CONTENIDO

1. ANTECEDENTES. 2
2. DESCRIPCIÓN INFRAESTRUCTURA 3
2.1 Central de Generación MItú 3
2.2 Central de Generación Bahía Cupica 8
2.3 Central de Generación Bahía Solano 12
2.4 Central de Generación Inírida 16
3. Desempeño Histórico Comparativo de las Centrales de Generación. 20
4. SOLICITUD DEL PRESTADOR DEL SERVICIO. 24
5. Concepto del Apoyo a la Supervisión 26
6. Conclusiones 30
7. Recomendaciones 31

Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

1. ANTECEDENTES.

El Ministerio de Minas y Energía y GENSA S.A. E.S.P suscribieron los contratos especiales indicados en la Tabla 1: Contratos Especiales Plantas de Generación:

Tabla 1: Contratos Especiales Plantas de Generación

Departamento	Localidad	Contrato	Fecha de Terminación
Vaupés	Mitú	GGC 209 - 2013	25/03/2025
Chocó	Bahía Cupica	GGC 097 - 2015	9/04/2025
Chocó	Bahía Solano	GGC 100 - 2015	9/04/2025
Guainía	Inírida	GGC 101 - 2015	9/04/2025

Estos contratos se suscribieron en virtud de la autorización establecida en el numeral 3 del artículo 39 de la Ley 142 de 1994, mediante el cual se autorizó la celebración de este tipo de Contratos Especiales para la gestión de los servicios públicos indicando que "*Contratos de las entidades oficiales para transferir la propiedad o el uso y goce de los bienes que destina especialmente a prestar los servicios públicos (...)*".

De igual manera, están acordes con el literal a) del artículo 4 de la Ley 143 de 1994 en el que se precisa que corresponde al Estado en relación con el servicio de electricidad, como objeto en el cumplimiento de sus funciones, entre otras, abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos.

Esta misma Ley, en su artículo 3 establece que, el Estado debe alcanzar la cobertura en los servicios de electricidad a las diferentes regiones y sectores del país, que garantice la satisfacción de las necesidades básicas de los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 y de los menores recursos del área rural, a través de los diversos agentes públicos y privados que presten el servicio.

Los activos transferidos a GENSA S.A. E.S.P. a través de los contratos mencionados anteriormente, fueron suministrados y/o construidos mediante los Convenios Interadministrativos indicados en la

Tabla 2: Contratos de Construcción y/o suministro Infraestructura:

Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

Tabla 2: Contratos de Construcción y/o suministro Infraestructura

CONTRATO	CONTRATOS DE CONSTRUCCIÓN Y/O SUMINISTRO	DESCRIPCIÓN INFRAESTRUCTURA ENTREGADA
GGC 209 - 2013	FAZNI-GSA-026 –2004	Actividades de excavación para la construcción de la Micro Central Hidráulica del Mitú, Vaupés
	FAZNI-GSA-117-2008	Línea de interconexión, subestación eléctrica, casa de máquinas generación hidroeléctrica. Sistema de generación Diésel en Mitú.
GGC 097 - 2015	Comodato IPSE GSA-021-2008	Los comodatos de cesión de activos del IPSE al MME, carecen de información relacionada a los activos instalados. De tal forma, se debe escalar la solicitud de dicha información al IPSE.
GGC 100 - 2015	Comodato IPSE GSA-068-2009	Los comodatos de cesión de activos del IPSE al MME, carecen de información relacionada a los activos instalados. De tal forma, se debe escalar la solicitud de dicha información al IPSE.
GGC 101 - 2015	FAZNI-GGC-228-2012	4 plantas eléctricas CUMMINS QSK23 C750 D6, 3 transformadores AWA de 1000 kVA. Grupos electrógenos, Transformadores y Depuradora de Combustible.
	FAZNI-GGC-198-2013	GRUPOS ELECTROGENOS 6 (de 30,35, 20 y 50) para cada localidad, caseta y redes de distribución. Sistema hibrido solar y diésel - GRUPOS ELECTROGENOS 5. Sistema solar de los servicios auxiliares del central diésel. 1 planta eléctrica de 45kW, caseta y redes de distribución. Redes y Transformadores de distribución.

2. DESCRIPCIÓN INFRAESTRUCTURA

La infraestructura de Generación de cada una de las Plantas de Generación se describe a continuación.

2.1 Central de Generación MItú

El sistema de generación de energía eléctrica Mitú está conformado por una Pequeña Central Hidroeléctrica – PCH, una Central Térmica, una línea de

Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

interconexión entre las dos centrales y tres subestaciones de transformación de tensión.

La PCH está conformada por 4 unidades de 500 KVA y la Central Diesel por 6 unidades de diferentes capacidades, las cuales se muestran en la Tabla 3:

Tabla 3. Inventario unidades y transformadores Central Mitú

UND	POTENCIA (KVA)	MARCA	FUENTE	PROPIEDAD	SUBESTACIÓN PCH	SUBESTACIÓN DIÉSEL
1	500	EKB (PMCB)	HIDRÁULICA	MME	3 MVA (4 transformadores de 750 kVA)	3 MVA (2 trafos de 1.5MVA)
2	500	EKB (PMCB)	HIDRÁULICA	MME		
3	500	EKB (PMCB)	HIDRÁULICA	MME		
4	500	EKB (PMCB)	HIDRÁULICA	MME		
5	750	CUMMINS	DIESEL	MME		4.5 MVA 1 transformador de 2.5MVA y otro de 2 MVA
6	1020	CUMMINS	DIESEL	MME		
7	1270	CUMMINS	DIESEL	GENSA		
8	1270	CUMMINS	DIESEL	MME		
9	1270	CUMMINS	DIESEL	GENSA		
10	1012	CUMMINS	DIESEL	GENSA		

Respecto a las unidades Diesel, la Tabla 4 presenta el resumen de la fecha de entrada en operación y el tiempo de vida útil restante a la fecha:

Tabla 4. Vida útil de las unidades Central Mitú

NUMERO DE UNIDAD	MARCA	MODELO	POTENCIA INSTALADA (kW)	FECHA ENTRADA EN OPERACIÓN	HORAS DE OPERACIÓN	VIDA UTIL
5	CUMMINS	750DFHA - 1386	750	Septiembre de 2004	72.016	-260%

Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

NUMERO DE UNIDAD	MARCA	MODELO	POTENCIA INSTALADA (kW)	FECHA ENTRADA EN OPERACIÓN	HORAS DE OPERACIÓN	VIDA UTIL
6	CUMMINS	C1000D6B	1020	Febrero de 2020	15.627	22%
7	CUMMINS	C1250 D6	1270	Abril de 2017	35.037	-75%
8	CUMMINS	C1250 D6	1270	Abril de 2021	19.110	4%
9	CUMMINS	C1250 D6	1270	Abril de 2017	27.493	-37%
10	CUMMINS	C1000 D6	1012	Octubre de 2015	36.948	-85%

La línea de interconexión entre las dos centrales (diésel y PCH) es de 35 kilómetros.

Generación y Distribución de Gastos.

La siguiente Tabla muestra el comportamiento de los costos reales y la generación desde el año 2019 hasta el año 2024.

Tabla 5. Histórico de Costos Reales Central Mitú

CONCEPTO	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ADMON	6.521.505.472	6.952.825.571	6.684.335.186	7.612.557.855	11.366.860.328	6.883.843.927
MMTO	8.873.885.262	5.329.676.444	9.367.544.320	6.492.018.151	10.256.404.702	3.445.199.432
OPERACIÓN	15.783.116.671	14.360.306.377	13.352.458.635	16.571.842.368	18.992.932.066	19.270.170.877
PMA	1.357.964.361	816.362.377	1.225.387.489	1.273.203.222	1.147.945.030	668.495.176
INVERSIÓN	521.167.092	988.254.728	914.001.955	1.892.857.085	1.896.790.046	2.196.998.027
TOTAL GENERAL ($)	32.536.471.766	27.459.170.769	30.629.725.630	31.949.621.596	41.764.142.126	30.815.914.660
ENERGÍA GENERADA kWh	13.627.946	14.236.684	14.646.451	15.723.360	17.655.406	19.662.251

La distribución porcentual de los costos desde el 2019 hasta el 2024, se presenta en la siguiente gráfica.

Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

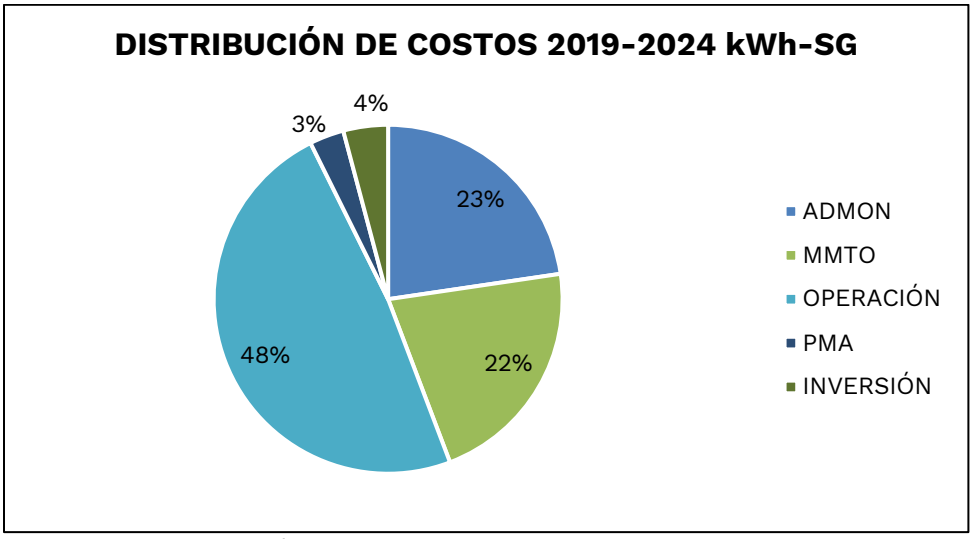


Figura 1. Distribución de costos por componente central Mitú de 2019 a 2024

El componente más alto en la distribución de costos es el de la operación, que incluye el costo de combustible y lubricante con el **51%**. A continuación, se encuentra el costo de administración con un **23%**, seguido del componente de Mantenimiento que representa el **22**%, después el componente de inversión con un **4%,** por último, el componente de PMA (Plan de Manejo Ambiental) con un **3%**.

A continuación, se presenta la distribución de costos, correspondiente únicamente al año 2024:

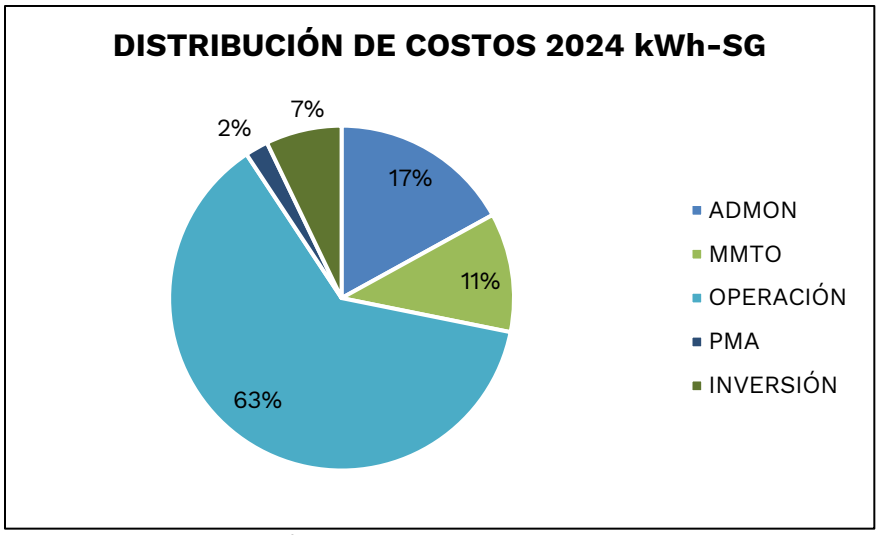


Figura 2. Distribución de costos por componente central Mitú 2024

Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

Para el año 2024 en particular, se evidencia el mismo comportamiento en la distribución de los costos, teniendo costos de operación como el componente más alto,que incluye el costo de combustible y lubricante con el **64%**, seguido por la administración con el **17**%, seguido del Mantenimiento con el **11%,** seguido de costo de inversión con un **7% y** el PMA (Plan de Manejo Ambiental) con un **2%**.

La demanda de energía en el Municipio de Mitú ha tenido el siguiente comportamiento:

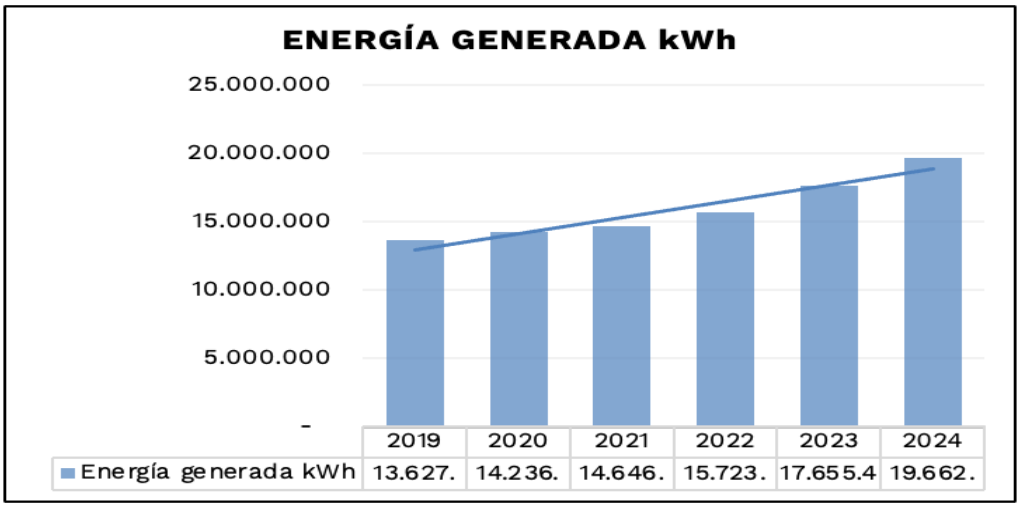


Figura 3. Demanda de Energía Eléctrica Mitú

La potencia máxima demandada se precisa en el siguiente gráfico:

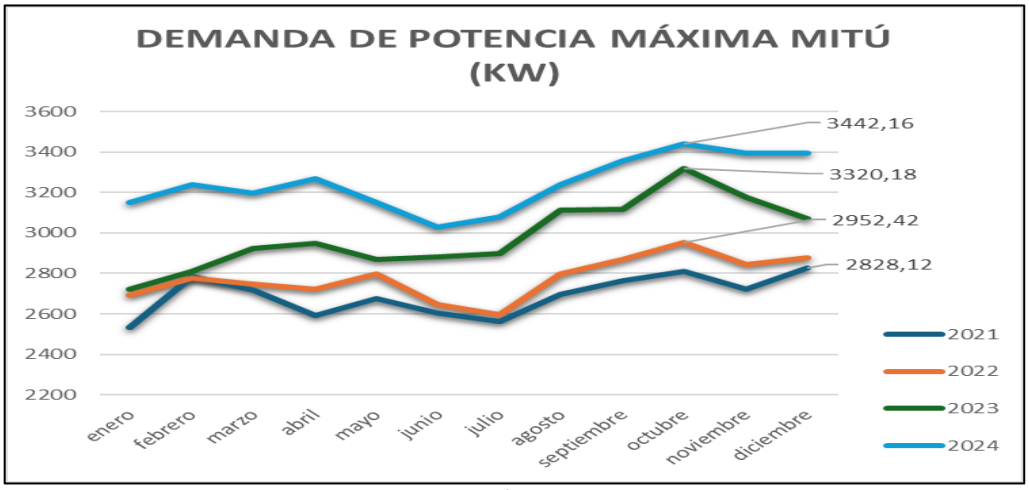


Figura 4. Potencia máxima demandada Mitú

Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

En Mitú, capital del Vaupés, GENSA S.A. ES.P. presta el servicio de generación desde el año 2004 y actualmente lo hace mediante el contrato GGC 209 suscrito en el año 2013. La matriz energética de Mitú está compuesta en un 70% de energía diésel y un 30% de energía hídrica, en términos de capacidad instalada. A continuación, se presenta el comportamiento del costo por kWh generado durante el último año:

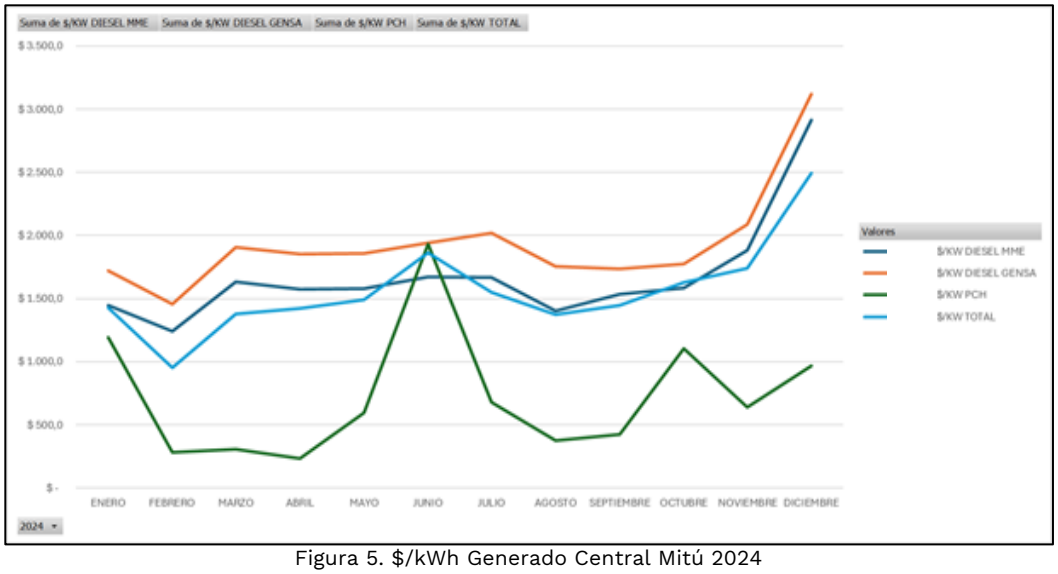


Figura 5. $/kWh Generado Central Mitú 2024

El valor del kWh generado con la PCH es considerablemente menor al generado con diésel.

2.2 Central de Generación Bahía Cupica

El sistema de generación de energía eléctrica en Bahía Cupica está conformado por una Pequeña Central Hidroeléctrica – PCH y una unidad Diesel.

La PCH está compuesta por 1 unidad de 300 kVA y la central Diesel por 1 unidad de 200 kVA, las cuales se muestran en el siguiente cuadro:

Tabla 6. Inventario unidades y transformadores Central Bahía Cupica

UND	POTENCIA (KVA)	MARCA	FUENTE	PROPIEDAD	SUBESTACIÓN PCH	SUBESTACIÓN DIÉSEL
1	300	MARATHON	HIDRÁULICA	MME	1 transformador de 500 KVA	
2	200	DEUTZ	DIESEL	MME		1 transformador de 125 KVA

Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

Respecto a las unidades, la Tabla 7 presenta el tiempo de vida útil a la fecha de cada una:

Tabla 7. Vida útil de las unidades Central Bahía Cupica

CENTRAL DE GENERACIÓN	NUMERO DE UNIDAD	MARCA	POTENCIA INSTALADA (kW)	HORAS DE OPERACIÓN	VIDA UTIL
BAHÍA CUPICA	1	MARATHON	300	7.479	62,60%
	2	DEUTZ	200	19.038	4,81%

Generación y Distribución de Gastos.

La siguiente tabla muestra el comportamiento de los costos reales y la generación desde el año 2019 hasta el año 2024.

Tabla 8. Histórico de Costos Reales Central Bahía Cupica

CONCEPTO	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ADMON	811.851.601	730.059.153	1.196.868.186	1.449.340.298	1.491.640.257	1.104.154.178
MMTO	1.354.729.270	547.504.612	837.400.066	3.342.942.175	2.946.696.942	370.562.627
OPERACIÓN	293.766.162	247.929.242	664.223.838	609.149.486	173.858.890	428.137.713
PMA	42.290.040	350.649.889	330.798.842	430.471.574	345.635.325	319.561.068
TOTAL GENERAL ($)	2.502.637.073	1.876.142.896	3.029.290.932	5.831.903.533	4.957.831.414	2.222.415.586
ENERGÍA GENERADA (kWh)	566.948	689.571	756.227	836.556	949.859	824.485

La distribución porcentual de los costos desde 2019 hasta 2024 es como indica el siguiente gráfico:

Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

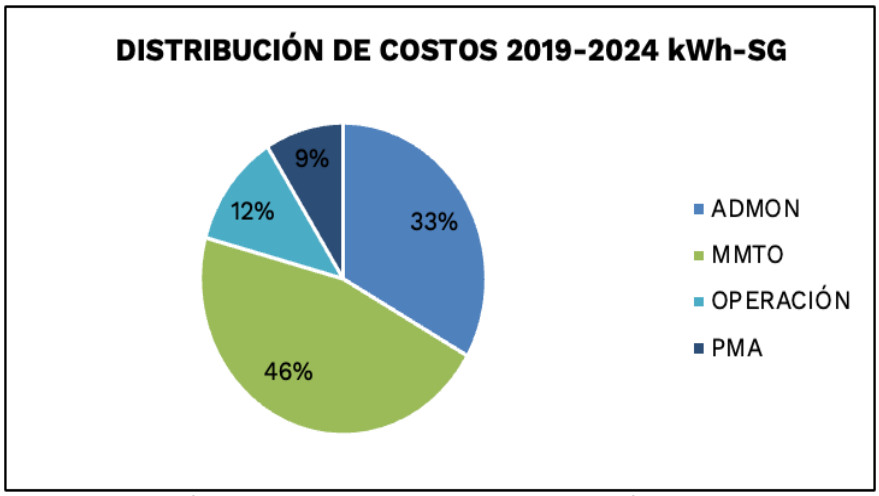


Figura 6. Distribución de costos por componente central Bahía Cupica de 2019 a 2024

El componente más alto en la distribución de costos es el de Mantenimiento con un **46%**, a continuación, la administración con él **33%**, seguido del componente de operación que incluye el costo de combustible y lubricante con el **12%** y por último el costo del PMA (Plan de Manejo Ambiental) con un **9%**.

A continuación, se presenta la distribución de costos correspondiente únicamente al año 2024:

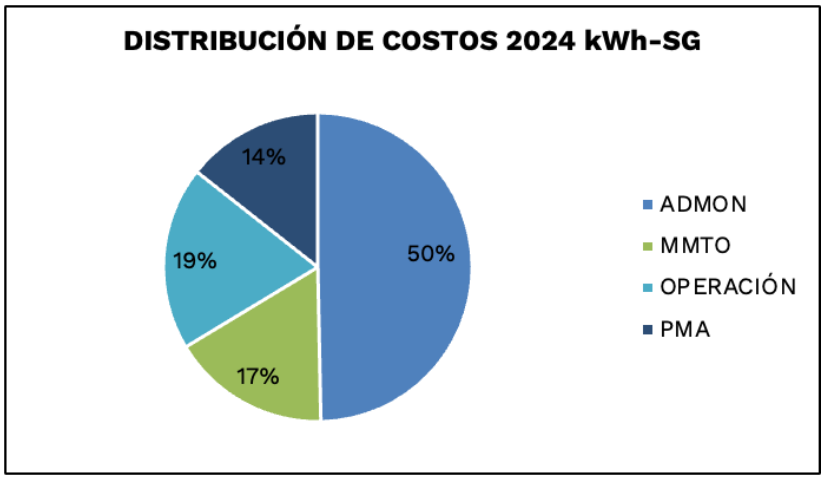


Figura 7. Distribución de costos por componente central Bahía Cupica 2024

Para él año 2024 se evidencia un cambio en el comportamiento histórico en la distribución de costos. Lo anterior debido a que el porcentaje de costos de mantenimientos realizados para este periodo bajó, por lo tanto, para este periodo

Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

el componente más alto de costos en la Administración que fue el **50%**, a continuación, la operación que incluye el costo de combustible y lubricante con el **19%**,luego el componente de Mantenimiento con el **17%** y por último el PMA (Plan de Manejo Ambiental) con un **14%**.

La demanda de energía en la central de Bahía Cupica ha tenido el siguiente comportamiento desde el año 2019 hasta el 2024:

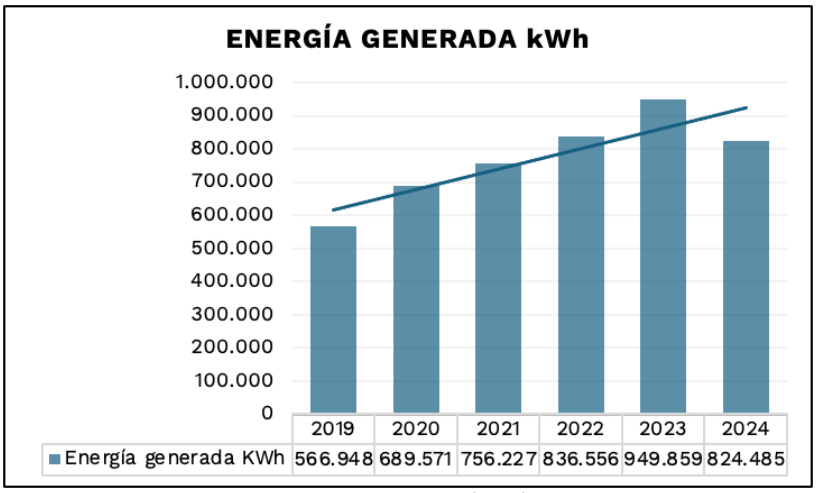


Figura 8. Demanda de Energía Eléctrica Mitú

La demanda máxima de energía de los años 2021, 2022, 2023 y 2024 se presenta en el siguiente gráfico:

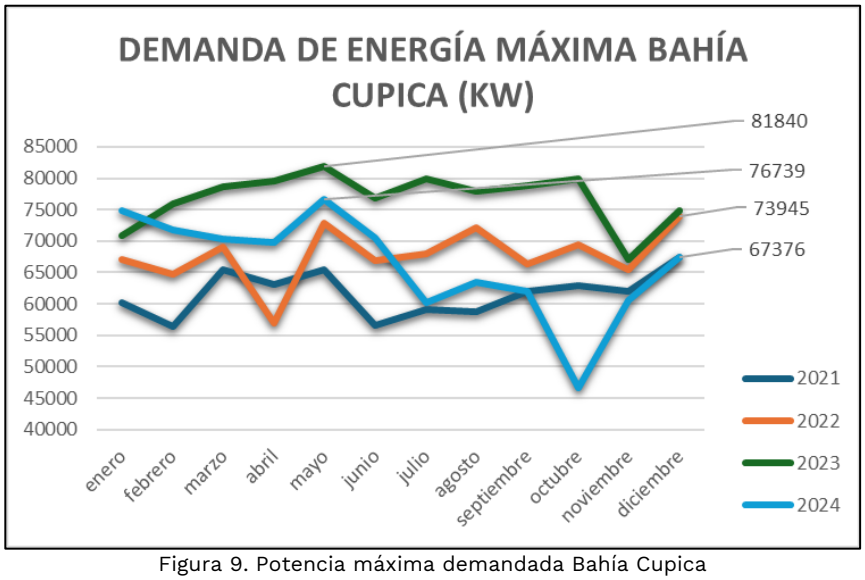


Figura 9. Potencia máxima demandada Bahía Cupica

Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

En Bahía Cupica, Chocó, GENSA presta el servicio de generación desde el año 2004 y actualmente lo hace mediante el contrato GGC 097-2015. La matriz energética de Bahía Cupica está compuesta 40% diésel y 60% hídrico en capacidad instalada. El comportamiento del costo por kWh generado en el último año se presenta a continuación:

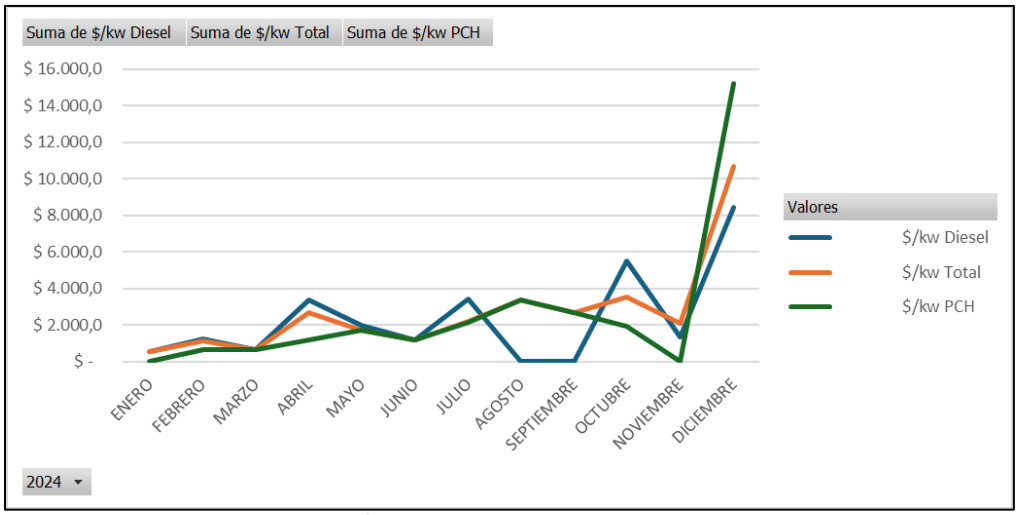


Figura 10. $/kWh Generado Central Bahia Cupica

2.3 Central de Generación Bahía Solano

Bahía Solano posee dos fuentes de energía eléctrica. De un lado, tiene la Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) Mutatá, en el río Boroboro, corregimiento de El Valle, que cuenta con cinco turbinas generadoras de energía de 375kW y por otro lado la central Diesel, con cuatro unidades de generación marca Cummins de 1.020, 1270, 1250 y 1196 kW en Ciudad Mutis.

CENTRAL DE GENERACIÓN	NUMERO DE UNIDAD	MARCA	POTENCIA INSTALADA (kW)	HORAS DE OPERACIÓN	VIDA UTIL
PCH Solano	1	CANYON	375	28787,92	-44%
PCH Solano	2	CANYON	375	15571,61	78%
PCH Solano	3	CANYON	375	44367,85	-122%
PCH Solano	4	CANYON	375	58087,39	-190%
PCH Solano	5	CANYON	375	36678,51	-83%
Solano	6	CUMMINS	1020	19539	98%
Solano	7	CUMMINS	1196	2695	13%

Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

CENTRAL DE GENERACIÓN	NUMERO DE UNIDAD	MARCA	POTENCIA INSTALADA (kW)	HORAS DE OPERACIÓN	VIDA UTIL
Solano	8	CUMMINS	**1270**	8018,9	40%
Solano	9	CUMMINS	**1250**	20257,8	-1%

Generación y Distribución de Gastos

La siguiente tabla muestra el comportamiento de los costos reales y la generación desde el año 2019 hasta el año 2024.

Tabla 9. Histórico de Costos Reales Central Bahía Solano

CONCEPTO	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ADMON	2.476.001.614	2.313.964.941	2.706.651.233	4.415.454.343	5.921.790.866	3.788.936.910
MMTO	3.520.373.186	2.936.861.682	2.369.855.914	5.945.838.189	5.825.576.336	3.543.510.831
OPERACIÓN	404.480.860	969.444.210	826.641.103	1.344.902.069	3.217.985.479	3.556.682.217
PMA	948.532.191	551.696.504	621.275.416	1.291.419.975	1.087.637.435	900.966.181
TOTAL GENERAL ($)	7.349.387.851	6.771.967.337	6.524.423.666	12.997.614.576	16.052.990.116	11.790.096.139
ENERGIA GENERADA (KWH)	6.515.756,00	8.987.097,00	9.988.118,34	10.484.418,30	11.863.135,70	12.772.735,30

La distribución porcentual de los costos es como indica el siguiente gráfico.

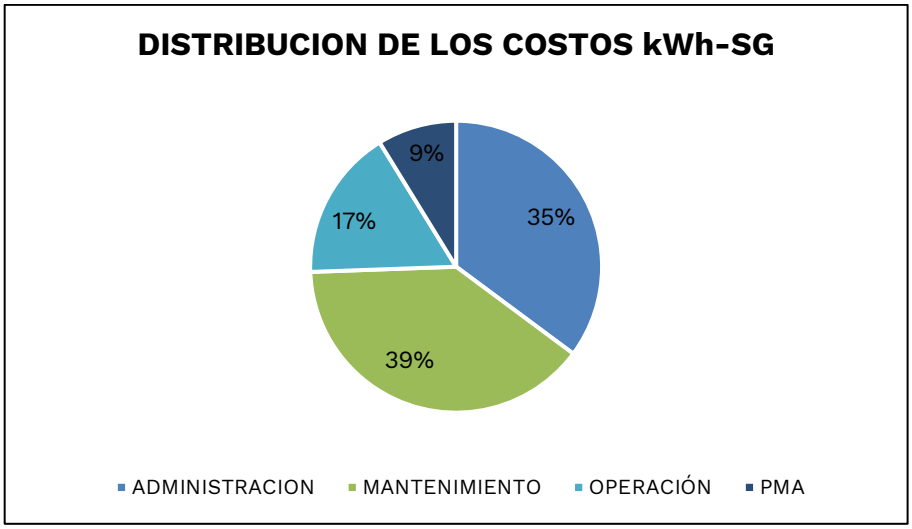


Figura 11. Distribución de costos por componente central Bahía Solano de 2019 a 2024

Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

El componente más alto en la distribución de costos es el de mantenimiento con un **39%.** A continuación, se encuentra la administración con el **35%,** seguido del componente de operación que incluye el costo de combustible y lubricante con el **17%** y por último el PMA (Plan de Manejo Ambiental) con el **9%.**

A continuación, se presenta la distribución de costos correspondiente al año 2024:

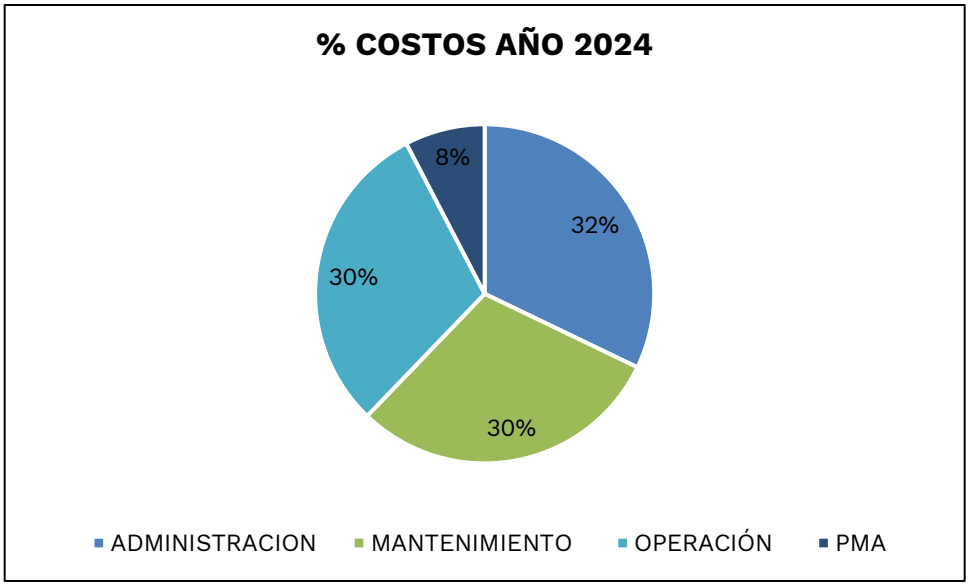


Figura 12. Distribución de costos por componente central Bahía Solano de 2024

Para el año 2024 se mantuvo el comportamiento histórico teniendo el componente más alto en la distribucion de costos en la Administración con un **32%.** A continuacion , se encuentra el Mantenimiento con el **30%,** seguido del componente de operación, que incluye el costo de combustible y lubricante con el **30%,** y por último el costo PMA (Plan de Manejo Ambiental) con el **8%.**

La demanda de energía en la central de Bahía Solano ha tenido el siguiente comportamiento, desde el año 2019 hasta el 2024:

Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

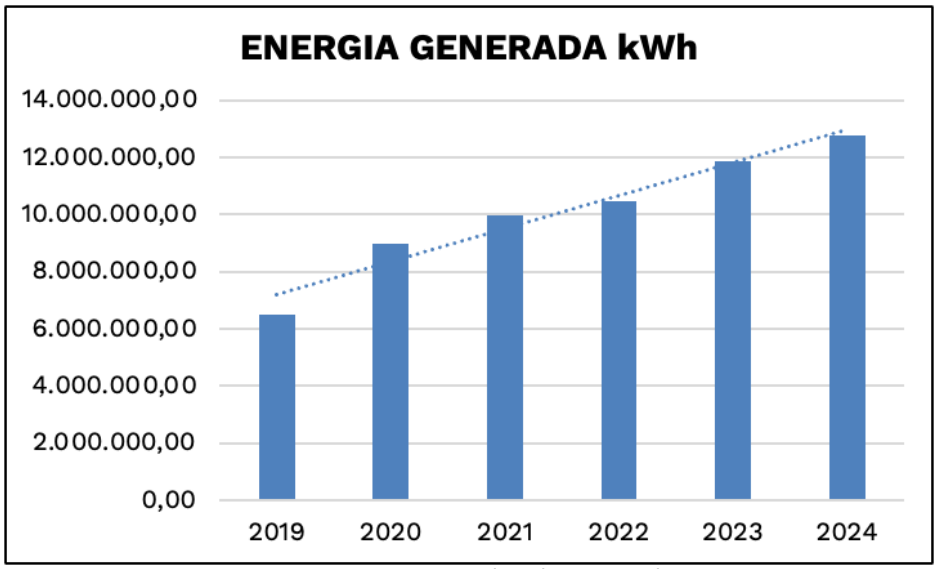


Figura 13. Demanda de Energía Eléctrica Bahía Solano

La demanda máxima de energía de los años 2021, 2022, 2023 y 2024 se presenta en el siguiente gráfico:

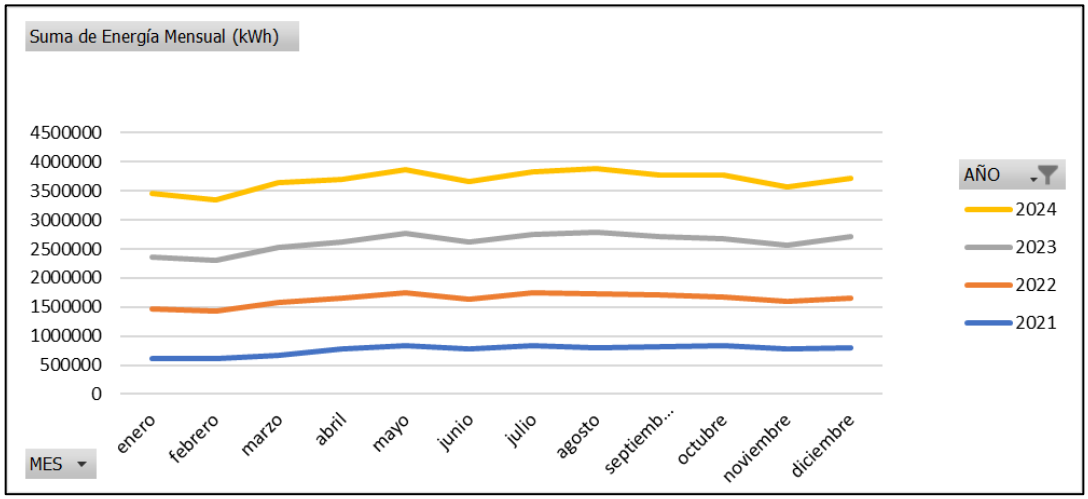


Figura 14. Energía máxima demandada Bahía Solano

En Bahía Solano, Chocó, GENSA presta el servicio de generación desde el año 2004 y actualmente lo hace mediante el contrato GGC-100-2015.La matriz energética de Bahía Solano está compuesta 72% diésel y 28% PCH en capacidad instalada.

Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

A continuación, se presente el comportamiento del costo por kWh generado el último año:

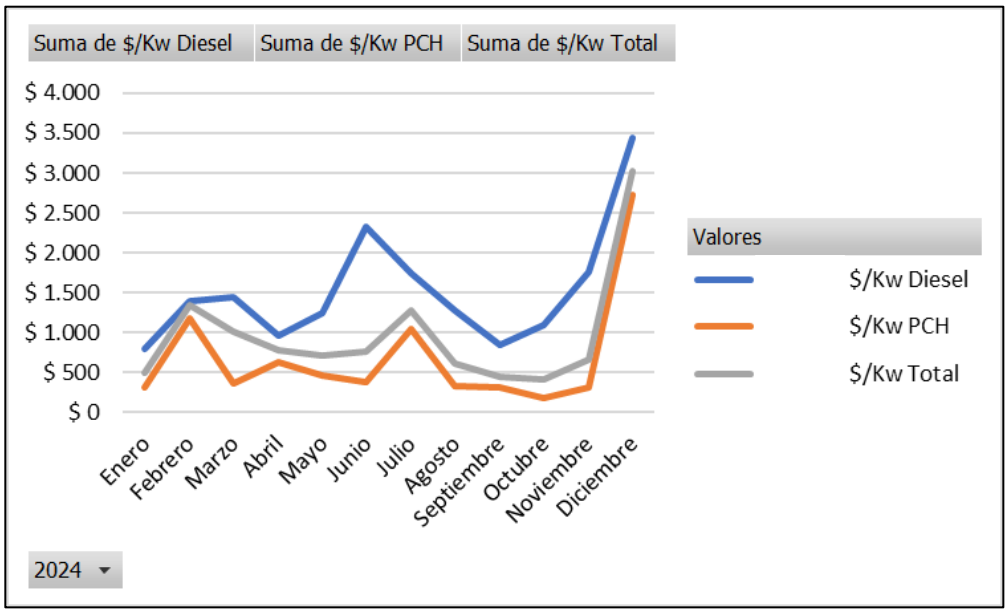


Figura 15. $/kWh Generado Central Bahía Solano 2024

2.4 Central de Generación Inírida

El sistema de generación de energía eléctrica en Inírida está conformado por una Granja Solar GSI de 2470 KW y una Central térmica con 6 unidades Diesel como se especifica en la siguiente tabla:

CENTRAL DE GENERACIÓN	NUMERO DE UNIDAD	MARCA	MODELO	POTENCIA INSTALADA (kW)	FECHA ENTRADA EN OPERACIÓN	HORAS DE OPERACIÓN	VIDA UTIL
INIRIDA	1	CUMMINS	QSK60 G6 CPL 2699	2000	16/07/2013	27614.7	138%
INIRIDA	2	CUMMINS	QSK60 G6 CPL 2699	2000	1/07/2013	50652.7	253%
INIRIDA	3	CUMMINS	KTA50 G3 CPL 2227	1270	17/02/2018	29939.7	150%
INIRIDA	4	CUMMINS	QSK60 G6 CPL 2699	2000	31/07/2013	48,652.80	243%
INIRIDA	5	CUMMINS	QSK60 G6 CPL 2699	2000	1/08/2013	55,307.50	277%
INIRIDA	6	CUMMINS	KTA50	1270	N/A	1,706.57	9%

Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

Generación y Distribución de Gastos.

La siguiente tabla muestra el comportamiento de los costos reales y la generación desde el año 2019 hasta el año 2024.

Tabla 10. Histórico de Costos Reales Central Inírida

CONCEPTO	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ADMON	2.823.389.636	2.951.063.650	3.614.119.265	4.641.040.040	4.816.789.869	4.127.960.067
MMTO	1.009.747.347	853.793.476	2.902.459.948	2.530.354.909	7.237.710.953	3.424.020.420
OPERACIÓN	14.751.076.921	14.347.908.568	12.902.367.901	15.236.559.580	16.390.893.483	19.182.285.042
PMA	402.181.659	452.024.323	676.264.943	797.755.153	566.969.812	684.310.180
INVERSION	1.433.706.413	2.040.598.754	2.581.934.651	5.145.409.461	5.333.347.823	4.909.499.831
TOTAL GENERAL ($)	20.420.101.976	20.645.388.771	22.677.146.708	28.351.119.143	34.345.711.940	32.328.075.540
ENERGÍA GENERADA (kWh)	20.310.646	21.207.811	22.737.270,00	24.051.302,00	25.950.116,00	28.290.659,00

La distribución porcentual de los costos es como indica el siguiente gráfico.

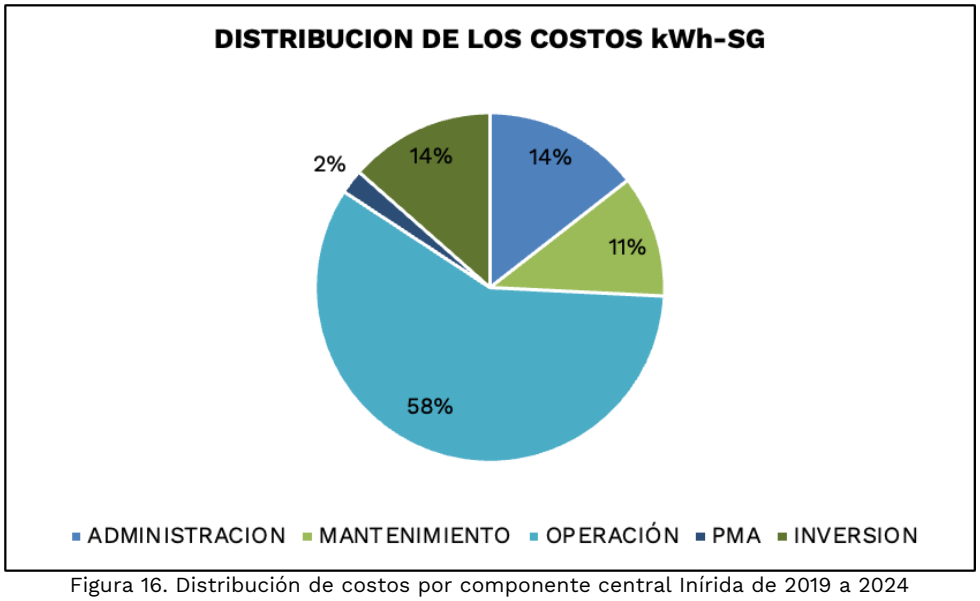


Figura 16. Distribución de costos por componente central Inírida de 2019 a 2024

Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

El componente más alto en la distribución de costos es la operación, que incluye el costo de combustible y lubricante con un **58%**. A continuación se encuentra el costo de administración con el **14%,** seguido del componente de inversión que representa el **14%**, luego el componente de mantenimiento con el **11%** y por último el costo de PMA (Plan de Manejo Ambiental) con un **2%.**

A continuación, se presenta la distribución de costos correspondiente únicamente al año 2024:

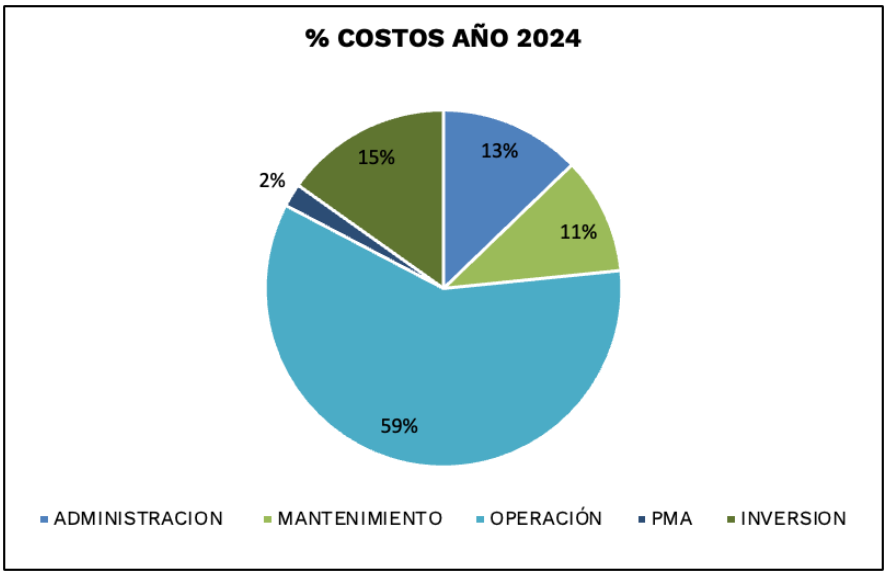


Figura 17. Distribución de costos por componente Central Inirida de 2024

Para el año 2024 se mantuvo el comportamiento histórico teniendo el componente más alto en la distribucion de costos en la operación, que incluye el costo de combustible y lubricante con un **59%**. A continuacion el componente de inversión con el **15%**, seguido del componente de administración con un **13%**, luego el componente de mantenimiento con el **11%** y por último el costo PMA (Plan de Manejo Ambiental) con un **2%.**

La demanda de energía en la central de Inírida ha tenido el siguiente comportamiento desde el año 2019 hasta el 2024:

Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

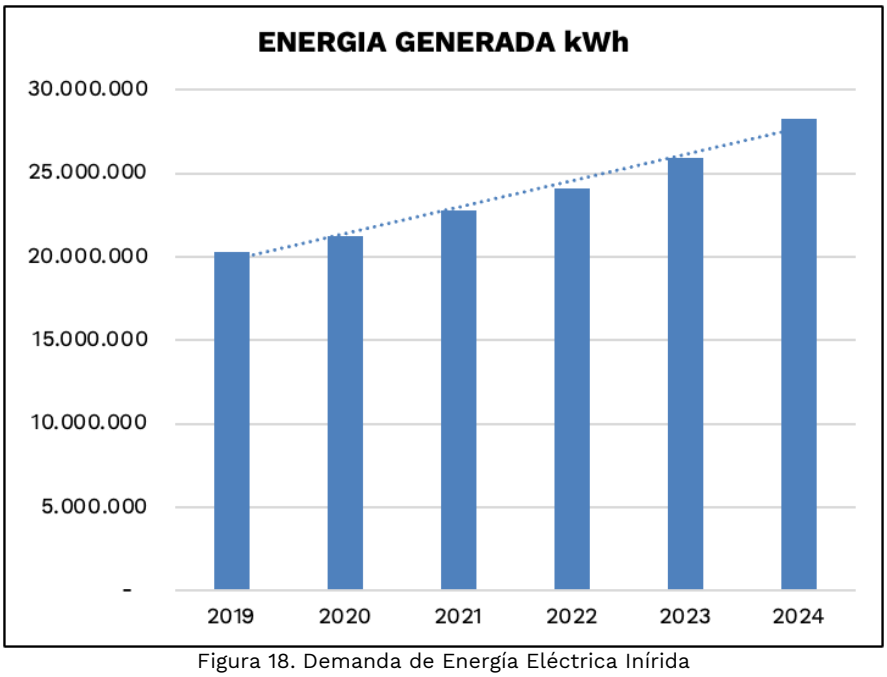


Figura 18. Demanda de Energía Eléctrica Inírida

En Inírida, capital del Guanía GENSA presta el servicio de generación desde el año 2004 y actualmente lo hace mediante el contrato GGC 101-2015. La demanda máxima de energía de los años 2021, 2022, 2023 y 2024 se presenta en el siguiente gráfico:

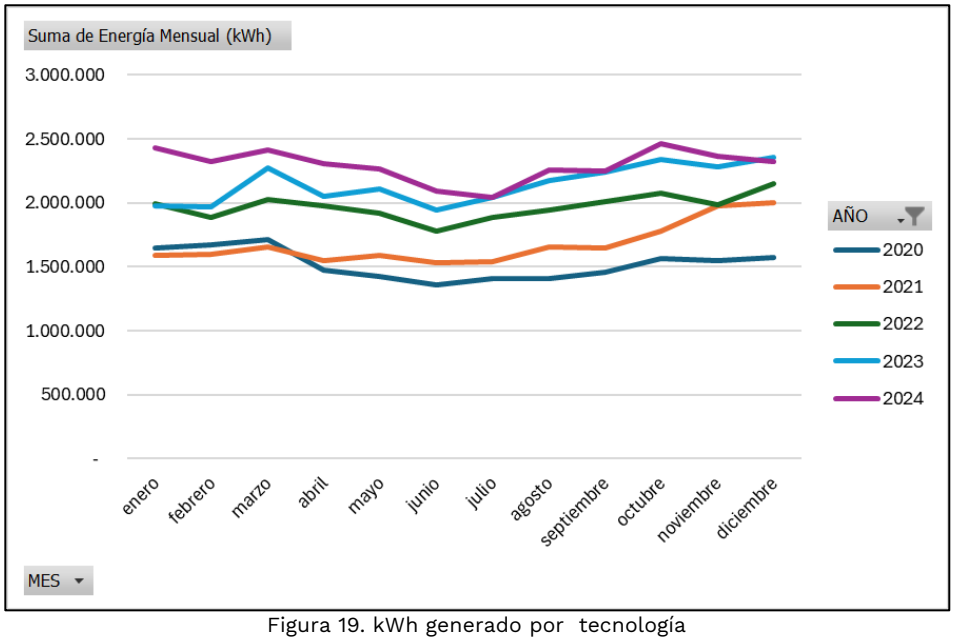


Figura 19. kWh generado por tecnología

Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

En Inírida, capital del Guanía GENSA es el responsable de la generación del municipio desde el año 2004 y mediante el contrato GGC 101-2015. La matriz energética de Inírida está compuesta 81% diésel y 19% Granja Solar en capacidad instalada.

A continuación, se presente el comportamiento del costo por kWh generado el último año 2024:

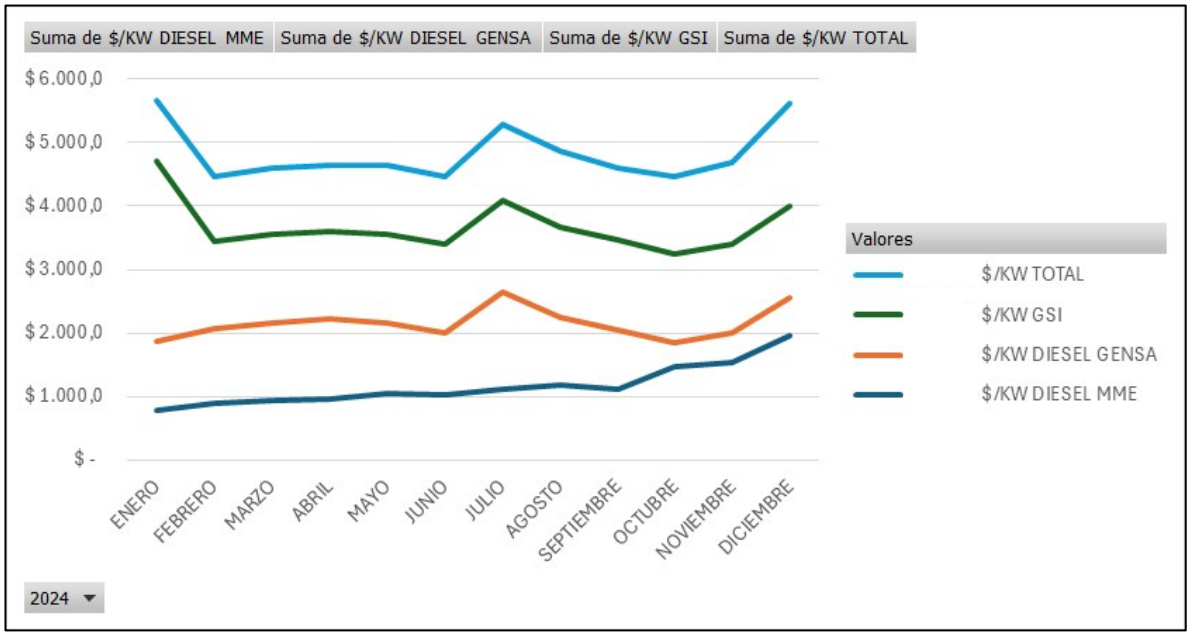


Figura 20. $/kWh Generado Central Inirida 2024

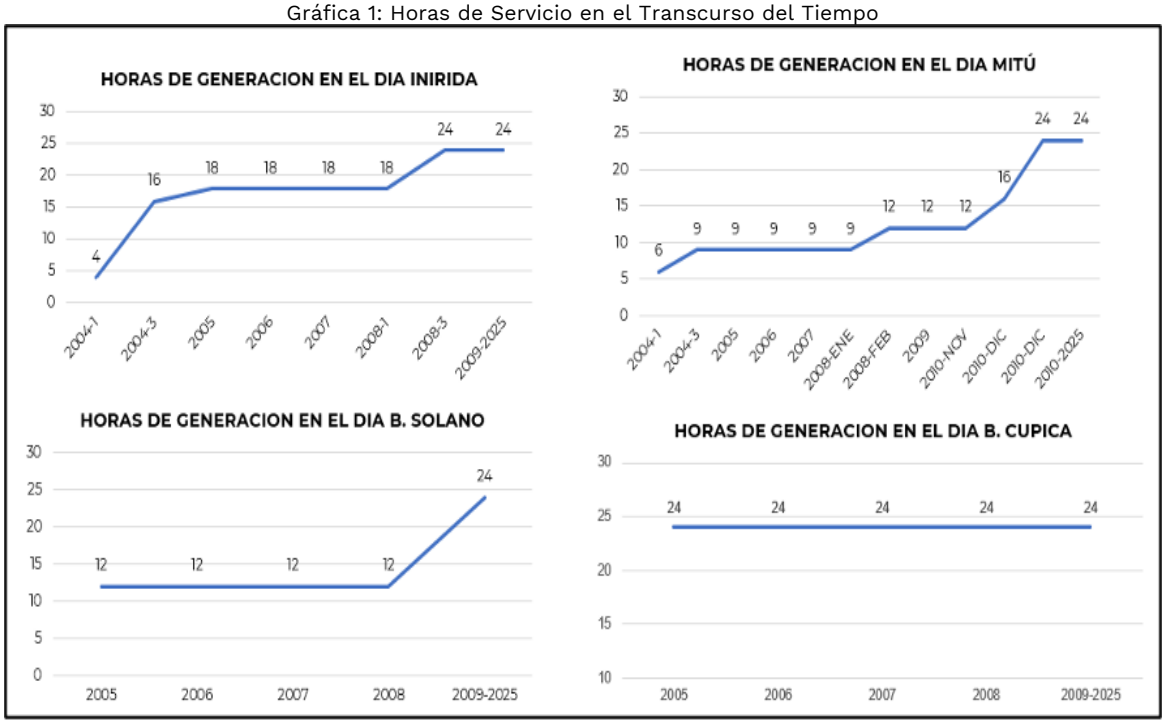
3. Desempeño Histórico Comparativo de las Centrales de Generación.

Desde el 2004, la Nación y el Ministerio han desarrollado una estrategia de política pública desde la expedición de la Ley 142 y 143 de 1994, que permitió a GENSA S.A. E.S.P. implementar una infraestructura energética capaz de llevar energía de 6 horas diarias a 24 horas, todos los días, en cada uno de los municipios atendidos por las Centrales de Energía.

Gráfica 1: Horas de Servicio en el Transcurso del Tiempo", se muestra como ha sido la prestación del servicio a lo largo del tiempo, evidenciando que actualmente en estos cuatro municipios se tiene 24 horas al día en la prestación del servicio de Generación, no siendo así al inicio de la gestión.

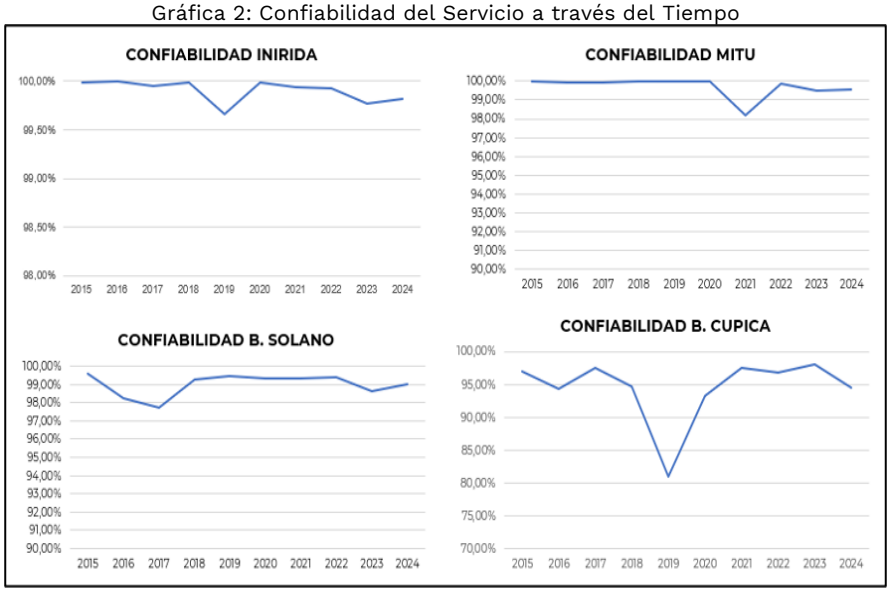
Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

Gráfica 1: Horas de Servicio en el Transcurso del Tiempo



Asimismo, la confiabilidad del servicio, es decir la disponibilidad temporal en porcentaje, que se tiene de la generación en el año, ha sido mantenida a través del tiempo, como lo muestra la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**:

Gráfica 2: Confiabilidad del Servicio a través del Tiempo



Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

Es importante resaltar que, los municipios beneficiados han tenido un crecimiento de población sostenido en los últimos 20 años al igual que la demanda de energía para atender sus necesidades.

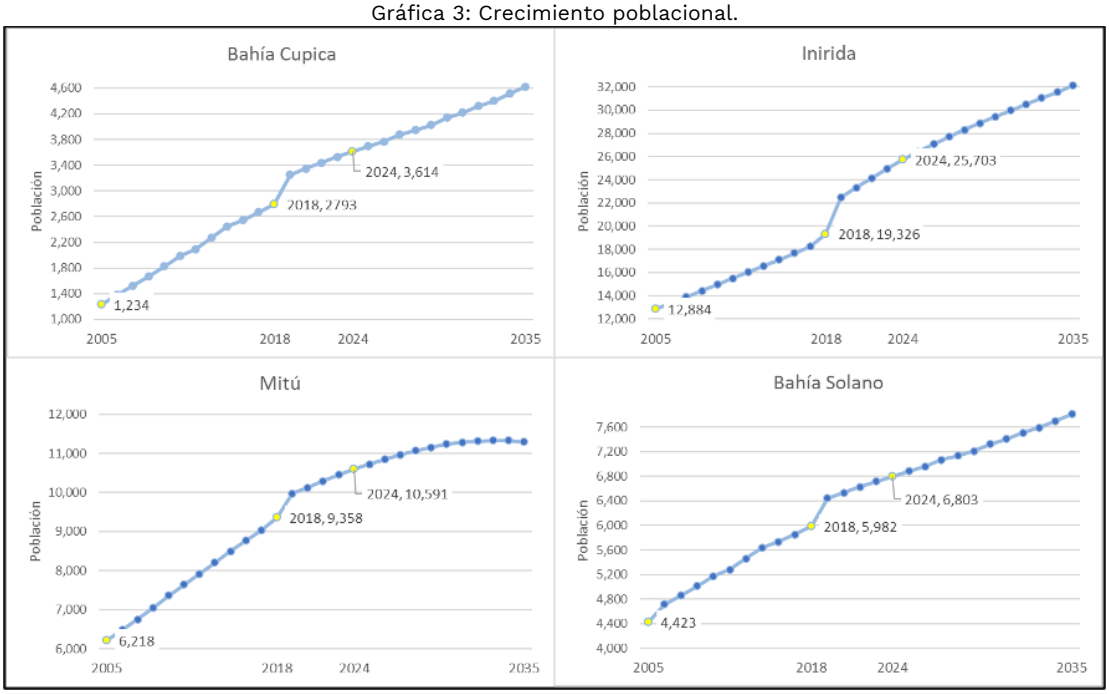
En la Tabla 11 se muestra el crecimiento poblacional entre los años 2005 al 2030, basados en los censos poblacionales del 2005 y del 2018. Toda esta información fue obtenida de las bases de datos del DANE.

Tabla 11: Crecimiento demográfico

Población Año	Bahía Solano (Habitantes)	Bahía Cupica (Habitantes)	Inírida (Habitantes)	Mitú (Habitantes)
2005	4,423	1,234	12,884	6,218
2010	5,174	1,985	15,495	7,641
2015	5,856	2,667	18,237	9,033
2018	5,982	2793	19,326	9,358
2020	6,441	3,252	22,470	9,976
2025	6,885	3,696	26,405	10,719
2030	7,325	4,136	29,418	11,239

*Fuente:*https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion

Gráfica 3: Crecimiento poblacional.



Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

Gráfica 4: Crecimiento Anual de Generación



En las Gráficas 3 y 4, se evidencia un crecimiento poblacional desde el año 2005, los cual conlleva a un aumento en la demanda de energía eléctrica para suplir las necesidades de la población.

El crecimiento de la demanda de Energía para Mitú entre el año 2015 y 2024 fue del 78.51%, para Bahía Cúpica en el mismo período fue de 82.97%, Bahía Solano de 77.23% e Inírida de 70.4%.

Para apoyar este ritmo de crecimiento en el servicio y mantener la calidad de este, el Ministerio ha hecho un esfuerzo en política pública, jurídico, financiero y técnico para las Zonas No Interconectadas (ZNI) en general y para estos municipios en particular. Es así como se han generado a través de la CREG, resoluciones para el reconocimiento tarifario, como la CREG 091-2007, CREG 012-2018 y CREG 135 – 2019 y de igual manera desde el Ministerio como las resoluciones para el reconocimiento de subsidios 40239 de 2022 y la resolución para el reconocimiento de remuneración de la administración del AOM 40193 de 2024.

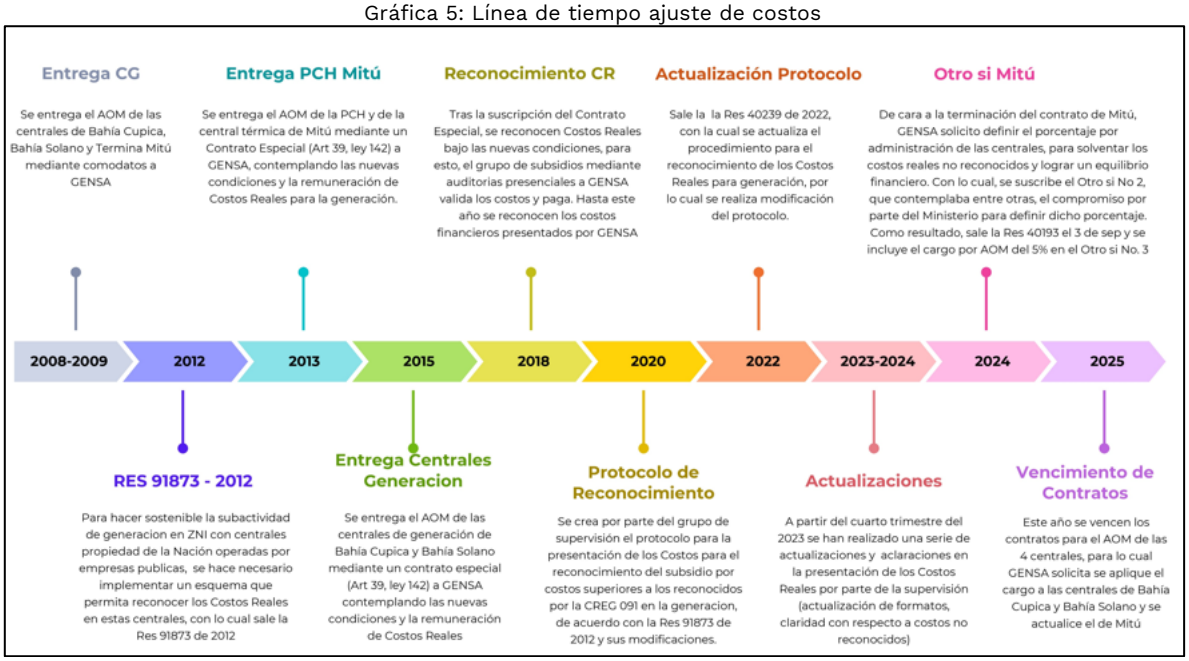
Adicionalmente, dado que las condiciones operativas en estas zonas presentan una mayor complejidad en comparación con el Sistema Interconectado Nacional (SIN), y con el objetivo de mantener la calidad del servicio mencionada previamente, el Ministerio ha supervisado, ajustado y adaptado continuamente el esquema de costos de Administración, Operación y Mantenimiento de las Plantas

Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

de Generación. Esto incluye el reconocimiento de costos reales, con el fin de garantizar la sostenibilidad óptima del servicio de generación a lo largo del tiempo. La

Gráfica 5 muestra el desarrollo en el tiempo del reconocimiento de costos.

Gráfica 5: Línea de tiempo ajuste de costos



4. SOLICITUD DEL PRESTADOR DEL SERVICIO.

GENSA S.A. E.S.P. presentó al ministerio solicitud de remuneración administrativa transitoria por el AOM de las plantas de Generación de Mitú, Bahía Solano y Bahía Cupica del 8% y la aplicación de costos eficientes de acuerdo con las resoluciones de la CREG para el municipio de Inírida, mediante comunicado con radicado 1-2025-005817 del 12 de febrero del 2025 (Anexo 1).

En el comunicado se manifiesta que:

> *"(....)Adelante ponemos a su consideración los ajustes que GENSA estima necesarios para equilibrar financieramente el esquema de gestión económica en estos contratos de tal manera que se cumplan los principios de eficiencia económica y suficiencia financiera en la prestación del servicio de generación de energía en las zonas ya mencionadas.*

Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

ACCIÓN	RAZÓN
1. Remunerar la generación de la central de Inírida con base en lo establecido en la resolución CREG 091-2007.	Esto permite contar con un esquema de remuneración económica objetivo, con estabilidad jurídica y en el cual GENSA se acoge a unos valores de costos regulados. Se viene adelantando este mismo proceso para las demás centrales de generación.
2. Extender para Bahía Solano y Cupica la figura existente en Mitú, mediante Resolución 40139-2024 y fijar un porcentaje de administración de 8%.	Permite, utilizando el marco normativo existente que reconoce un factor de administración sobre activos de propiedad del Ministerio de Minas y Energía equilibrar también los Contratos Especiales de B. Solano y Cupica.
3. Definir un plazo para el esquema transitorio que se estima en 1 año	Como plazo razonable para que la CREG termine de ejecutar el procedimiento administrativo de revisión de los cargos de generación para los mercados de Mitú Vaupés, Bahía Solano y Cupica Chocó, con los cuales se podría normalizar definitivamente el esquema de gestión en las ZNI.

Estos tres aspectos jurídicamente se pueden ajustar en el potencial otrosi a celebrar y lograrían una sustentabilidad mínima de estos contratos así:

ACTUALMENTE, SIN RECONOCIMIENTO DE COSTOS FINANCIEROS			
ESCENARIO	INGRESOS	COSTOS	%
Sin CF (2023)	82.263.473.574	88.262.536.640	-6,80%
Sin CF (2024 ene-agos)	43.830.993.010	48.081.825.332	-8,84%
Sin CF y PA Mitú (2024 sept-dic)	29.777.246.489	30.574.576.409	-2,61%
Sin CF, PA todos y CREG Inírida (proy)	92.484.082.293	87.776.663.319	5,36%

(...)"

Posteriormente, el 6 de marzo del 2025, mediante correo electrónico (Anexo 2), reitera su solicitud adjuntando borradores para los otrosí de los contratos, en los siguientes términos:

> *"(...)Respetado Señor Director. En atención a la propuesta presentada por GENSA mediante comunicado 2025-IE-00000430 del 12 de febrero, misma que fue discutida en términos generales con Usted y su equipo en reuniones del 23 de enero y 10 de febrero 2025 y de acuerdo con deliberaciones al interior de nuestra Junta Directiva en sesión ordinaria del mes de febrero, celebrada el 26 del citado mes, mediante la presente nos permitimos poner a su consideración los borradores de otrosí a los contratos especiales GGC-209-2013, GGC-097-2015, GGC-100-2015 y GGC-101-2015 de tal manera que sirvan de base para avanzar rápidamente en la formalización de un esquema contractual que permita garantizar el servicio de energía en Mitú mas*

Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

allá del 26 de marzo 2025 y en Inírida, Bahía Solano y Cupica mas allá del 9 de abril.
Como lo mencionamos Señor Director, es crucial avanzar prontamente con la formalización de los mencionados otrosíes, pues de lo contario GENSA no tendría marco contractual ni presupuestal para prestar el servicio mas allá de las fechas de terminación de los actuales contratos y por tanto quedamos atentos a sus directrices a apoyar en todo lo que esté a nuestro alcance para alcanzar lo mencionado.

(...)"

5. Concepto del Apoyo a la Supervisión

La supervisión de la Dirección de Energía Eléctrica estudió y analizó la propuesta presentada por GENSA S.A. E.S.P. y desarrolló tres escenarios financieros para registrar el impacto que tendría en el reconocimiento de costos, tomando como base los datos de los años 2023 y 2024.

El primer escenario es el reconocimiento actual de remuneración por administración, es decir, el 7% del valor del combustible y lubricante como lo viene aplicando el Ministerio, para Mitú (hasta el 2 trimestre de 2024), Bahía Solano y Bahía Cupica.

El segundo escenario es el reconocimiento del 5% de remuneración por administración sobre los costos reales de AOM de los activos propiedad del Ministerio, tal como se viene haciendo desde el cuarto trimestre del 2024 para Mitú, extendido para Bahía Solano y Bahía Cupica.

El tercer escenario es aplicando el reconocimiento del 8% de remuneración por administración sobre los costos reales de AOM de los activos propiedad del Ministerio, como lo solicita GENSA S.A. E.S.P para Mitú, Bahía Solano y Bahía Cupica.

Para el caso de la central de Inírida, esta supervisión considera pertinente la propuesta realizada por GENSA S.A. E.S.P., ya que estaría bajo los costos regulados definidos por la CREG 091-2007, CREG 012-2018 y CREG 135-2019 y no requiere de un régimen transitorio de remuneración como el caso de las centrales de Mitú, Bahía Solano Y Bahía Cupica, sino, entraría a ser considerada como cualquier otra central dentro de la ZNI sin déficit en la actividad de generación. Por consiguiente, no requiere seguir estando amparada por el Titulo III la Resolución 40239 de 2022.

Para el análisis de los tres escenarios se tomó como base los costos reales de la administración, operación y mantenimiento de los años 2023 y 2024, los cuales se presentan en la siguiente tabla.

Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

	CENTRAL B. CUPICA	CENTRAL B. SOLANO	CENTRAL MITU
	COSTOS APROBADOS MME (SIN 7% FUNCIONAMIENTO)	COSTOS APROBADOS MME (SIN 7% FUNCIONAMIENTO Y SIN ALQUILER)	COSTOS APROBADOS MME PROP MME (SIN 7% FUNCIONAMIENTO NI INVERSION)
T1 2024	$ 171,798,585	$ 2,795,869,440	$ 2,951,220,524
T2 2024	$ 401,184,932	$ 1,694,713,267	$ 3,260,340,688
T3 2024	$ 554,930,969	$ 2,388,437,961	$ 3,179,205,121
T4 2024	$ 1,064,531,460	$ 3,957,288,044	$ 5,300,565,869
TOTALES	**$ 2,192,445,946**	**$ 10,836,308,712**	**$ 14,691,332,203**
T1 2023	$ 296,258,222	$ 2,089,746,849	$ 4,107,421,188
T2 2023	$ 1,468,694,654	$ 2,882,163,182	$ 3,685,154,173
T3 2023	$ 1,388,464,087	$ 3,799,386,659	$ 4,090,489,708
T4 2023	$ 1,792,244,328	$ 4,939,648,024	$ 7,811,495,936
TOTALES	**$ 4,945,661,291**	**$ 13,710,944,714**	**$ 19,694,561,005**

Fuente: Informes de costos reales presentados por GENSA y revisados por la supervisión

La Tabla 12 muestra el impacto en el reconocimiento de costos de los 3 escenarios para las tres centrales. La Gráfica 6 presenta un análisis global del impacto en los años evaluados para el fondo.

Tabla 12: Escenarios de reconocimiento de remuneración administración AOM

GGC 097-2015 BAHIA CUPICA	2023	2024	TOTAL 2023-2024	IMPACTO PARA EL FONDO
7% FUNCIONAMIENTO (Se reconoce actualmente)	12.170.122	29.969.640	42.139.762	
5% AOM A RECONOCER	247.283.065	109.622.297	356.905.362	314.765.600
8% AOM A RECONOCER	395.652.903	175.395.676	571.048.579	528.908.817

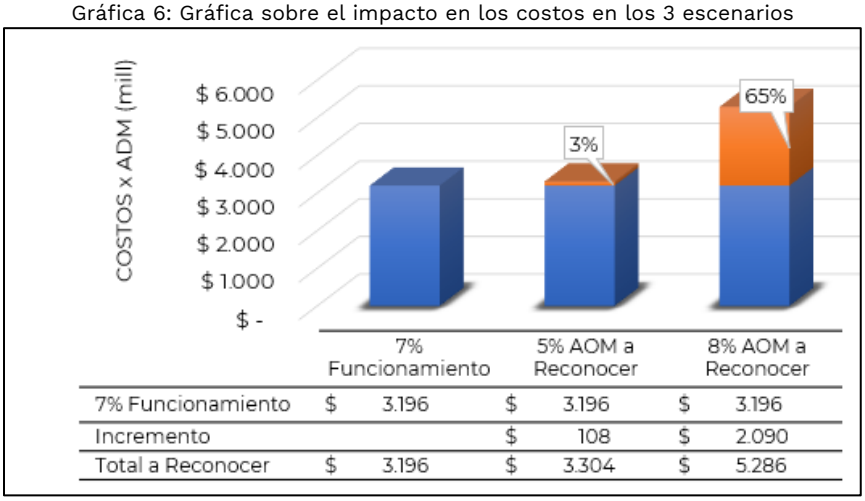
Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

GGC 100-2015 BAHIA SOLANO	2023	2024	TOTAL 2023-2024	IMPACTO PARA EL FONDO
7% FUNCIONAMIENTO(Se reconoce actualmente)	276.226.869	248.967.755	525.194.624	
5% AOM A RECONOCER	685.547.236	541.815.436	1.227.362.671	702.168.047
8% AOM A RECONOCER	1.096.875.577	866.904.697	1.963.780.274	1.438.585.650

GGC 209-2013 MITU	2023	2024	TOTAL 2023-2024	IMPACTO PARA EL FONDO
7% FUNCIONAMIENTO (Se reconoce actualmente)	1.279.634.901	1.348.911.961	2.628.546.862	
5% AOM A RECONOCER	984.728.050	734.566.610	1.719.294.660	-909.252.202
8% AOM A RECONOCER	1.575.564.880	1.175.306.576	2.750.871.457	122.324.594

TOTAL CE GENSA	2023	2024	TOTAL 2023-2024	IMPACTO PARA EL FONDO	% de Incremento
7% FUNCIONAMIENTO (Se reconoce actualmente)	1.568.031.892	1.627.849.356	3.195.881.248		
5% AOM A RECONOCER	1.917.558.351	1.386.004.343	3.303.562.694	107.681.445	3%
8% AOM A RECONOCER	3.068.093.361	2.217.606.949	5.285.700.310	2.089.819.061	65%

Gráfica 6: Gráfica sobre el impacto en los costos en los 3 escenarios



Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

Como se puede apreciar en la Grafica 6, aplicar el 8% de remuneración por administración, como lo solicita GENSA S.A. E.S.P., ocasionaría un crecimiento del 65% en los costos reconocidos en las tres centrales de generación, con un aumento de $2.089.819.061 si se hubiese aplicado para los años 2023 y 2024.

Con un reconocimiento del 5%, el aumento solo sería del 3% el cual no impactaría de manera significativa los costos.

Cabe resaltar, que como se ha explicado en este documento, el crecimiento en la demanda y en las exigencias de confiabilidad del servicio solicitada por las mismas comunidades a lo largo del tiempo, requiere de una sostenibilidad financiera para el generador, de modo que se continúe con el apoyo por parte de la nación en la aplicación de políticas que permitan la transición energética justa y la continuación de la prestación del servicio de calidad. Es por esto que esta supervisión considera viable el reconocimiento del 5% como se viene adelantando para la central de Mitú, sobre activos propiedad de la nación.

Es importante mencionar que la remuneración de este componente por administración del AOM, para lograr el equilibrio financiero, es de carácter temporal, hasta que la CREG expida las resoluciones correspondientes de asignación de cargos en estas centrales, tal como ocurrió con Inírida. Estas solicitudes de cargos ya fueron presentadas por GENSA S.A. E.S.P. ante la CREG y tras su aprobación los costos pasarían a ser reconocidos vía regulación como las demás ZNI.

En cuanto al reconocimiento de los costos asociados al AOM de las unidades propiedad de GENSA S.A. E.S.P., se aclara que solo serán reconocidos vía costo real, aquellos que se consideren rutinarios para el normal funcionamiento de las unidades, pero aquellos que se consideren mantenimientos robustos (overhall) no se reconocerán por esta vía, ya que para estos se reconoce el componente de inversión de manera vitalicia.

Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

6. Conclusiones

a. En conclusión, la infraestructura energética de generación en estas centrales ha experimentado una mejora significativa a lo largo del tiempo, gracias a una gestión en términos de administración, operación, mantenimiento e inversión sostenible. Este proceso ha permitido una transición de un servicio limitado de 6 horas diarias a un servicio continuo de 24 horas al día, 7 días a la semana, con una confiabilidad promedio mayor del 90% en la prestación del servicio y una confiabilidad en unidades disponibles de $(N-2)$, es por esto que, para garantizar la sostenibilidad financiera, mantener la confiabilidad del sistema, satisfacer el crecimiento poblacional y la demanda energética, resulta adecuado reconocer una comisión del 5% por la administración del AOM de activos propiedad de la Nación, lo cual no tendría un impacto significativo en los costos, pero contribuiría al mantenimiento y expansión del servicio en el largo plazo.

b. Dados los análisis realizados, no es procedente el reconocimiento del 8% del AOM de activos propiedad de la Nación por administración solicitado por GENSA S.A. E.S.P., ya que el impacto sobre el fondo es considerable y dado que el 5% está siendo reconocido para la localidad de Mitú y seguiría el principio de igualdad al aplicarlo para todas las centrales. Igualmente se recalca que este es un reconocimiento de carácter transitorio, ya que una vez los cargos solicitados sean evaluados y asignados por la CREG, las centrales operadas por GENSA S.A. E.S.P. pasaría a un esquema de reconocimiento vía regulación como las demás ZNI.

c. Es importante solicitar a GENSA S.A. E.S.P. dentro de las cláusulas de los contratos a modificar, la presentación de proyectos con energías renovables, debidamente estructurados, durante el tiempo de ampliación del plazo del contrato, de modo que sea efectivo el camino hacia la transición energética justa.

d. En cuanto a la central de generación de Inírida, esta supervisión avala la transición hacia el reconocimiento del costo eficiente de acuerdo con los cargos aprobado por la CREG-091-2007, CREG 012-2018 y CREG 135-2019.

Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180

7. Recomendaciones

Luego del análisis realizado y expuesto en el presente documento este apoyo a la supervisión recomienda la inclusión dentro del clausulado de las prórrogas de los contratos GGC-097-2015 (Bahía Cupica), GGC-100-2015 (Bahía Solano) y GGC209-2013 (Mitú), la aplicación del 5% de remuneración por administración sobre los costos reales de AOM de los activos propiedad del Ministerio, teniendo en cuenta las consideraciones establecidas en el concepto y conclusiones de los capítulos 5 y 6 respectivamente.

Luego del análisis realizado y expuesto en el presente documento este apoyo a la supervisión recomienda para el municipio de Inírida, el reconocimiento de costos eficientes de acuerdo con las Resoluciones CREG-091-2007, CREG-012-2018 y CREG-135-2019.

Atentamente,

Subgrupo de AOM – Grupo de Supervisión
Dirección de Energía Eléctrica
Ministerio de Minas y Energía

Anexos: 1. Oficio con radicado 1-2025-005817 del 12 de febrero de 2025, Solicitud remuneración Contratos Especiales GENSA
2. Comunicado Correo Electrónico GENSA reiteración solicitud

Ministerio de Minas y Energía
Dirección: Calle 43 No.57 - 31, CAN, Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: (+57) 601 2200300
Línea Gratuita: (+57) 01 8000 910180