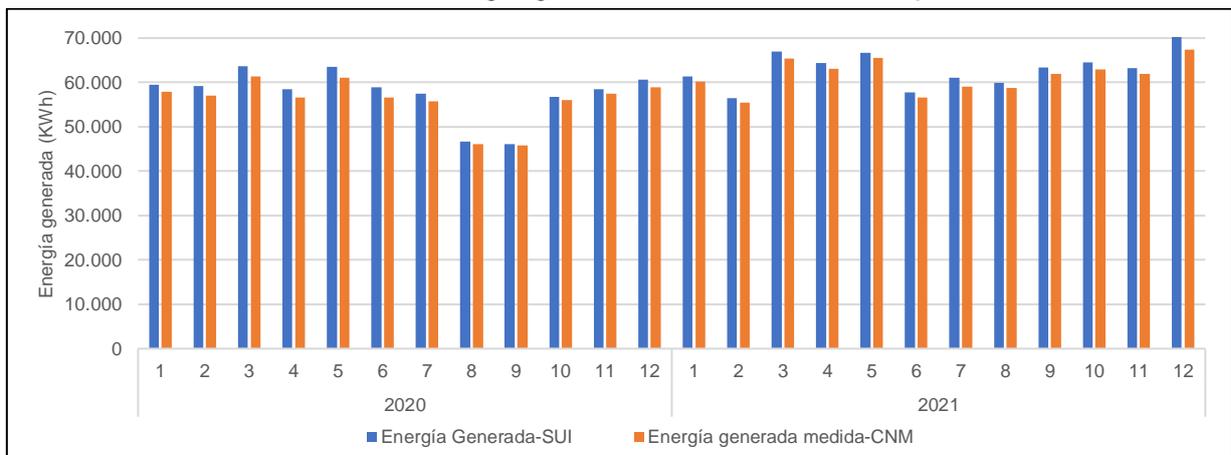
Central de generación Diésel Bahía Cupica

Fuente: Registro fotográfico visita SSPD del 07 al 10 de marzo de 2022

- **Comportamiento de la generación de energía Bahía Cupica**

De acuerdo con la actividad de generación por parte de GENSA, a continuación, se muestran la energía mensual generada durante el año 2020 y 2021 en Bahía Cupica

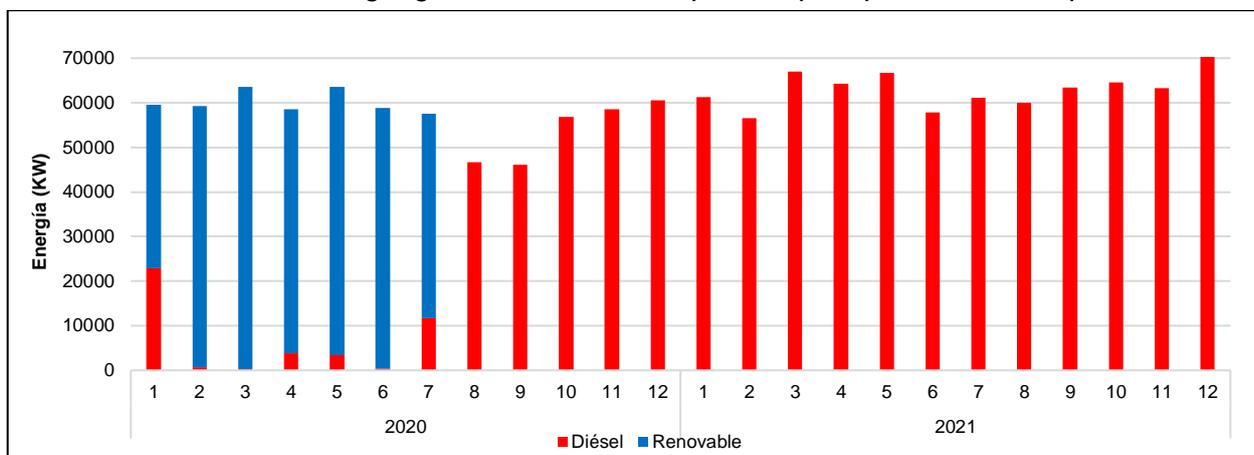
Gráfica 20. Energía generada mensual. Bahía Cupica



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del SUI.

En la ilustración se observa que, durante la salida de la MCH en el 2020, se redujo la energía en Bahía Cupica.

Gráfica 21. Energía generada mensual reportada por tipo en Bahía Cupica



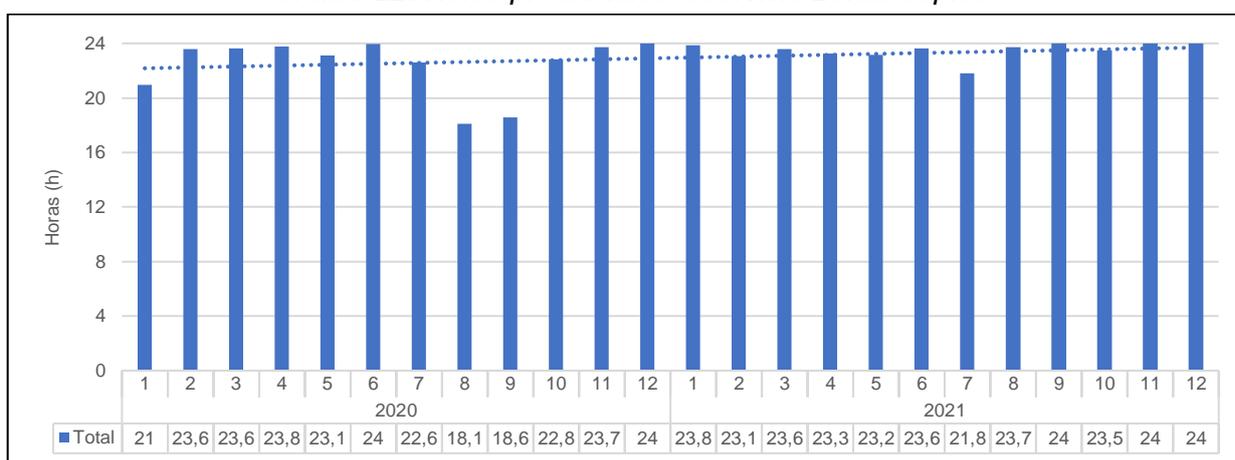
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del SUI.

Se puede observar que antes de la salida de la MCH, en promedio el 90% de la energía de Cupica era suministrada por esta central, no obstante, a partir del tercer trimestre de 2020 la generación corresponde en un 100% a la central termoeléctrica a diésel, a través de la planta en alquiler.

- **Monitoreo a la prestación del servicio de energía**

Dentro del seguimiento realizado por el CNM del IPSE, para el caso de Bahía Cupica, se cuenta con telemetría a la salida de la subestación elevadora, como resultado del monitoreo de estos circuitos se presenta la siguiente gráfica:

Gráfica 22. Horas prestación del servicio Bahía Cupica



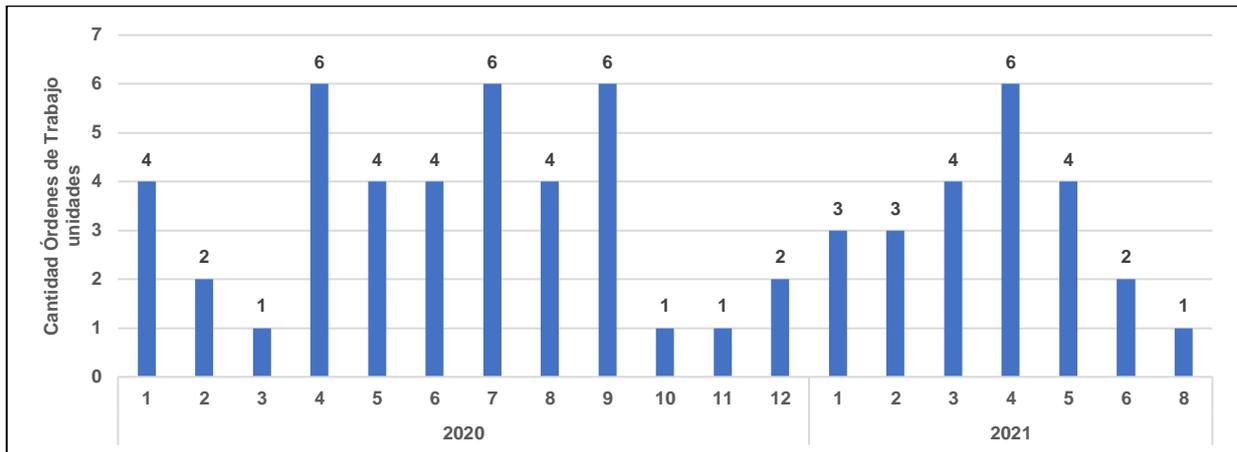
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

Aunado con lo anterior, la salida de la MCH originó una reducción considerable en las horas de prestación del servicio, llegando a un mínimo de 18,1 horas. En general se observa que durante el 2021 el promedio de horas de prestación es de 23,4 horas cuando debe ser de 24 horas, siendo el mes de julio el de menor tiempo de prestación con tan solo 21,8 horas.

- **Indisponibilidad y mantenimientos**

Teniendo en cuenta lo presentado anteriormente, para el caso de esta localidad a continuación se presenta la gráfica de mantenimientos realizados en 2020 y 2021.

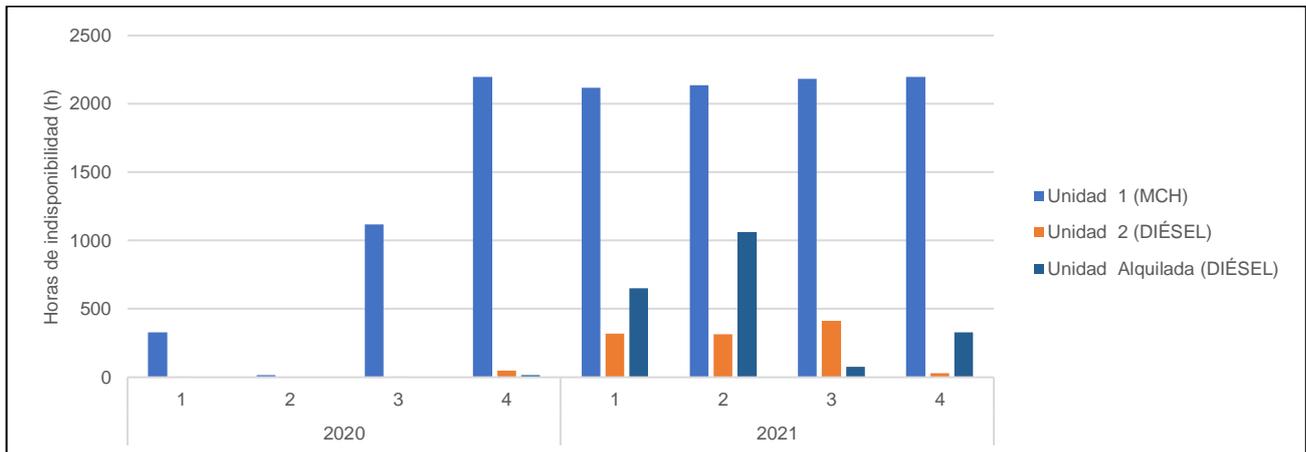
Gráfica 23. Número de mantenimientos Bahía Cupica



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

Se puede observar que GENSA no registro ordenes de trabajo desde septiembre hasta diciembre 2021, de la misma manera, en ese periodo de acuerdo con el gráfico de indisponibilidades no se evidencia la realizaron mantenimientos mayores:

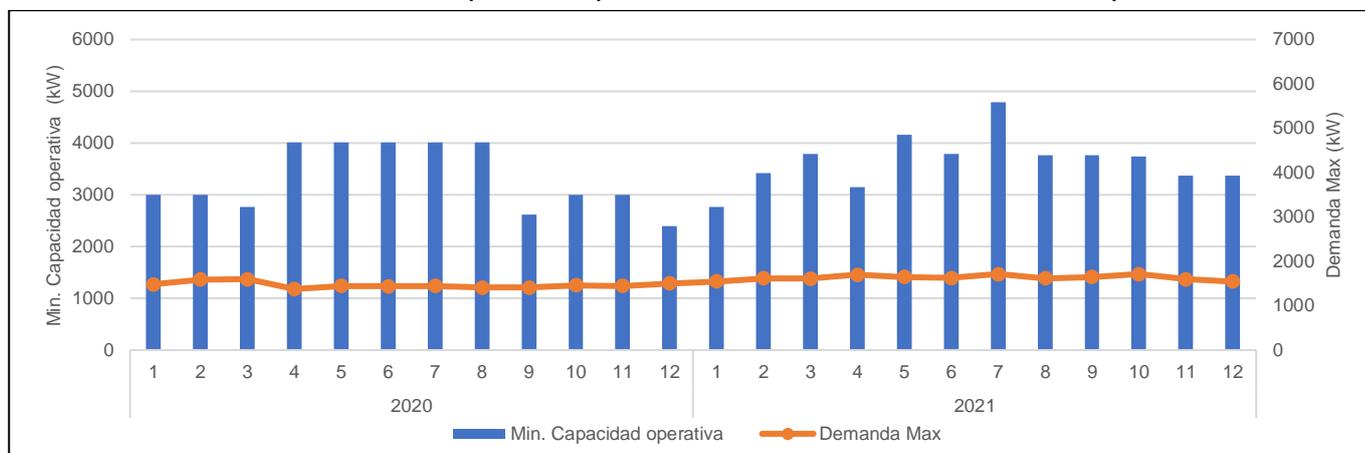
Gráfica 24. Acumulado indisponibilidades Bahía Cupica



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

El aumento en la indisponibilidad de la MCH corresponde con el deslizamiento ocurrido en Bahía Cupica.

Gráfica 25. Mínima capacidad operativa vs demanda máxima Bahía Cupica



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

Se puede apreciar como la capacidad instalada fue fuertemente afectada con el deslizamiento de la MCH, esto solo fue subsanado con el alquiler de la planta en agosto del 2021.

Para la elaboración del gráfico se utilizó como insumo el reporte de indisponibilidades, la capacidad instalada de las unidades de generación y la demanda máxima diaria. Adicionalmente, se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Se consideró cualquier unidad con una indisponibilidad mensual mayor al 90% como unidad no operativa, ya que en caso de requerir ser despachada con un 10% de disponibilidad no se puede garantizar el suministro energía de manera continua.
2. Se comparó la mínima capacidad instalada diaria disponible para cada mes contra la demanda máxima diaria, partiendo de escenarios críticos frente a los cuales es necesario contar con planes operativos para afrontar dichas situaciones. Si bien, se pudo generar un escenario en el que en un mes la mínima capacidad operativa sea menor a la demanda máxima diaria, estas dos cifras no necesariamente van a coincidir en el mismo mes, sin embargo, es motivo de alerta.

4.4.3.4. Inírida

- **Descripción de la infraestructura de generación Inírida**

De acuerdo con la información reportada por el generador, el parque de generación de GENSA en Inírida “está conformada por cinco (5) grupos electrógenos con motores de combustión interna a base de Biodiesel, los grupos electrógenos operan en paralelo y se pueden rotar para atender la demanda de los usuarios finales. La energía generada por la central de generación térmica de Inírida es entregada en líneas del Operador de Red, justo a la salida de la planta física, edificación del parque generador y desde allí es distribuida para los usuarios finales del centro poblado. Las unidades de generación se encuentran bajo el techo de la casa de máquinas y dentro de una cabina de insonorización. La central cuenta con cuarto de control, oficinas, taller y tanques de almacenamiento de aguas lluvias con capacidad de 12 mil galones.

La central cuenta con una capacidad de almacenamiento de combustible de 114.000 galones, distribuidos en cuatro tanques, 100 mil galones, 10 mil galones y dos de 2 mil galones cada uno.”

El seguimiento a la prestación del servicio, al igual que en las otras centrales operadas por GENSA es realizada a través del Centro Nacional de Monitoreo del IPSE.

A continuación, se muestra el listado del inventario de las unidades de generación proporcionado por el prestador, así como su estado durante la vigencia 2020, de acuerdo con el reporte del CNM:

Tabla 12. Inventario de activos de generación GENSA Inírida.

Localidad	Nº unidad	Marca	Tipo de tecnología	Potencia kW
INÍRIDA - Cabecera municipal	1	CUMMINS	Diésel	2000
INÍRIDA - Cabecera municipal	2	CUMMINS	Diésel	2000
INÍRIDA - Cabecera municipal	3	CUMMINS	Diésel	1270
INÍRIDA - Cabecera municipal	4	CUMMINS	Diésel	2000
INÍRIDA - Cabecera municipal	5	CUMMINS	Diésel	2000

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA

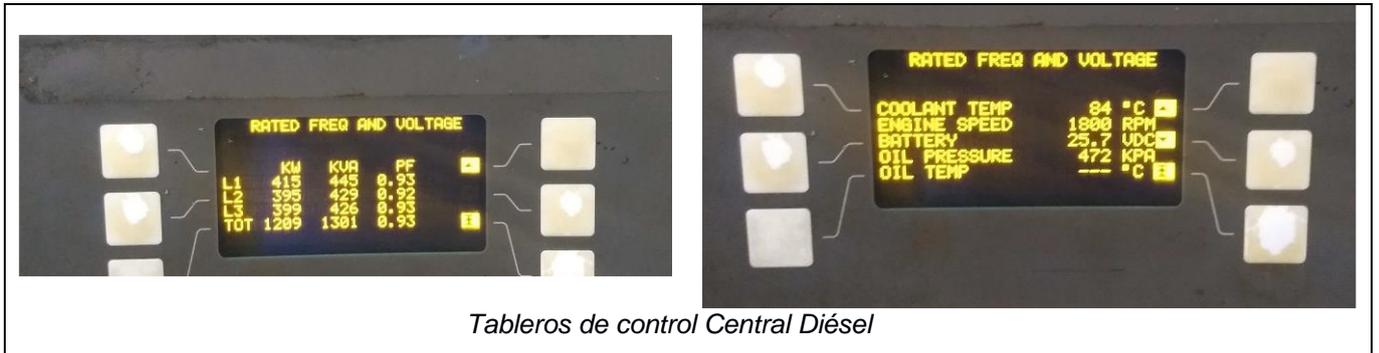
Ilustración 7 Inventario de Activos de generación GENSA S.A. E.S.P. Inírida



Unidades 1 a 5 - Unidades de generación diésel Inírida



Subestación y vista general central de generación Diésel Inírida



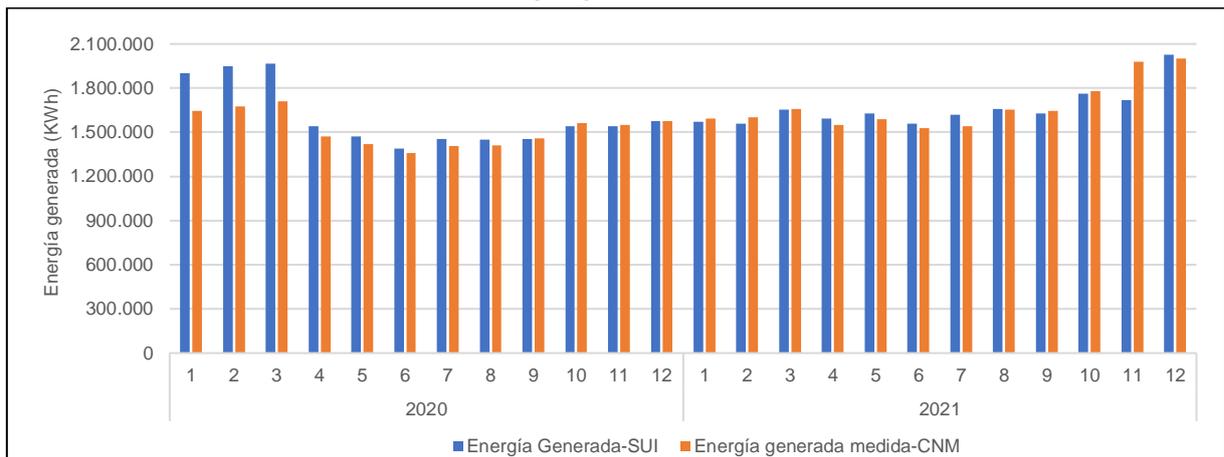
Tableros de control Central Diésel

Fuente: GENSA

- Comportamiento de la generación de energía**

De acuerdo con la actividad de generación por parte de GENSA, a continuación, se muestran la energía mensual generada en la localidad de Inírida.

Gráfica 26. Energía generada mensual. Inírida

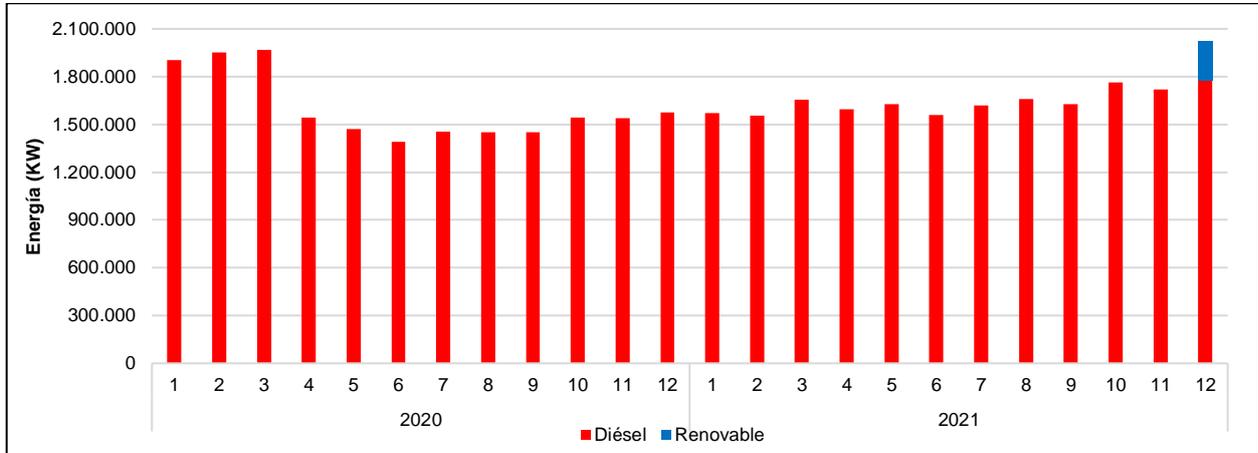


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del SUI.

La localidad en la que GENSA genera la mayor cantidad de energía mensual es Inírida. Respecto a las diferencias presentadas entre la energía reportada al SUI y la telemetría del CNM IPSE, estos reportan que no se está registrando la totalidad de la energía generada, debido a una falla existente en el transformador de corriente (TC) de la fase T, del circuito No. 3.

Se puede apreciar la energía suministrada por la granja solar de Inírida entró en operación en el mes de diciembre de 2021, pero la cual a la fecha de realización de la evaluación integral no se encuentra reportada en SUI como se encuentra en la Tabla 12.

Gráfica 27. Energía generada mensual reportada por tipo Inírida

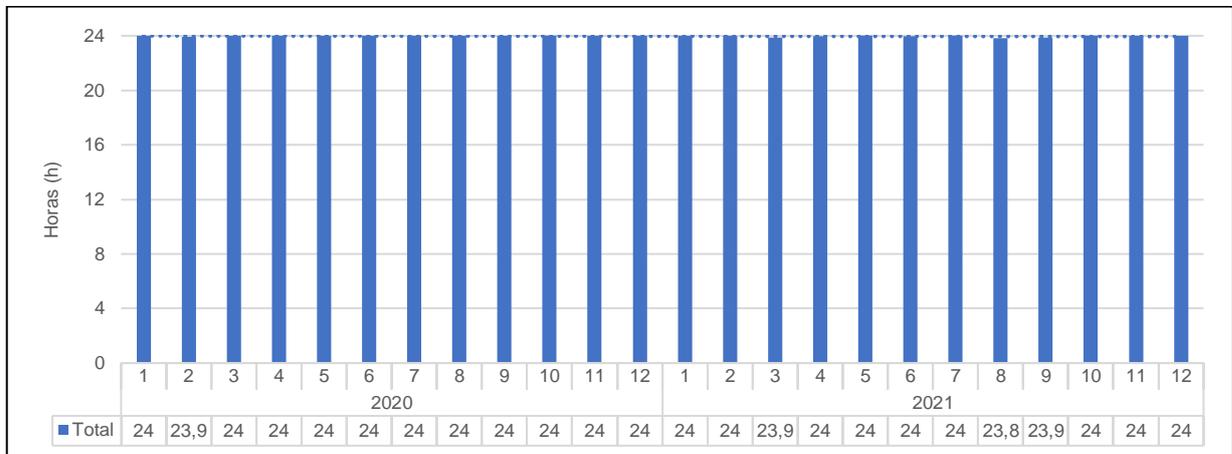


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del SUI.

- **Monitoreo a la prestación del servicio de energía**

Dentro del seguimiento realizado por el CNM del IPSE, para el caso de Inírida, se cuenta con telemetría a la salida de la subestación elevadora, como resultado del monitoreo de estos circuitos se presenta la siguiente ilustración:

Gráfica 28. Horas prestación del servicio Inírida



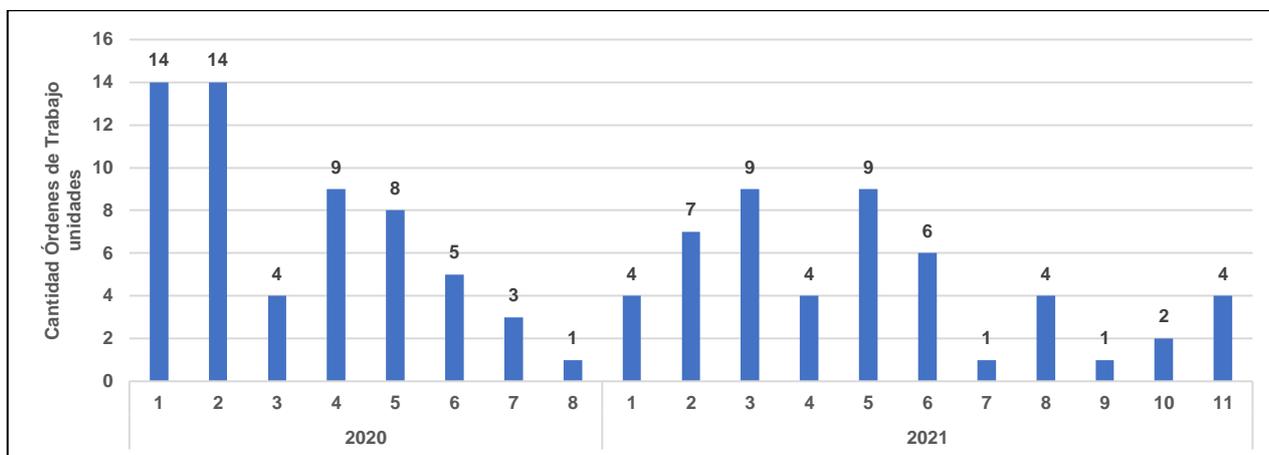
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Telemetría CNM – IPSE.

El promedio de generación en el 2020 y 2021 en Inírida es de 23,9 horas.

- **Mantenimiento**

Teniendo en cuenta lo presentado anteriormente, para el caso de esta localidad se presenta la gráfica de mantenimientos realizados en 2020 y 2021.

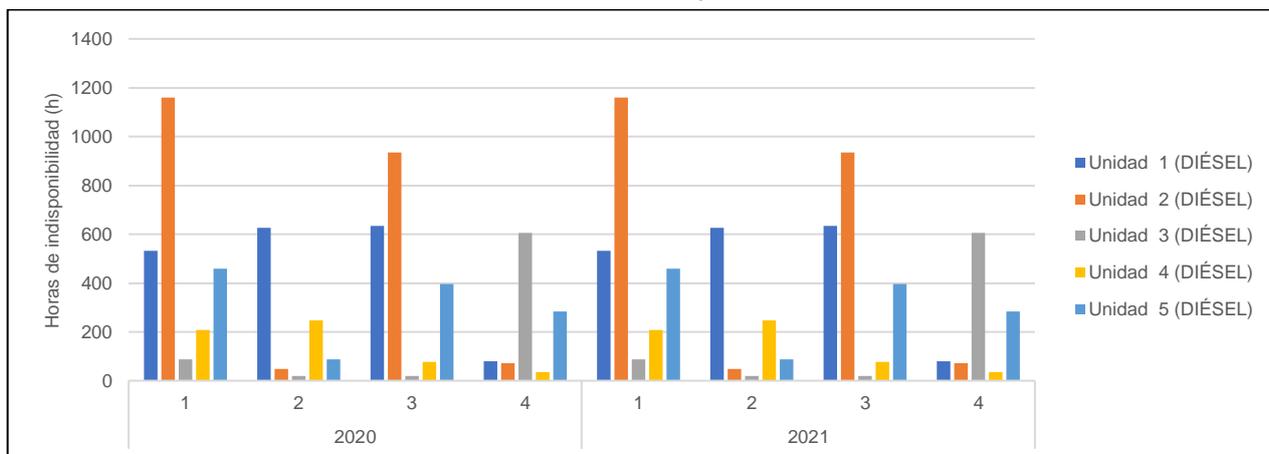
Gráfica 29. Número de mantenimientos Inírida



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

En los meses septiembre a diciembre de 2020 y diciembre de 2021 no se observa reporte de órdenes de trabajo. Adicionalmente, GENSA lleva un registro de las indisponibilidades de sus unidades de generación la cual se muestra en la siguiente gráfica.

Gráfica 30. Acumulado indisponibilidades Inírida



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del GENSA.

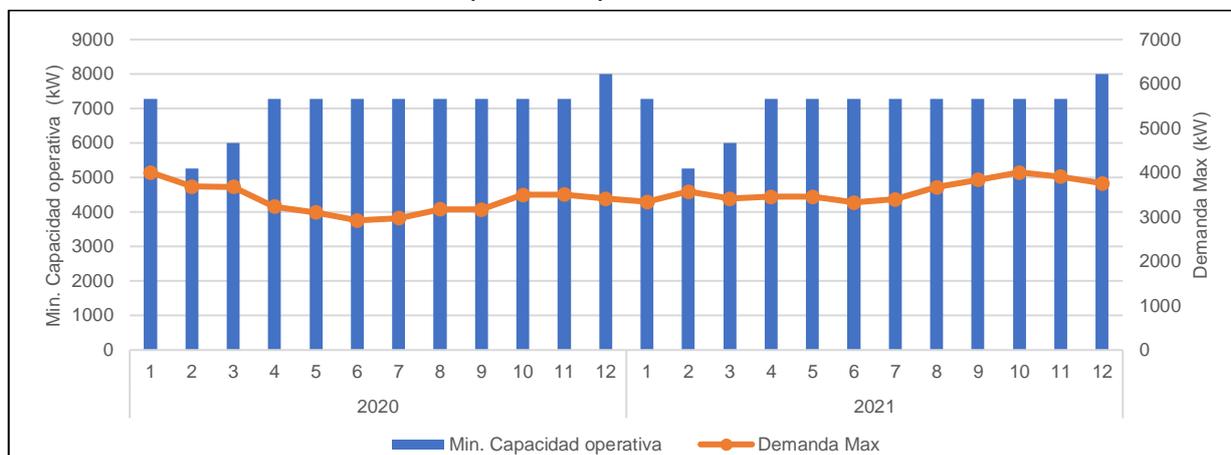
Se aprecia mayor indisponibilidad de las unidades de generación 1 y 2 en comparación con el resto de las unidades. A pesar de las indisponibilidades de las unidades 1 y 2, GENSA en Inírida presenta una buena capacidad de respaldo.

Para la elaboración del gráfico se utilizó como insumo el reporte de indisponibilidades, la capacidad instalada de las unidades de generación y la demanda máxima diaria. Adicionalmente, se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Se consideró cualquier unidad con una indisponibilidad mensual mayor al 90% como unidad no operativa, ya que en caso de requerir ser despachada con un 10% de disponibilidad no se puede garantizar el suministro energía de manera continua.
2. Se comparó la mínima capacidad instalada diaria disponible para cada mes contra la demanda máxima diaria, partiendo de escenarios críticos frente a los cuales es necesario contar con planes operativos para afrontar dichas situaciones. Si bien, se pudo generar un escenario en el que en un mes la mínima capacidad operativa sea menor a la demanda máxima diaria, estas

dos cifras no necesariamente van a coincidir en el mismo mes, sin embargo, es motivo de alerta.

Gráfica 31. Mínima capacidad operativa vs demanda máxima Inírida



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

4.4.4. Aspectos Comerciales

La Comisión de Regulación de Energía, Gas y Combustibles (CREG), definió mediante la Resolución CREG 091 de 2007 la metodología general para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en las ZNI.

Sin embargo, para GENSA es preciso considerar las condiciones particulares establecidas por el Ministerio de Minas y Energía para los contratos de venta de energía entre establecidos por parte de GENSA y los prestadores locales del servicio de energía, los cuales se cobijan bajo la remuneración de costos y gastos reales en que se incurre para dicha generación aprobados mediante la normatividad expedida por la CREG y el MME como se detalla a continuación.

Tabla 13. Corpus Normativo Cobro Costos Reales GENSA

Entidad	Resolución	Contenido
CREG	091 de 2007	Por la cual se establecen las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, y las fórmulas tarifarias generales para establecer el costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas.
MME	182138 de 2007	Por la cual se expide el Procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en las Zonas No Interconectadas.
MME	181891 de 2008	Establece un marco para reconocer subsidios adicionales a los establecidos en la Resolución 182138-2007 tendientes a cubrir los costos reales de generación de energía y las pérdidas de distribución del promedio móvil de los últimos seis (6) meses.
MME	91873 de 2012	En la cual compromete a asignar subsidios al prestador para cubrir las pérdidas reales de distribución y el faltante de remuneración del componente de costo real de la generación Vs. Los aprobados en la Resolución CREG 091 de 2007.
CREG	057 de 2009	Por la cual se actualizan los costos de inversión de las actividades de generación y distribución de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas contenidos en la Resolución CREG 091 de 2007.

Fuente: Corpus Normativo ZNI-GENSA

4.4.4.1. Contratos de venta de energía vigentes GENSA ZNI

Actualmente, GENSA posee 4 contratos de venta de energía con 4 prestadores locales del servicio de energía, en los cuales se establece la remuneración de costos y gastos reales en que se incurre para la generación de energía eléctrica:

Tabla 14 Relación contratos venta energía GENSA ZNI

Localidad	Contrato	Prestador	Vigencia
Bahía Solano	030-2013	Empresa De Servicios Públicos De Bahía Solano	31/12/2022
Bahía Cupica	010-2015	Empresa De Servicios Públicos De Cupica.	27/02/2025
Inírida	009-2015	Departamento de Guainía	28/02/2035
Mitú	027-2013	Gobernación del Vaupés	31/12/2022

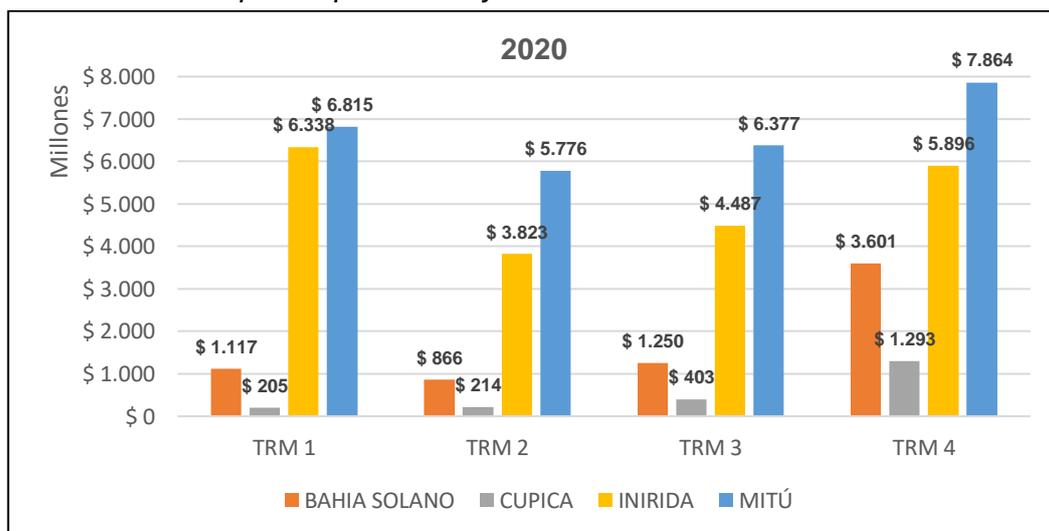
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

4.4.4.2. Estructura de Costos y Gastos Reales GENSA Vigencias 2020-2021

Se presentan los costos y gastos en los que incurrió GENSA para llevar a cabo la actividad de generación de energía en cada una de las centrales ubicadas en Mitú (Vaupés), Inírida (Guainía), Bahía Cupica y Bahía Solano (Chocó), de acuerdo con lo aprobado por la Resolución MME 181891-2007, para las vigencias 2020 y 2021.

Para la vigencia 2020 en todos los trimestres Mitú presenta los mayores costos en la actividad de generación. Para el último trimestre la central de Mitú presentó principalmente costos asociados al mantenimiento de la PCH, la finalización de la modernización del bloque hidráulico Unidad 3 PCH Mitú, pago anticipado de la adquisición de una unidad diésel y contratación del servicio, poda y limpieza, para la zona de la servidumbre de la línea eléctrica de 34,5 kV, así como el mantenimiento y limpieza de las zonas verdes, canales perimetrales de la MCH Mitú y la central Diésel Mitú.

Gráfica 32. Participación por central y trimestre Costos Reales GENSA Año 2020

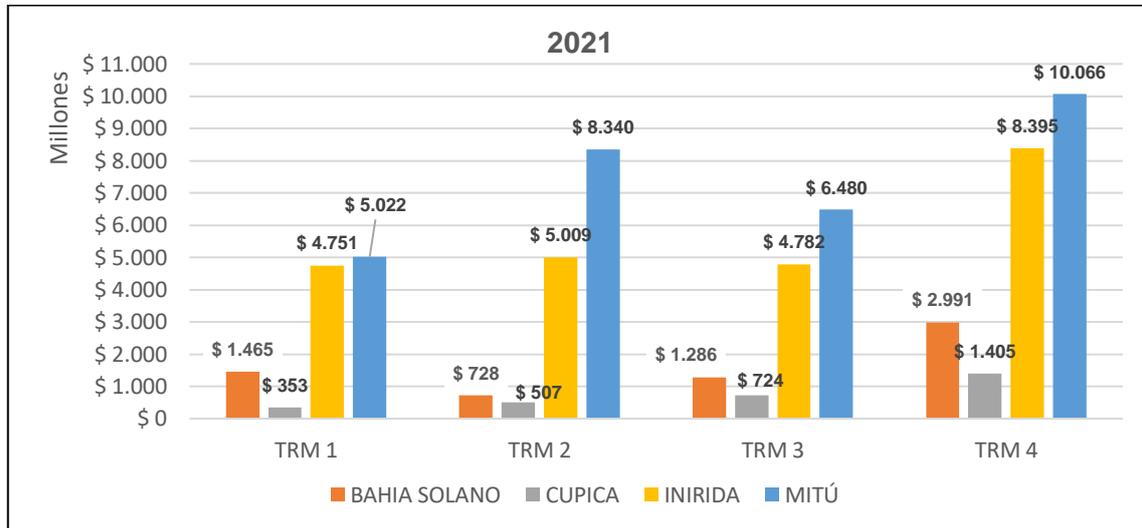


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

Para la vigencia 2021 se evidencia que Mitú mantiene la tendencia de costos para llevar a cabo la actividad de generación de energía, siendo nuevamente Mitú fue la central que más participación de

estos costos tuvo, en la cual incurre en gastos por conceptos de suministro en instalación con referencia en el prestador No. P.E C 1250D6PY.

Gráfica 33. Participación por central y trimestre Costos Reales GENSA Año 2021



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

Para las dos vigencias, la tendencia en la participación de costos es la misma para cada una de las centrales de los municipios en observación, lo cual se encuentra asociado al tamaño de cada localidad atendida.

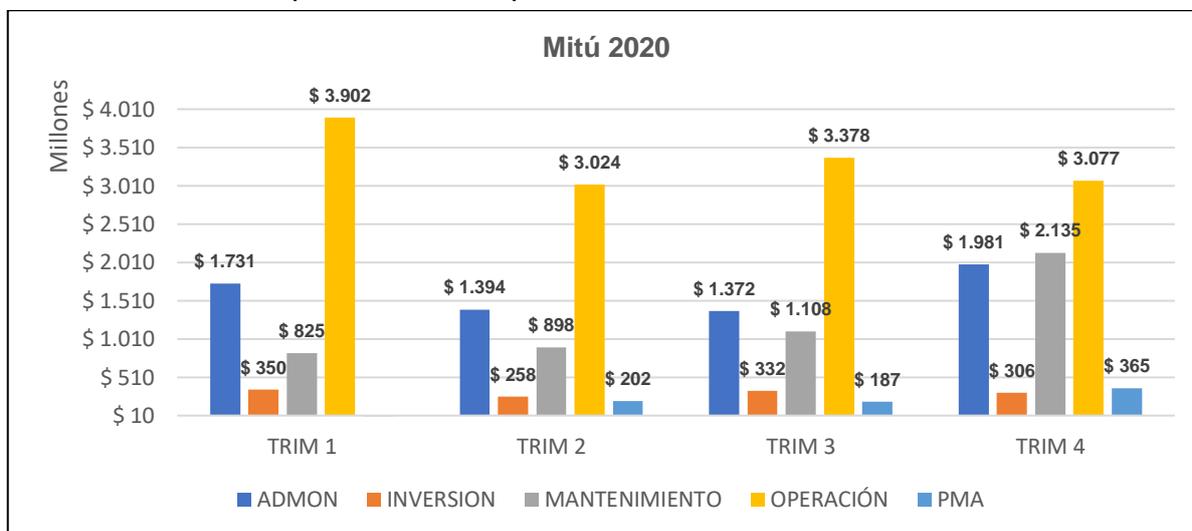
En resumen, el total de costos para las ZNI es de \$56.325 millones para el año 2020 y \$62.304 millones para el 2021. De estos valores se evidencia que la central de Mitú en Vaupés representa el 48% de los costos reales de generación para las dos vigencias, seguido de la central de Inírida en Guainía con el 23% y 37% para los años 2020 y 2021 respectivamente, con los conceptos de Administración, Mantenimiento, Operación y PMA (plan de manejo ambiental) que serán explicados mas adelante.

A continuación, se presenta el detalle por localidad, en donde se podrá identificar en detalla para cada localidad que los costos aumentaron de un año a otro para todas las centrales de generación, principalmente por el aumento de mantenimientos preventivos y correctivos realizados por la empresa en estas vigencias, como es el caso del mantenimiento por la falla en el servicio presentada en Mitu en abril así como el alquiler del grupo electrógeno en Bahía Cupica. En general, se evidencia los costos son superiores a los costos eficientes reconocidos por la CREG mediante Resolución CREG 091 de 2007, aspecto que se revisará en la sección 4.4.4.3.

- **Costos Reales Mitú**

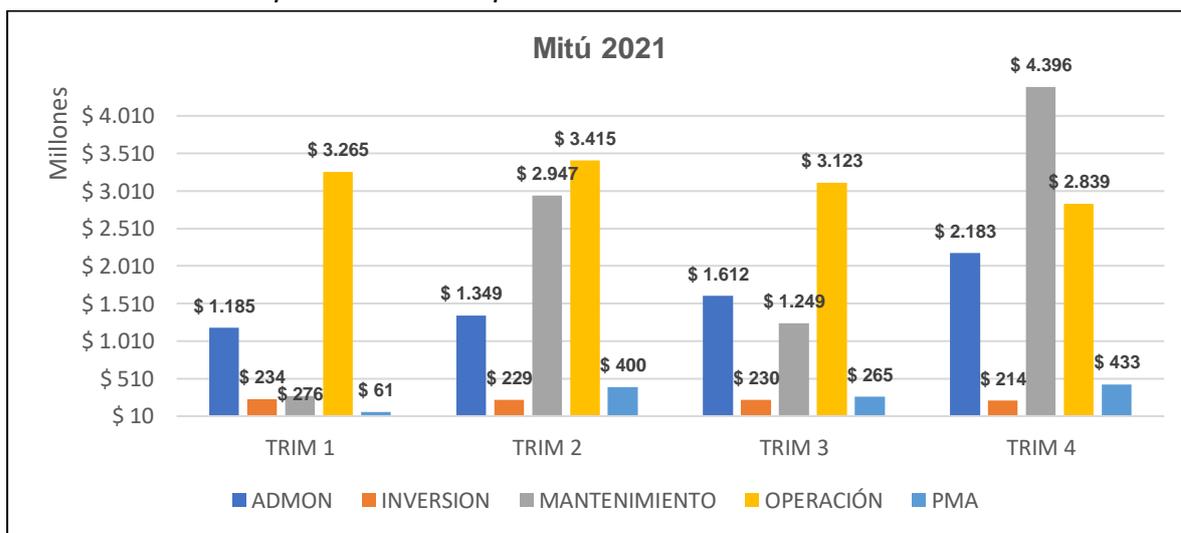
La variación de los costos reales en los que se incurrió en la central de Mitú para la actividad de generación de energía eléctrica, de la vigencia 2020 a 2021 representó un aumento del 11,46%, evidenciando una gran participación de costos de operación.

Gráfica 34. Comportamiento componentes Costos Reales Central Mitú Año 2020



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

Gráfica 35. Comportamiento componentes Costos Reales Central Mitú Año 2021



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

Para los años 2020 y 2021 la localidad de Mitú reportó 4.440 y 4.456 usuarios respectivamente, con una energía facturada de 2.086.359 kW y 2.063.950 kW, para las dos vigencias, de esto se tiene que:

Tabla 15. Costos por kilovatio facturado central Mitú

Año	Energía facturada [kW]	Costo mantenimiento	Costo unitario mantenimiento	Costo operación	Costo unitario operación
2020	15.409.104	\$ 4.966.131.669	322\$/kWh	\$ 13.380.769.550	868 \$/kWh
2021	16.007.317	\$ 8.869.100.852	554 \$/kWh	\$ 12.641.979.393	790 \$/kWh

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

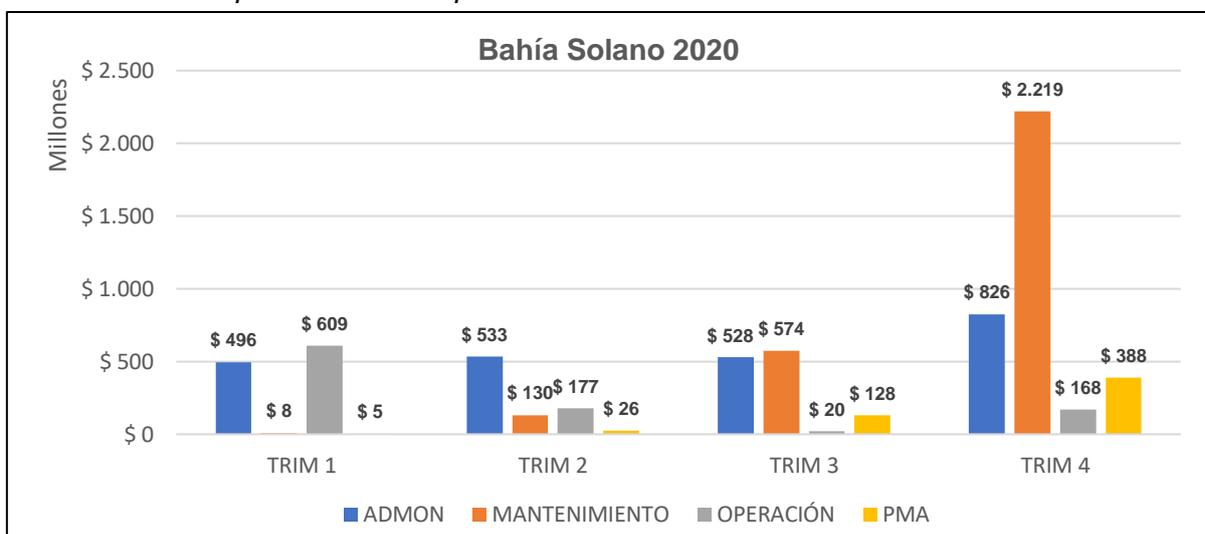
De acuerdo con los costos por conceptos de mantenimiento y operación, el mayor valor está asociado a la operación con un 73% del costo real en el año 2020 y el 59% en el año 2021, debido principalmente al costo de la compra de combustible y otros costos como filtros, aceite y lubricantes. El cambio en el año

2021 se ve por el incremento en el costo de mantenimiento que se tuvo que realizar debido al evento en abril que conllevó a fallas de las unidades de la central a diésel como ya se ha indicado.

- **Costos Reales Bahía Solano**

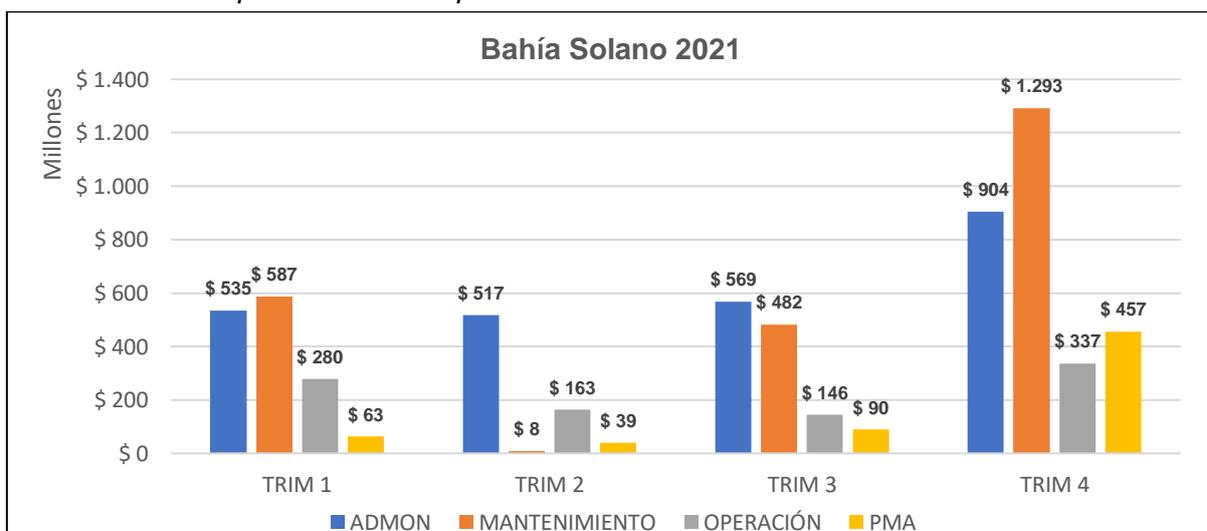
La variación de los costos reales en los que se incurrió en la central de Bahía Solano para la actividad de generación de energía eléctrica, de la vigencia 2020 a 2021 representó una disminución del 5,32%, sin embargo, el comportamiento dentro de cada vigencia en particular evidencia una gran participación de costos por mantenimiento y operación, lo que, a pesar de tener una leve disminución, se siguen considerando unos costos elevados.

Gráfica 36. Comportamiento componentes Costos Reales Central Bahía Solano Año 2020



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

Gráfica 37. Comportamiento componentes Costos Reales Central Bahía Solano Año 2021



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

Para los años 2020 y 2021 la localidad de Bahía Solano reportó 3174 y 3264 usuarios respectivamente, con una energía facturada de 5.503.942 kWh y 5.971.614 kWh para las mismas vigencias, de esto se tiene que:

Tabla 16. Costos por kilovatio facturado Bahía Solano

Año	Energía facturada [kW]	Costo mantenimiento	Costo unitario mantenimiento	Costo operación	Costo unitario operación
2020	5.503.942	\$2.930.568.033	532 \$/kWh	\$974.131.358	177 \$/kWh
2021	5.971.614	\$2.369.855.915	397 \$/kWh	\$926.125.363	155 \$/kWh

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del SUI y GENSA.

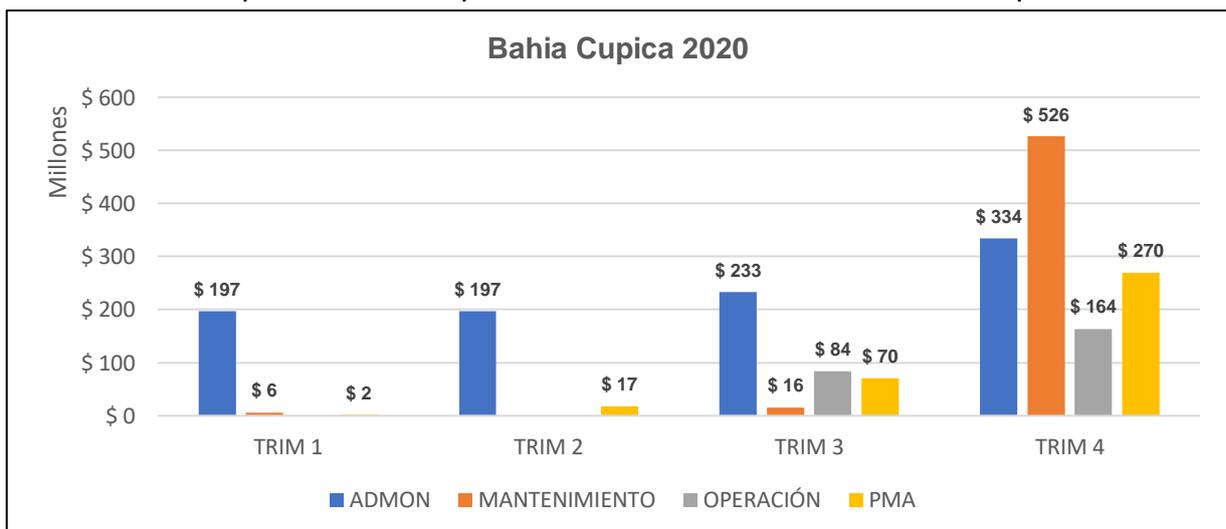
De acuerdo con los costos por conceptos de mantenimiento y operación, en este caso son mas altos los asociados a mantenimiento, representando el 75% y 72% de los costos totales para el año 2020 y 2021 respectivamente, lo anterior debido principalmente a que la generación es mayormente hidráulica, y por tanto los costos operativos de compra de combustibles son menores. De manera particular, los costos de mantenimientos estuvieron asociados a la puesta en marcha de la unidad 5 de la PCH y mantenimientos a los sistemas hidráulicos de la PCH Mutatá, y algunos realizados a la generación Diésel.

También se encuentra que en esta localidad el costo real de la generación bajo sustancialmente, esto debido a la reducción de mantenimientos realizados en el 2021, ya que desde septiembre a diciembre no se realizaron ordenes de trabajo, pasando así de 150 ordenes en el 2020 a solo 121 en el 2021.

- **Costos Reales Bahía Cupica**

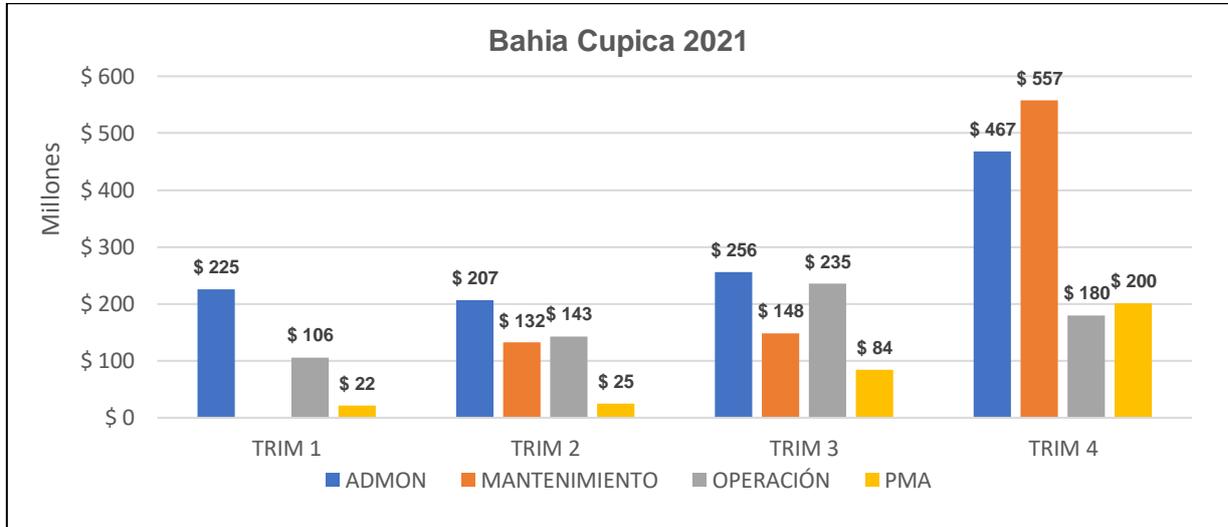
La variación de los costos reales en los que se incurrió en la central de Bahía Cupica para la actividad de generación de energía eléctrica, de la vigencia 2020 a 2021 representó un aumento del 41,25%, evidenciando igualmente una gran participación de costos por mantenimiento.

Gráfica 38. Comportamiento componentes Costos Reales Central Bahía Cupica Año 2020



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

Gráfica 39. Comportamiento componentes Costos Reales Central Bahía Cupica Año 2021



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

Para los años 2020 y 2021 la localidad de Bahía Cupica reportó 314 usuarios, con una energía facturada de 570.555 kWh y 634.342 kWh respectivamente, de esto se tiene que:

Tabla 17. Costos por Kilovatio facturado Bahía Cupica

Año	Energía facturada [kW]	Costo mantenimiento	Costo unitario mantenimiento	Costo operación	Costo unitario operación
2020	570.555	\$ 547.504.613	960 \$/kWh	\$247.933.241	435 \$/kWh
2021	634.342	\$ 837.400.066	1.320 \$/kWh	\$664.223.838	1.047 \$/kWh

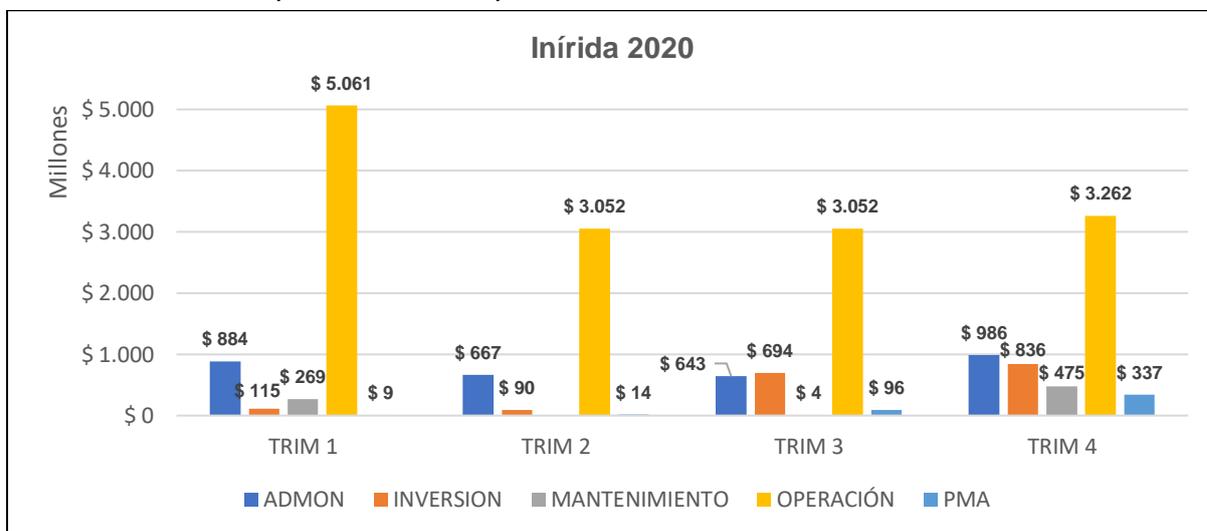
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

De acuerdo con los costos por conceptos de mantenimiento y operación, se presenta un cambio en la participación de estos conceptos para el año 2020 respecto del 2021, pasando de 69% a 56% la participación del mantenimiento dentro del costo real. Esta condición se debe al riesgo de deslizamiento en la planta hidráulica que llevaron a usar la generación diésel, y adicionalmente, al arrendamiento de una planta eléctrica para la central de Cupica. Igualmente, esta condición hizo que el costo de operación se incrementara en un 241% en el año 2021 respecto al 2020.

- **Costos Reales Inírida**

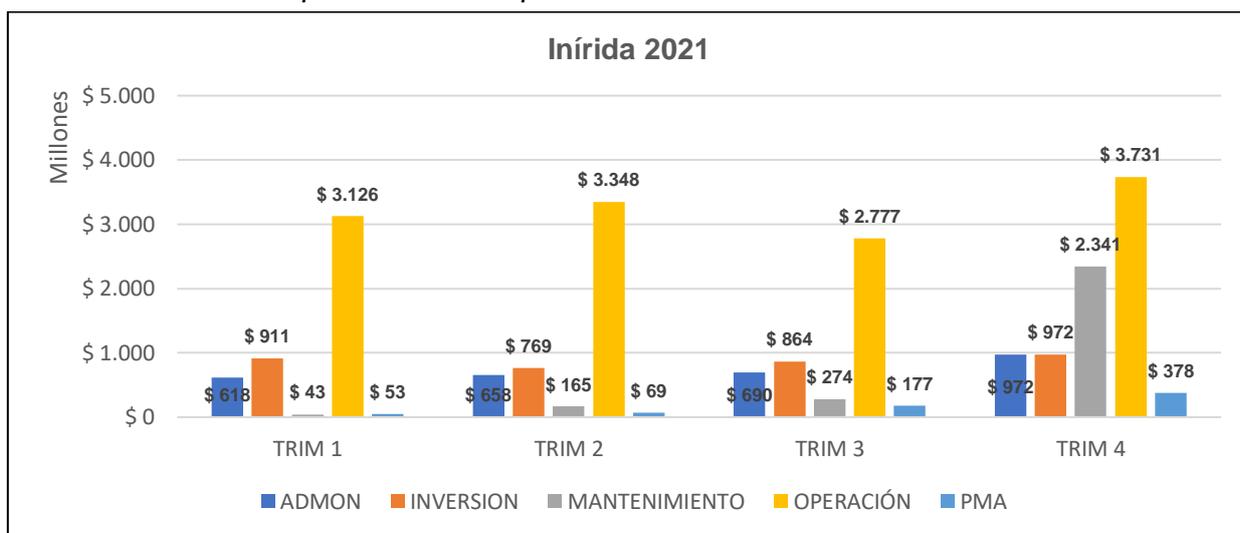
La variación de los costos reales en los que se incurrió en la central de Inírida para la actividad de generación de energía eléctrica, de la vigencia 2020 a 2021 representó un aumento del 11,64%, evidenciando una gran participación de costos de operación.

Gráfica 40. Comportamiento componentes Costos Reales Central Inírida Año 2020



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

Gráfica 41. Comportamiento componentes Costos Reales Central Inírida Año 2021



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

Para los años 2020 y 2021 la localidad de Inírida reportó 14.535 y 15.939 usuarios respectivamente, con una energía facturada de 32.612.181,91 kWh y 36.439.592,21 kWh, para las dos vigencias, de esto se tiene que:

Tabla 18 Costos por kilovatio facturado central Inírida

Año	Energía facturada [kW]	Costo mantenimiento	Costo unitario mantenimiento	Costo operación	Costo unitario operación
2020	19.235.585	\$ 747.295.895	39 \$/kWh	\$ 14.425.672.409	750 \$/kWh
2021	19.974.390	\$ 2.822.217.525	141 \$/kWh	\$ 12.982.610.322	650 \$/kWh

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

De acuerdo con los costos por conceptos de mantenimiento y operación, el principal costo corresponde a la operación con un 95% y 82% de los costos reales para los años 2020 y 2021 respectivamente,

principalmente debido a que la generación en esta localidad es diésel. En esta localidad se observa una disminución de costos para el 2021, dada principalmente por reducción en costos operativos, que puede estar asociado a los costos de combustible y la entrada en operación del parque solar.

4.4.4.3. Estructura de Costos Eficientes GENSA

Ahora bien, GENSA establece los costos eficientes de generación del servicio de energía eléctrica de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 091 de 2007, modificada por la Resolución 057 de 2009 mediante la metodología general para remunerar la actividad de generación en las ZNI, bajo los siguientes componentes de acuerdo al tipo de tecnología y capacidad que posee cada central de generación:

Tabla 19 Relación Tipos de tecnología por central de Generación

Centrales de Generación	Tecnología Utilizada
Bahía Cupica	MCH – Diésel
Inírida	Diésel – Granja Solar
Mitú	PCH – Diésel
Bahía Solano	PCH – Diésel

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

- **Componente de Inversión y Mantenimiento**

Para la determinación de las variables a utilizar para el cálculo de los componentes de Inversión y de Mantenimiento, se consideran las horas de generación y la energía generada, de acuerdo con lo establecido en la Resolución 057 de 2009 artículo 2, específicamente en Tabla 1 denominada Componente de Remuneración de Inversión y Mantenimiento de unidades Diésel de 1800 rpm (\$ de diciembre de 2006), así como el uso del Índice de Precios al Productor - IPP publicado por el Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas – DANE, para la fórmula de actualización de Cargos Máximos de Generación.

- **Componente de Gastos de AOM para las diferentes tecnologías de generación.**

Para el cálculo de los gastos AOM se considera lo definido en el artículo 24 de la Resolución CREG 091 de 2007 sobre la Remuneración de Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) para diferentes tecnologías de generación, determinados por:

- Gastos de Operación: Los relacionados con el costo del combustible (CC) teniendo en cuenta variables como el costo específico de combustible según los galones y capacidad en kW de la planta de generación, energía entregada al sistema de distribución, así como el precio del combustible, el cual incluye el costo de transporte, costo de almacenamiento y costo de lubricante este último de acuerdo con la capacidad de las plantas.
- Gastos Administrativos: Corresponden al 10% de la suma de los costos por consumo de combustible y lubricante, adicionando el costo por las pérdidas de transformación de la conexión del generador al sistema de distribución, estas pérdidas se reconocen de acuerdo con la tabla de pérdidas de transformación del parágrafo 4 artículo 24 de la Resolución CREG 091 de 2007.

Los costos de generación de energía eléctrica que obtiene GENSA una vez aplicada la metodología anteriormente descrita, para las vigencias 2020 y 2021, así como para cada una de las centrales de acuerdo con los tipos de tecnología que posee, se muestran a continuación:

Tabla 20 Costos de Generación Eficientes por central de Generación Año 2021

Central	Trimestre			
	1	2	3	4
Bahía Cupica	\$ 192.730.149	\$ 198.114.651	\$ 198.675.959	\$ 217.519.563
Bahía Solano	\$ 972.332.563	\$ 773.528.884	\$ 1.002.807.009	\$1.155.836.858
Inírida	\$7.311.426.430	\$7.371.594.975	\$ 7.774.914.839	\$7.971.149.923
Mitú	\$5.556.160.995	\$6.041.911.858	\$ 5.525.073.987	\$5.356.961.246
Total	\$14.032.650.137	\$14.385.150.368	\$ 14.501.471.794	\$14.701.467.590

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

Para el año 2021 los costos eficientes de generación entre trimestres tuvieron una variación porcentual de 2,5%, 0,8% y 1,4% para los trimestres 2, 3 y 4 respectivamente con relación al trimestre anterior, variación debida en su mayoría a la variación del IPP. Sin embargo, se puede evidenciar que la central con los costos eficientes de generación más altos corresponde a Inírida en Guainía, información que no coincide con los resultados obtenidos por la metodología de costos reales, en donde el costo más alto corresponde a la generación para la prestación del servicio en Mitú.

La razón por la cual la central de Inírida posee los costos tanto reales como eficientes más altos respecto a las otras centrales, se encuentra directamente relacionado con el costo de combustible, así como el transporte aéreo y el costo del almacenamiento que presumen ser más altos en comparación con las demás localidades, sumado a esto, posee además de la tecnología Diésel. En el caso de Mitú al tener generación con PHC el valor reconocido por la CREG es menor por ser un recurso más económico, sin embargo, como se presentó en la sección 4.4.3.1, la generación es mayormente con diésel.

4.4.4.4. Costos Reales versus Costos Eficientes

GENSA cobra al Prestador del Servicio los Costos Reales en que incurre como lo aprueba la Resolución MME 181891 de 2007 y calcula la diferencia entre los costos reales y los costos eficientes que la CREG reconoce al prestador del servicio.

De acuerdo con las metodologías desarrolladas, una vez se realiza la respectiva comparación para el cálculo de las diferencias entre los costos reales y los costos eficientes para la vigencia 2021, se obtuvo el siguiente resultado por central de generación y por el componente de ZNI.

Tabla 21. Costos eficientes CREG vrs costos y gastos reales

Central	Costo eficiente CREG	Costos y gastos reconocidos por MME (O&M)	Diferencia entre costo eficiente CREG y costo reconocido MME	Costos y gastos reales (incluyendo gastos financieros y componente de inversión)
Bahía Cupica	\$807.040.322	\$1.501.623.904	-\$694.583.582	\$6.470.101.918
Bahía Solano	\$3.904.505.314	\$3.295.981.278	\$608.524.036	\$2.987.736.376
Inírida	\$30.429.086.167	\$15.804.827.847	\$14.624.258.320	\$22.935.374.358
Mitú	\$22.480.108.086	\$21.511.080.245	\$969.027.841	\$29.908.328.110
Total	\$57.620.739.889	\$42.113.513.274	\$15.507.226.615	\$62.301.540.762

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

A continuación, se presenta el análisis por cada componente de AOM.

- **Componente de Administración**

Para los cuatro trimestres del año 2021 se presentó un saldo negativo en el componente de administración para todas las centrales de generación, dado que la Resolución CREG 091 de 2007 basa sus gastos de administración en aquellos necesarios para la prestación del servicio en la localidad, sin embargo no cubren los gastos administrativos en los que ha incurrido GENSA que se encuentran directamente relacionados con el funcionamiento de la empresa, como lo son los costos financieros, costos de la implementación del plan del manejo ambiental, costos de personal, seguros, servicio de internet satelital, prestación del servicio de consultoría para gestionar el cargue del SUI y actualización del RUPS del corregimiento de Bahía Cupica chocó para la vigencia 2021, gestión social, vigilancia privada y transporte especial de carga.

En el caso de Mitú, GENSA incurrió en gastos administrativos como el alquiler de campamentos para alojar personal operativo de la PCH Mitú, servicio de Catering para el personal de la central, servicio de vigilancia, transporte de carga especializada, servicio de poda y limpieza para la zona de la servidumbre de la línea eléctrica de 34,5 kV, así como el mantenimiento y limpieza de las zonas verdes, canales perimetrales de la PCH Mitú y la Central diésel.

- **Componente de Operación**

Para las centrales de Inírida en Guainía y Mitú en Vaupés durante los cuatro trimestres del año, los costos eficientes fueron superiores a los costos reales en los que GENSA incurrió para el sistema de generación, dado que para el año 2021 en estas dos centrales solo tuvo costos asociados a la compra de combustible, por tal motivo, por el componente de Operación a estas dos centrales en el año 2021 GENSA no tuvo que trasladar costo alguno al prestador del servicio.

Sin embargo, para la central de Bahía Cupica, en los trimestres 2, 3 y 4, los costos de operación eficientes fueron inferiores a los valores de costos reales que GENSA tuvo para el sistema de generación de las centrales en estos trimestres. De esta forma la razón de la diferencia negativa se debe a que GENSA compro el combustible para estos periodos en un valor promedio por galón mayor al reconocido por la CREG así:

Tabla 22 Diferencias PAmi Comprado por GENSA vs reconocido por la CREG – Bahía Cupica

Trimestres	Valor promedio por galón comprado por GENSA	Valor promedio por galón reconocido por la CREG	Diferencia
1	\$9.732	\$7.828	\$1.904
2	\$9.661	\$7.990	\$1.671
3	\$10.117	\$8.073	\$2.044

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

De otra parte, para la central de Bahía Solano para el 2do trimestre, los costos de operación eficientes también fueron inferiores a los valores de costos reales que GENSA tuvo para el sistema de generación de la central en este trimestre, debido a que, aunque la mayor parte de la energía se generó con la PCH, se adquirió combustible para la tecnología diésel como reserva a la generación de la PCH, los costos en los que se incurrió durante este periodo se evidencian a continuación:

Tabla 23. Costos adicionales GENSA 2021

Concepto	Costo
BIOMAX	\$145.688.028
Galones 10340	\$ 81.908.940
Galones 8000	\$ 63.944.568
Nota Crédito Pronto Pago	-\$ 165.480
Ramos distribuidores	\$ 17.740.800
Suministro de Filtros y lubricantes para las centrales de Generación	\$ 17.740.800
Total Costos	\$ 163.428.828

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

- **Componente de Mantenimiento**

Para el componente de mantenimiento, en su mayoría las 4 centrales de generación presentaron costos reales superiores a los costos eficientes, esto debido a la ejecución de una serie de mantenimientos no rutinarios que garantizaran la disponibilidad de las unidades o inversiones adicionales, relacionados a continuación:

Tabla 24 Justificación diferencia negativa CM 2021

Central de Generación	Trimestre	Costos reales > o < a los eficientes	Justificación
Bahía Cupica	1	Inferiores	No requiere
	2	Superiores	Alquiler una unidad diésel para garantizar la prestación del servicio a la comunidad ya que la MCH Cupica se encuentra indisponible por problemas de estabilidad de la ladera donde se encuentra la central poniendo en riesgo a los colaboradores y a la central misma.
	3	Superiores	Alquiler de la unidad diésel más la realización de mantenimiento y correctivo a la unidad 2 del central diésel.
	4	Superiores	Alquiler de la unidad diésel más la realización de mantenimientos preventivos.
Bahía Solano	1	Superiores	Tercer pago por servicio de modernización del control de velocidad y sincronismo de las 5 unidades y el servicio de la puesta en marcha de la unidad cinco 5 en la PCH Mutatá.
			Acta de obra 6 por el suministro, instalación y puesta en operación de los equipos de potencia eléctrica, necesaria para la reposición de la central Diésel de Bahía Solano.
	2	Superiores	la mayoría de la generación se realizó con la PCH Mutatá, lo que hace que el valor de remuneración del mantenimiento disminuya considerablemente y el valor reconocido no cubrió los valores de mantenimiento, aunque fueron muy bajos.
	3	Superiores	Compras e instalación de repuestos sistema de inyección, mantenimiento correctivo, arrendamiento grupo electrógeno, suministro de bomba de combustible, suministro de filtros.
4	Superiores	Arrendamiento grupo electrógeno, mantenimiento correctivo unidad 8, pago del 70% contratación de estudio geotécnico para la elaboración y evaluación de la susceptibilidad, amenaza, vulnerabilidad y riesgo de la PCH Mutatá-Bahía solano.	

Central de Generación	Trimestre	Costos reales > o < a los eficientes	Justificación
Inírida	1	Inferiores	No requiere
	2		
	3	Superiores	Mantenimientos unidades de generación Cummins de las centrales, suministro de filtros y lubricantes, suministro de elementos de ferretería.
	4	Superiores	Mantenimientos unidades de generación Cummins, construcción sistema de izaje, servicio mantenimiento 7 transformadores de potencia, inspección, revisión y correctivas preventivas a 18 interruptores.
Mitú	1	Superiores	Acompañamiento técnico en el mantenimiento y la operación de la PCH Mitú por parte de los fabricantes/diseñadores de la central y pagos parciales por adquisición unidad diésel.
	2	Superiores	Acompañamiento técnico en el mantenimiento y la operación de la PCH Mitú por parte del fabricante, suministro e instalación de nueva unidad de generación, reparación unidad 7.
	3	Superiores	Peritaje evento 12 de abril que genero afectación en la prestación del servicio, pago final compensador PCH Mitú, compra repuestos PCH, acompañamiento técnico en el mantenimiento y operación PCH.
	4	Superiores	Construcción sistema Izaje central Mitú, mantenimiento preventivo unidades PCH, mejoramiento del sistema de aislamiento acústico en central diésel, acompañamiento técnico en el mantenimiento y operación PCH.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de GENSA.

4.4.4.5. Facturación

GENSA realiza la facturación de venta de energía mediante facturación electrónica, para el caso en particular se toma como ejemplo de factura de venta de energía, la expedida para el prestador "Gobernación del Vaupés" para el mes de agosto del año 2021, la cual cumple con todos los requisitos de la facturación electrónica en todos sus componentes.

Ilustración 8. Modelo Factura de venta de energía GENSA



GENSA
tu energía, nuestro compromiso
Gestión Energética S.A. ESP - NIT 800.194.208-9

Factura Electrónica de Venta FV 1647

CUFE: e13690b6027b47b059f05492731e7db3449d8206b9c20491c317284c50408770062873b4c093812828b3378

Fecha y Hora de Expedición: 17/06/2021 12:00 AM Factura No.: FV 1647
Fecha de Vencimiento: 01/10/2021 Valor total de la operación: 2.378.836,971.00

Cliente: GOBERNACION DEL VALPES NIT: NIT 845000021
Ciudad: MITO Teléfono: 9642007
Dirección: ED GOBERNACION 1P Email: CONTACTOS@VALPES.GOV.CU
Referencia: 027-2013

Código	Descripción	Cantidad	Valor unitario	Valor total
73	VENTA DE ENERGIA ZNI	1221413.41	1,947.61	2.378.836,971.00

Son: DOS MIL TRESCIENTOS SETENTA Y OCHO MILLONES OCHOCIENTOS TREINTA Y SEIS MIL NOVECIENTOS SETENTA Y UN PESOS CON CERO CENTAVOS

Observaciones: SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA CORRESPONDIENTE AL PERIODO DE 1 AL 31 DE JULIO DE 2021 CONFORME AL CONTRATO DE SUMINISTRO DE ENERGIA N. 027-2013 CUENTA CONSIGNACION O TRANSFERENCIA EN LA CUENTA DE AHORROS NO. 18030050365 DE BANCO AGRARIO A NOMBRE DE

Medio de Pago: Transferencia Crédito Bancario **Forma de Pago:** A CREDITO 46 DIAS

Subtotal	2,378,836,971.00
IVA(0.0)	0.00
Valor total de la Operación	2,378,836,971.00

El vendedor: GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. E.S.P. NIT 800.194.208-9

FIRMA DEL CLIENTE
Fecha de recibido

Pasado el vencimiento, la factura causará interés de mora a la tasa máxima permitida por ley. Somos: Autorretenedores según resolución 11090 de septiembre

Fuente: Datos GENSA.

4.4.4.6. Información comercial reportada al SUI

GENSA posee registrada la actividad de generación en ZNI. Por tanto, de acuerdo con la resolución SSPD 20172000188755 de 2017, expedida para el cargue de información al sistema único de información – SUI aplicable a los prestadores ubicados en las ZNI, a GENSA le aplica el reporte del formato comercial C5 “Reporte Generadores Puros”, el cual es destinado a aquellas empresas que presten únicamente la actividad de generación de energía eléctrica en las ZNI, este reporte debía ser cargado a más tardar el último día del mes siguiente del trimestre a reportar.

De esta forma, se evidencia que en cuanto al formato comercial C5 “Reporte Generadores Puros”, GENSA realizó los cargues de manera oportuna durante los 4 trimestres de las vigencias 2020 y 2021.

Tabla 25 Formatos aplicables Certificados Vigencias 2020-2021

Año	Trimestre	Formato certificado	Fecha certificación	Cumplimiento
2020	1	1662-Reporte Generadores Puros ZNI - C5	28/04/2022	Oportuno
	2		26/07/2022	Oportuno
	3		26/10/2022	Oportuno
	4		18/01/2021	Oportuno
2021	1		16/04/2021	Oportuno
	2		30/07/2022	Oportuno
	3		27/10/2022	Oportuno



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

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



Año	Trimestre	Formato certificado	Fecha certificación	Cumplimiento
	4		25/01/2022	Oportuno

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del SUI.

5. Hallazgos

Tabla 26 Hallazgos Evaluación Integral

criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
Suficiencia financiera	Utilidades por central de generación	La prestación del servicio en las localidades de Mitú e Inírida presentaron pérdidas para la vigencia 2021, sustentado en incremento en costos, en el caso de Inírida no sustentados.	Requiere mejora
Calidad de la información	Reporte SUI	Inconsistencias en el SUI formatos TO1 y TO4 para las vigencias 2020 y 2021, para los reportes de la central Mitú.	No cumple
Calidad de la información	Reporte SUI	No se encuentra reporte del SUI de la granja solar de Inírida.	No cumple
Calidad de la información	Reporte SUI	En el mes de septiembre de 2021, se observa una diferencia entre la energía reportada al SUI respecto a la energía reportada por el CNM para la central Mitú.	No cumple
Continuidad	Horas de prestación del servicio	Para las 4 localidades atendidas se encontraron menos de 24 horas de prestación en algunos de los periodos de evaluación.	No cumple
Continuidad	Disponibilidad de unidades de generación	Para las 4 localidades atendidas se cuentan con activos indisponibles o fuera de operación ocasionando un menor respaldo ante fallas de las unidades.	No cumple
Gestión de activos	Almacenamiento de equipos y repuestos	Se encontró que la subestación de Bahía Solano cuenta con un transformador de respaldo de 1000 kVA, tensión 34,5 /13,8 kV que no se encuentra en condiciones óptimas de almacenamiento y que al no encontrarse energizado presenta signos de mayor desgaste y deterioro que los equipos energizados que atienden las necesidades energéticas de la localidad de Ciudad Mutis en Bahía Solano.	No cumple
Gestión de activos	Equipos de medida	Según lo reportado por el centro de telemetría CNM-IPSE, se encuentra que GENSA tiene una falla existente en el transformador de corriente (TC) de la fase T, del circuito No. 3.	No cumple
Gestión de activos	Programa de mantenimiento	Para las diferentes unidades se encontró que no se tiene un mantenimiento programado permanente, estando periodos sin mantenimiento.	Requiere mejora
Gestión de activos y Programa de Gestión del Riesgo	Infraestructura física	Se evidenció que el acceso a la MCH de Bahía Cupica fue reparado y es posible llegar al sitio de la central, ante lo que GENSA indica que se trata de una reparación del acceso, pero que no se ha realizado la estabilización del terreno que dio origen al deslizamiento, por lo que	No cumple

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
		GENSA indica que se mantiene la situación de riesgo para el personal, por lo que se adelanta un contrato de estabilización y reforzamiento del terreno que termina en el mes de julio de 2022 y se estableció el compromiso de poner en operación nuevamente la micro central a mediados del mes de julio de 2022.	
RETIE	Distancias de seguridad	Las instalaciones de baja tensión de la MCH de Bahía Solano y Bahía Cupica no cumplen con las distancias mínimas de seguridad establecidas en el artículo 13 del reglamento.	No cumple

6. Acciones correctivas definidas

- Poner nuevamente en operación la MCH de Cupica, para lo cual el prestador menciona que a mediados de Julio de 2022 estará lista.
- Entregar el resultado del contrato de estabilización y reforzamiento del terreno que termina en el mes de julio de 2022 y posteriormente actualizar el cumplimiento del PGRD.
- Entregar cronograma de certificación RETIE para las instalaciones eléctricas que aplique, atendiendo a que las instalaciones de baja tensión de la MCH de Bahía Cupica no cumplen con las distancias mínimas de seguridad establecidas en el artículo 13 del reglamento. El prestador se comprometió a entregar en marzo de 2023 el cronograma para la certificación del RETIE.
- Revisar la información cargada en los formatos TO1 y TO4 para las vigencias 2020 y 2021, para los reportes de la central Mitú y solicitar la reversión de la información inconsistente. Igualmente se solicita realizar el reporte de la infraestructura de generación solar en Inírida.

7. Conclusiones

- Financieramente las localidades con mayores ingresos presentan utilidades negativas por costos de mantenimiento u operación. Dichos costos de mantenimiento se encuentran acumulados en el último trimestre de cada periodo para todas las localidades, no obstante, no se evidencia un aumento en las órdenes de mantenimiento, ni en indisponibilidades que se puedan atribuir a mantenimientos mayores.
- De acuerdo con el comportamiento de los costos reales para los años 2020 y 2021, Inírida posee la mayor generación de energía, sin embargo, Mitú fue la central que más participación tuvo en los costos de generación de energía eléctrica con un 48%, como consecuencia de la cantidad de mantenimientos realizados en la misma.
- A pesar de que Inírida tiene mayor capacidad instalada y entrega más energía, los ingresos de Mitú son superiores, como consecuencia de la remuneración de los costos reales que recibe GENSA.
- Las diferencias presentadas entre los costos reales y los costos eficientes son consecuencia de los altos costos de mantenimiento y operación con contratos de valores elevados, impactando directamente el cálculo de costos reales realizado por la empresa.

- A pesar del número de órdenes de mantenimiento realizadas en la localidad de Mitú, la capacidad operativa de la planta de generación fue decreciendo hasta la ocurrencia del evento de contingencia.
- El 67% de los costos del 2020 en Bahía Cupica, corresponden al 4 trimestre de la vigencia 2020, esto se debe en gran parte a la salida de la MCH por el deslizamiento ocurrido en la central.
- Para el 2021 según reporte de la empresa, el negocio de generación en las localidades no interconectadas presenta una utilidad de \$280.840 millones, reduciendo en 97% la utilidad presentada en 2020.
- Los rubros de mantenimiento tanto en Inírida como en Mitú fueron las erogaciones que tuvieron mayores incrementos respecto a la vigencia anterior, porcentualmente se presentó un aumento del 278% en Inírida y 79% en Mitú, datos comparados 2021 – 2020.
- Se evidencia reporte erróneo de algunas variables en el SUI, tanto en los formatos de energía, como en los formatos de inventario de activos, así como el registro de bitácoras en las mismas centrales.

8. Medidas recomendadas

- Se recomienda realizar una mayor gestión en los costos administrativos y operativos de las centrales, especialmente de aquellas que generando pérdida del ejercicio para algunos periodos de 2021.
- Teniendo en cuenta las horas de indisponibilidad para los diferentes activos se solicita realizar un programa periódico de mantenimiento que permite mantener las unidades en estado adecuado.
- Se recomienda tomar las acciones necesarias para mejorar horas de prestación diarias en cada localidad de manera que se garanticen las 24 horas de prestación.

9. Responsables de la realización:

9.1. Responsable general:

Ángela María Sarmiento Forero, Directora Técnica de Gestión de Energía

9.2. Equipo de evaluación:

Revisor: Mauricio Andrés Palma Orozco - Asesor DTGE

Olga Lucia Triviño Rosado – Coordinadora GZNI DTGE

Natalia Ximena Castro Puentes – Profesional Universitario GZNI DTGE

Camilo Cristian Fernando Camargo Patarroyo – Contratista GZNI DTGE

Luis Fabián Sanabria Romero – Profesional Especializado DTGE

Oscar Javier Mora Cano – Profesional Especializado GZNI DTGE

10. Anexos

NA