



# Superservicios



IV TRIMESTRE 2024

# BOLETÍN TARIFARIO ZNI

Grupo de Zonas No Interconectadas  
Dirección Técnica de Gestión de Energía

# Contenido

## Contenido

Introducción .....	5
1. Estructura Tarifaria (CREG 091 - 2007) .....	5
2. Resolución CREG 101 026 de 2022 .....	6
3. Regulación Subsidios .....	7
3.1. Resolución MME 40239 (13-07-2022).....	7
3.2. Resolución MME 40292 (05-08-2022).....	7
4. Áreas geográficas de las ZNI.....	8
5. Territorial Occidente .....	9
5.1. Cargo de Generación (G) .....	9
5.2. Combustible.....	11
5.3. Pérdidas .....	13
5.4. Componente de Distribución (D) .....	14
5.5. Componente de Comercialización (C).....	16
5.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS).....	18
5.7. Tarifas Aplicadas .....	20
5.8. Subsidios .....	21
6. Territorial Suroriente .....	23
6.1. Cargo de Generación (G) .....	23
6.2. Combustible.....	24
6.3. Pérdidas .....	26

6.4.	Componente de Distribución (D) .....	27
6.5.	Componente de Comercialización (C).....	29
6.6.	Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS).....	30
6.7.	Tarifas Aplicadas .....	32
6.8.	Subsidios .....	33
7.	Territorial Suroccidente .....	34
7.1.	Cargo de Generación (G).....	34
7.2.	Combustible.....	37
7.3.	Pérdidas .....	38
7.4.	Componente de Distribución (D) .....	39
7.5.	Componente de Comercialización (C).....	42
7.6.	Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS).....	44
7.7.	Tarifas Aplicadas .....	47
7.8.	Subsidios .....	48
8.	Territorial Nororiente .....	49
8.1.	Cargo de Generación (G).....	49
8.2.	Combustible.....	50
8.3.	Pérdidas .....	51
8.4.	Componente de Distribución (D) .....	51
8.5.	Componente de Comercialización (C).....	52
8.6.	Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS).....	52
8.7.	Tarifas Aplicadas .....	53
8.8.	Subsidios .....	54
9.	Generadores Puros.....	54
10.	Áreas de Servicio Exclusivo (ASE).....	55

10.1.	Tarifas aplicadas .....	55
10.2.	Subsidios ASE .....	56
11.	Información consolidada de Tarifas Aplicadas para el trimestre .....	58
12.	Información consolidada de Subsidios para el trimestre .....	60
13.	Soluciones Solares Fotovoltaicas Individuales (SSFVI) .....	62
14.	Resolución SSPD No. 20211000859995 (24-12-2021) .....	65
15.	Anexo 1 Tarifas aplicadas Territorial Occidente .....	67
16.	Anexo 2 Tarifas aplicadas Territorial Suroriente .....	68
16.	Anexo 3 Tarifas aplicadas Territorial Suroccidente .....	69
17.	Anexo 3 Tarifas aplicadas Territorial Nororiente .....	70

**Proyectó:**

Geraldin Sánchez Castiblanco

**Revisó**

Marco Aurelio Pérez Vargas

Coordinador Grupo ZNI – DTGE

Héctor Horacio Suarez Bernal

Director Técnico de Gestión de Energía

**Aprobó:**

Héctor Horacio Suarez Bernal

Director Técnico de Gestión de Energía

## Introducción

El presente Boletín Tarifario pone en conocimiento de los interesados la información de Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica (CUPS) y las Tarifas aplicadas por los prestadores del servicio de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas (ZNI), esto para el cuarto trimestre de 2024; los datos y análisis mostrados se hicieron con base en la información cargada y certificada en el Sistema Único de Información – SUI.

Para elaborar el presente Boletín Tarifario, el Grupo de Zonas No Interconectadas – GZNI de la Dirección Técnica de Gestión de Energía – DTGE, realizó análisis a los cargos de generación, distribución y comercialización que conforman el CUPS, también analizó las respectivas tarifas aplicadas por los prestadores a sus suscriptores, así como los datos de consumo de combustible destinado a la generación de energía eléctrica en ZNI; la estructura del presente informe se realiza de acuerdo a la distribución de empresas por cada dirección territorial de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD.

Este Boletín está compuesto por catorce secciones y tres anexos. La primera sección expone la estructura tarifaria a partir de la Resolución CREG 091 del año 2007 y sus modificaciones; la segunda describe la nueva Resolución CREG No. 101 026 de 2022 la cual define la nueva metodología de cálculo del CUPS que deberán aplicar los prestadores del servicio cuando la tecnología con la que se presta el servicio de energía eléctrica domiciliaria sea a través de Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas (SISFV); la tercera aborda las Resoluciones MME 40239 de 2022 y MME 40292 de 2022 que establecen el procedimiento para la distribución de giros de subsidios para el servicio público domiciliario de energía eléctrica en las ZNI mediante tipo de tecnología Diésel y Soluciones Solares Fotovoltaicas Individuales (SSFVI); la cuarta sección realiza agrupación de la ZNI de acuerdo con la distribución por departamentos pertenecientes a las direcciones territoriales de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para mostrar el contexto tarifario de acuerdo a la información certificada en SUI por parte de los prestadores. De la quinta a la octava sección, se presenta el comportamiento de cada uno de los cargos que componen el CUPS, uso del combustible por galón, pérdidas, tarifas aplicadas y subsidios de los mercados que hacen parte de la ZNI a fin de tener una visión global de las novedades para cada una de las territoriales establecidas en la sección 4; posteriormente, en la sección novena se muestra un análisis de combustible utilizado y el valor de eficiencia para los generadores puros, en la sección décima se muestran las tarifas y subsidios aplicados para los prestadores ubicados en áreas de servicio exclusivo (ASE), en la sección décima primera se presenta la información consolidada de tarifas de referencia del SIN, en la sección décima segunda se muestran los subsidios facturados por estrato, en la décima tercera se muestra el comportamiento de la estructura tarifaria mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas (SISFV), en la sección décima cuarta se presenta la nueva Resolución de cargo de información al SUI SSPD No. 20211000859995 del 24 de diciembre de 2021 y en las últimas tres secciones se presentan los anexos de tarifas aplicadas por territorial.

### 1. Estructura Tarifaria (CREG 091 - 2007)

La Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, mediante la Resolución CREG 091 de 2007, definió la metodología para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como las fórmulas tarifarias generales para establecer el Costo Unitario de Prestación del Servicio público de energía eléctrica - CUPS en las Zonas No Interconectadas.

Para el año 2009, la CREG, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 056 de 2009, consideró necesaria la actualización de los costos de inversión utilizados para remunerar las actividades de generación y distribución de energía eléctrica en las ZNI, por lo cual expidió la Resolución CREG 057 de 2009, con la que actualizó los artículos 22 y 29 de la Resolución CREG 091 de 2007.

De esta forma la Resolución CREG 091 de 2007 y la Resolución 057 de 2009, establecen las fórmulas generales para el cálculo de la remuneración de cada uno de los componentes de las Fórmulas Tarifarias Generales para Usuarios Regulados del Servicio Público de Energía Eléctrica, así:

- Componente de Generación (G)
- Componente de Distribución (D)
- Componente de Comercialización (C)
- Formula Tarifaria General (CU)

Es importante tener en cuenta que las fórmulas para cada componente anteriormente expuesto varían para cada prestador de acuerdo a la exposición de ciertas variables tales como tipo de tecnología de generación de energía eléctrica, cantidad de unidades de generación, gastos de AOM, transporte del combustible de acuerdo a la ubicación de las plantas generadoras, nivel de tensión, propiedad de activos, así como la utilización de indicadores macroeconómicos como IPC e IPP, necesarios para la actualización de cada uno de los cargos.

## 2. Resolución CREG 101 026 de 2022

La Resolución CREG 101 026 de 2023 define la fórmula tarifaria general para establecer la remuneración de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas en Zonas No Interconectadas; aunque fue publicada en diario oficial del 4 de agosto de 2022, su artículo 20 estableció que la entrada en vigencia solo se daría a partir del mes siguiente a la fecha de publicación en diario oficial de la resolución por la cual se aprobase la tasa de descuento aplicable para determinar la remuneración de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas.

Mediante la Resolución CREG 101 026 de 2023, se definió la tasa de descuento aplicable para la remuneración de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas (SISFV) en las Zonas No Interconectadas (ZNI), esta resolución fue publicada el pasado 31 de octubre de 2023 en el diario oficial No. 52565.

Así, una vez quedó definida la tasa de descuento, entró en vigencia plena la Resolución CREG 101 026 de 2022 a partir del 01 de noviembre de 2023, derogando las disposiciones que al respecto se tenían en la Resolución CREG 091 de 2007, la Resolución CREG 072 de 2013 y la Resolución CREG 166 de 2020.

La metodología tarifaria de la Resolución CREG 101 026 de 2022, incorpora elementos que determinan el costo particular en cada región del país, mediante la identificación de los indicadores de costo en los que se descompone el cargo, entre otros el costo de transporte de personal para zonas de difícil acceso y usuarios dispersos, los cuales no guardan una relación directa

con la potencia de la solución, caso contrario a lo definido en la Resolución CREG 091 de 2007 en donde el componente que reconoce los gastos de administración, operación y mantenimiento es una función directa de la potencia instalada de la solución individual.

Por tal razón, se establecieron lineamientos para el reporte de información sobre la prestación del servicio de tal forma que los prestadores del servicio mediante esta tecnología reporten las variables e información que se define en la Resolución CREG 101 026 de 2022, esta información viabiliza actividades de Vigilancia e Inspección que adelanta la SSPD y sirve como insumo para actividades en otras entidades del sector.

### **3. Regulación Subsidios**

#### **3.1. Resolución MME 40239 (13-07-2022)**

El 13 de julio de 2022 el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 40239, mediante la cual establece el procedimiento y los criterios para la distribución y giro de subsidios para el servicio público domiciliario de energía eléctrica en las ZNI, y derogó la Resolución 182138 de 2007.

De acuerdo con lo indicado por el MME, para el cálculo del subsidio se tuvieron en cuenta dos consideraciones principales:

La necesidad de utilizar las tarifas publicadas por las empresas del SIN más cercano para el mes de cálculo, para evitar las dificultades que se podían presentar en el proceso de cálculo, debido a que se tenían que tomar como referencia tarifas de vigencias anteriores, lo que ocasiona una incertidumbre en la correcta aplicación tarifaria y la desigualdad tarifaría en el territorio nacional.

Mediante la Resolución 40239, se establece el subsidio máximo para los usuarios residenciales en las ZNI de las localidades con más y menos de 300 usuarios, a partir de una componente denominada  $T_{e, n, m}$  (\$ /kWh) correspondiente a la tarifa de referencia del SIN más cercano. Esta variable tiene la finalidad de igualar las tarifas de los usuarios de las ZNI y las tarifas de los usuarios del Sistema Interconectado Nacional-SIN.

De acuerdo con lo anterior, la información reportada por cada uno de los prestadores de la vigencia del cuarto trimestre de 2022 en adelante, corresponde a las disposiciones establecidas mediante la Resolución 40239 del 13 de julio de 2022.

#### **3.2. Resolución MME 40292 (05-08-2022)**

Por otra parte, el cinco de agosto del 2022, el Ministerio de Minas y Energía expidió la resolución 40292, mediante la cual se establecen los subsidios a la prestación de energía eléctrica mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas – (SISFV) en las Zonas no Interconectadas (ZNI) y se deroga la Resolución 40296 del 2020.

Esto teniendo en cuenta que, para los sistemas de soluciones individuales solares fotovoltaicas el cálculo del subsidio se presenta en dos esquemas.

- Esquemas de facturación prepago
- Esquema de facturación para el ciclo.

Para el caso, cada uno de los prestadores del servicio de energía eléctrica es acogido mediante el esquema de facturación por ciclo.

## 4. Áreas geográficas de las ZNI

Con el fin de facilitar el análisis de la información, los prestadores se agruparon teniendo en cuenta la distribución por direcciones territoriales de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y los departamentos que conforman cada una de ellas; para cada territorial se presentan y analizan los datos que fueron reportados y certificados por los prestadores del servicio de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas ante el Sistema Único de Información SUI, para el cuarto trimestre de 2024.

Tabla 1 Áreas geográficas Información reportada al SUI

TERRITORIAL	DEPARTAMENTOS	NUMERO DE PRESTADORES
ASES	AMAZONAS	1
ASES	ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA	1
OCCIDENTE	ANTIOQUÍA	1
OCCIDENTE	CHOCÓ	21
SUROCCIDENTE	CAUCA	6
SUROCCIDENTE	VALLE DEL CAUCA	4
SUROCCIDENTE	NARIÑO	21
SURORIENTE	GUAVIARE	2
SURORIENTE	META	3
SURORIENTE	PUTUMAYO	5
SURORIENTE	VICHADA	3
SURORIENTE	VAUPÉS	4
SURORIENTE	CAQUETA	3
SURORIENTE	GUAINÍA	1
SURORIENTE	CASANARE	1
NORORIENTE	BOLÍVAR	2
NORORIENTE	CESAR	1
NORORIENTE	CÓRDOBA	2
NOROCCIDENTE	LA GUAJIRA	1
NOROCCIDENTE	MAGDALENA	1
ORIENTE	NORTE DE SANTANDER	1

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

Actualmente existen 111 empresas registradas en RUPS para la prestación del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas, para el 1 de marzo de 2025, fecha de realización de la consulta de información para el presente boletín, se encontró que 64 empresas tenían certificada información al SUI, esto equivale al 58% del total de empresas registradas.

De acuerdo con la información reportada se tiene que, las 64 empresas prestaron el servicio de energía eléctrica a 207.716 suscriptores en promedio para el trimestre (usuarios residenciales, comerciales, industriales, oficiales, provisionales y especiales), ubicados en 1.913 localidades a diciembre del 2024, lo que implica un análisis para 37.819 suscriptores adicionales que representan un incremento del 18% más respecto del trimestre anterior.

## 5. Territorial Occidente

### 5.1. Cargo de Generación (G)

El análisis acá realizado para el cargo de generación del cuarto trimestre de 2024 se basó en la información reportada por las empresas con prestación del servicio mediante generación distribuida con tecnología Diésel.

La determinación de los Cargos Máximos de Generación, se calculan a partir del costo regulado de la inversión para cada tecnología, los gastos de administración, operación y mantenimiento, las horas de prestación del servicio y las pérdidas reconocidas.

El prestador del servicio determina, los cargos máximos por energía generada o por capacidad disponible, como la suma de los costos de inversión y los costos de Administración, Operación y Mantenimiento, para cada tipo de tecnología, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 091 de 2007 y la resolución CREG 057 de 2009.

Es importante tener en cuenta que gran parte del parque de generación instalado en las ZNI funciona con combustibles derivados de la refinación del petróleo, de modo que, los cargos máximos regulados deben obedecer a la aplicación correcta de las variables asociadas a la operación y mantenimiento de los generadores, siendo el consumo de combustible uno de los elementos que produce cambios más significativos en los valores del Costo Unitario de Prestación del Servicio CUPS.

A continuación, se presentan los valores observados con relación a los cargos de generación, así como su comportamiento por departamento de acuerdo a la información reportada en SUI.

Para la territorial Occidente durante el cuarto trimestre de 2024 reportaron información 20 empresas que prestan el servicio en 2 departamentos y 351 localidades en promedio, así mismo, atendiendo 41.691 suscriptores en promedio, lo que representa el 20% del total de los suscriptores atendidos en ZNI durante el periodo de análisis.

Tabla 2 Cargos Componente (G) Territorial Occidente

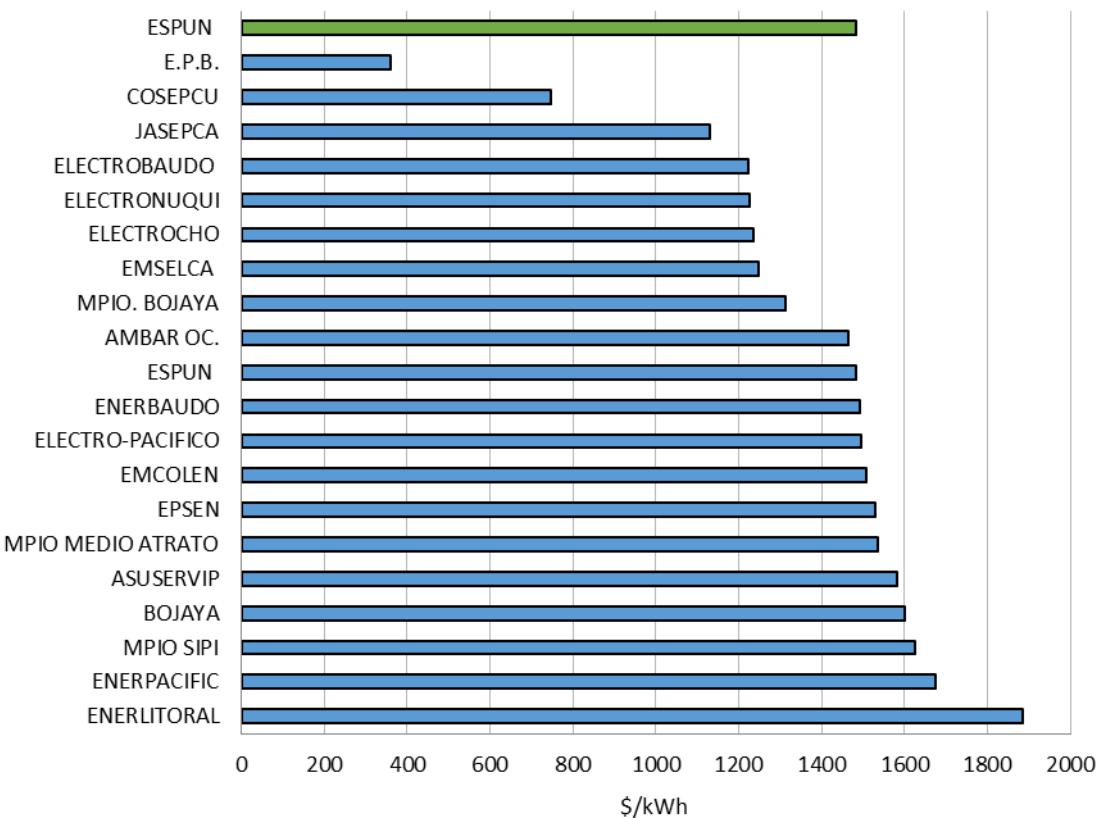
TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Octubre	Noviembre	Diciembre	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
OCCIDENTE	CHOCÓ	ANTIOQUIA	1475,02	1484,81	1487,61	1482,48
		AMBAR OC.	1478,54	1468,26	1444,71	1463,84
		ASUSERVIP	1526,49	1645,52	1576,98	1583,00
		BOJAYA	1571,08	1588,63	1644,17	1601,29
		COSEPCU	507,49	1011,06	724,06	747,54
		E.P.B.	303,84	310,06	470,18	361,36
		ELECTROBAUDO	1230,92	1207,89	1233,71	1224,17
		ELECTROCHO	1228,31	1227,69	1255,05	1237,02
		ELECTRONUQUI	1221,06	1213,66	1247,14	1227,29
		ELECTRO-PACIFICO	1484,26	1485,32	1514,53	1494,70
		EMCOLEN	1489,52	1502,15	1536,10	1509,25
		EMSELCA	1232,88	1237,30	1269,91	1246,70
		ENERBAUDO	1453,39	1457,73	1562,69	1491,27
		ENERLITORAL	1874,51	1873,17	1913,21	1886,96
		ENERPACIFIC	1663,89	1672,32	1688,53	1674,91
		EPSEN	1524,47	1516,62	1551,47	1530,85
		ESPUN	1475,02	1484,81	1487,61	1482,48
		JASEPCA	1118,13	1112,56	1158,97	1129,89
		MPIO MEDIO ATRATO	1624,53	1288,73	1690,94	1534,73
		MPIO SIPI	1608,47	1614,89	1655,66	1626,34
		MPIO. BOJAYA	1.299,22	1.308,74	1.330,22	1.312,73

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

En la Tabla anterior se evidencia que ESPUN aplica el cargo de generación Gm igual para los mercados de Antioquia y Chocó; a pesar de que cuentan con características propias como son la energía generada, la cantidad de usuarios y el valor de transporte del combustible.

El comportamiento de la empresa COSEPCU durante el trimestre analizado muestra un aumento considerable en el costo de la componente de generación, puesto que, para el mes de noviembre reportan en SUI que la generación de energía en la localidad de Bahía Cupica se realizó únicamente mediante tecnología Diésel, debido a un daño en la turbina de la Pequeña Central Hidroeléctrica - PCH operada por GENSA. Cabe aclarar que el ejercicio de generación en este caso corresponde al generador puro GENSA a quien se le reconocen costos reales mediante Resolución del MME 91873 del 2012.

**Figura 1 Comportamiento del promedio trimestral componente (G) Territorial Occidente**



Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

## 5.2. Combustible

Para el análisis de la información se toman los datos reportados al SUI mediante el formato IC6. Reporte Comercial Generadores Diésel, durante el cuarto trimestre del 2024 evidenciando lo siguiente:

Para la territorial Occidente en el cuarto trimestre de 2024, se contó con reporte de información en el SUI de 18 prestadores, se tuvo un consumo de combustible de 999.957 galones para el trimestre de análisis; la mayor eficiencia fue la reportada por la empresa ELECTRONEQUI para el mes de diciembre, donde presentó una eficiencia de 16,29 kWh/Gal, caso contrario al prestador MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO quien presentó una eficiencia de 8.73 kWh/gal.

**Tabla 3 Consumo combustible Territorial Occidente**

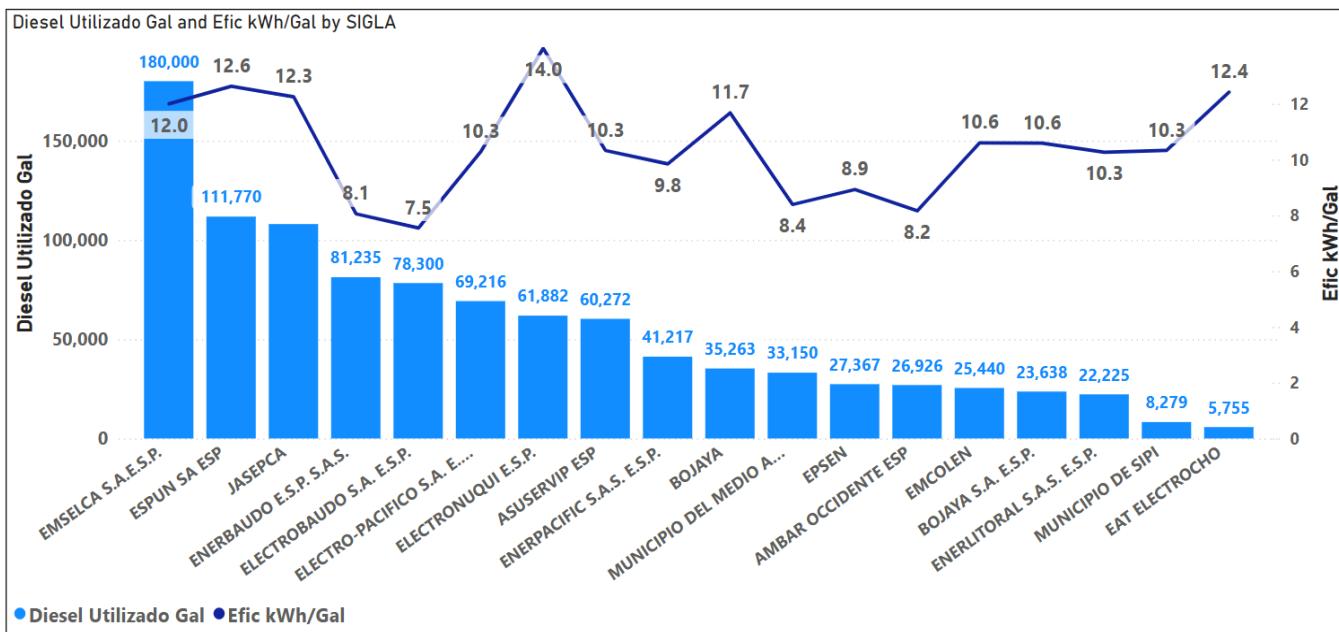
Mes SIGLA	octubre		noviembre		diciembre	
	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal
AMBAR OCCIDENTE ESP	<b>9,142</b>	<b>7.23</b>	<b>9,142</b>	<b>8.08</b>	<b>8,642</b>	<b>9.25</b>
ASUSERVIP ESP	<b>19,624</b>	<b>10.86</b>	<b>20,324</b>	<b>9.89</b>	<b>20,324</b>	<b>10.25</b>
BOJAYA	<b>11,889</b>	<b>11.63</b>	<b>11,901</b>	<b>11.69</b>	<b>11,473</b>	<b>11.72</b>
BOJAYA S.A. E.S.P.	<b>8,283</b>	<b>10.66</b>	<b>8,283</b>	<b>10.48</b>	<b>7,072</b>	<b>10.64</b>
EAT ELECTROCHO	<b>1,845</b>	<b>12.95</b>	<b>1,955</b>	<b>12.23</b>	<b>1,955</b>	<b>12.11</b>
ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	<b>26,100</b>	<b>5.89</b>	<b>26,100</b>	<b>7.59</b>	<b>26,100</b>	<b>9.16</b>
ELECTRONUQUI E.S.P.	<b>21,591</b>	<b>13.57</b>	<b>21,591</b>	<b>12.43</b>	<b>18,700</b>	<b>16.29</b>
ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	<b>23,072</b>	<b>10.47</b>	<b>23,072</b>	<b>9.75</b>	<b>23,072</b>	<b>10.64</b>
EMCOLEN	<b>8,480</b>	<b>10.60</b>	<b>8,480</b>	<b>10.61</b>	<b>8,480</b>	<b>10.60</b>
EMSELCA S.A.E.S.P.	<b>60,000</b>	<b>12.04</b>	<b>60,000</b>	<b>11.68</b>	<b>60,000</b>	<b>12.28</b>
ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	<b>27,132</b>	<b>7.97</b>	<b>27,729</b>	<b>7.99</b>	<b>26,374</b>	<b>8.21</b>
ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	<b>7,454</b>	<b>10.26</b>	<b>7,254</b>	<b>10.27</b>	<b>7,517</b>	<b>10.27</b>
ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	<b>14,327</b>	<b>9.89</b>	<b>14,327</b>	<b>9.85</b>	<b>12,563</b>	<b>9.79</b>
EPSEN	<b>9,126</b>	<b>18.02</b>	<b>9,115</b>	<b>8.76</b>	<b>9,126</b>	
ESPUN SA ESP	<b>40,000</b>	<b>12.08</b>	<b>41,000</b>	<b>10.82</b>	<b>30,770</b>	<b>15.75</b>
JASEPCA	<b>37,752</b>	<b>11.72</b>	<b>35,270</b>	<b>11.30</b>	<b>35,000</b>	<b>13.79</b>
MUNICIPIO DE SIPI	<b>2,775</b>	<b>10.27</b>	<b>2,732</b>	<b>10.27</b>	<b>2,772</b>	<b>10.46</b>
MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	<b>14,392</b>	<b>9.01</b>	<b>4,069</b>	<b>5.02</b>	<b>14,689</b>	<b>8.73</b>

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

Respecto a la disminución de combustible utilizado en noviembre por parte de MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO se verifica en la información tomada para análisis del presente documento que la empresa reporta solo 3 localidades respecto a las 34 localidades reportadas en los meses de octubre y diciembre.

Por otra parte, es EMSELCA S.A.E.S.P. la empresa con mayor cantidad de Diésel utilizado en la territorial occidente con un total de 180.000 Galones en el trimestre analizado. Se observa que la eficiencia de consumo de combustible obtenida por la empresa EMSELCA S.A. E.S.P. para el mes de diciembre corresponde al uso de menos cantidad de combustible utilizado para una mayor cantidad de energía generada durante el cuarto trimestre.

**Figura 2 Eficiencia de Consumo combustible en el trimestre - Territorial Occidente**



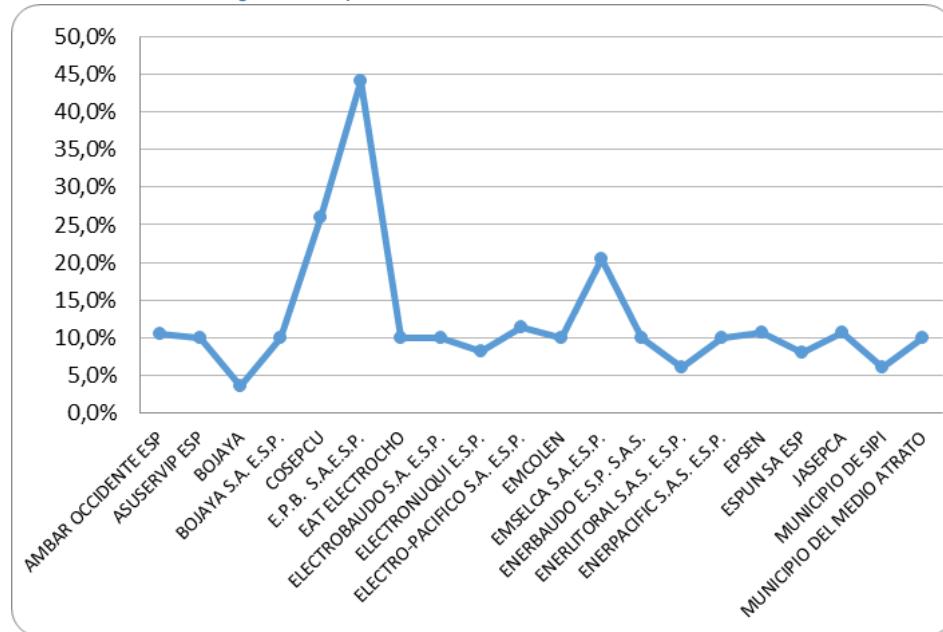
Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

La eficiencia promedio más alta para el periodo analizado la obtuvo ELECTRONUQUI con 14 kWh/Gal y la eficiencia promedio más baja la tuvo ELECTROBAUDO S.A. E.S.P. con 7,5 kWh/Gal. Las empresas que se encuentran ubicadas en la territorial de occidente hacen parte de los grupos 1 y 2 establecidos en el anexo de la Resolución CREG 091 de 2007 las cuales no tienen entre si mayor diferencia en los costos de transporte de combustible puesto que la planta de abasto asignada por resolución es la más cercana a cada generador.

### 5.3. Pérdidas

Las pérdidas comerciales son producto de la diferencia entre energía generada y energía facturada; por lo anterior y conforme a la información reportada y certificada ante el SUI por parte de los prestadores de la territorial de occidente para el cuarto trimestre, se puede concluir que, a diferencia del trimestre anterior, el prestador EPB SA ESP presenta una gestión de pérdidas positivas de 44,2%, sin embargo, para el trimestre anterior ocurrió que E.P.B. SA ESP tuvo pérdidas negativas de - 794.4%; por otra parte, el prestador MUNICIPIO DE BOJAYA presenta pérdidas por 3,6%. Si bien, en la operación del sistema se pueden dar pérdidas técnicas, hay otras pérdidas que pueden ser ocasionadas por conexiones y uso de energía de manera ilegal por parte de los usuarios finales, también se puede dar por la falta control en la gestión de medida por parte del prestador.

**Figura 3 Comportamiento Pérdidas Territorial Occidente**



Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

## 5.4. Componente de Distribución (D)

El análisis realizado al cargo de distribución para el cuarto trimestre del año 2024 contempla las empresas que prestan el servicio mediante el uso de redes de distribución local.

La aplicación de los cargos por uso de los sistemas de distribución permite remunerar al distribuidor la infraestructura necesaria para llevar el suministro desde el punto de salida del Generador, hasta el punto de entrega al usuario. Incluyen costos de conexión del sistema de distribución al Generador, pero no incluyen los costos de conexión del usuario al respectivo Sistema de Distribución ni los costos de los equipos auxiliares y transformadores elevadores que requiera el generador para conectarse al Sistema de Distribución.

La actividad de Distribución de energía eléctrica en las ZNI se remunera utilizando los cargos máximos para los niveles de tensión 1 y 2 establecidos en el artículo 29 de la Resolución CREG 091 de 2007, modificado por el artículo 3 de la Resolución CREG 057 de 2009. El cálculo de este cargo se relaciona directamente con la propiedad de los activos de distribución, por lo cual se pueden presentar valores disímiles entre los prestadores.

Dado que, la Resolución de cargue de información al SUI SSPD No. 20211000859995 del 24 de diciembre de 2021, entró en vigencia a partir del 01 de julio de 2022, y es mediante el “Formato IT1. inventario de Equipos” a través del cual los prestadores certifican el porcentaje de propiedad de activos de generación y distribución, a la fecha no se tiene disponible el

total de inventario de activos, dado que el plazo máximo de reporte de dicho inventario corresponde a tres años después de la expedición de la mencionada Resolución, por lo cual se tienen datos parciales lo cual no refleja la realidad de la ZNI.

Por lo tanto, se presentan los valores reportados, agrupando los departamentos de la territorial occidente con los prestadores de ZNI que reportaron información de cargos de distribución:

**Tabla 4 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial de Occidente**

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Octubre	Noviembre	Diciembre	PROMEDIO	
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	
OCCIDENTE	CHOCÓ	ANTIOQUIA	ESPUN	47,38	47,68	48,18	47,75
			AMBAR OC.	187,69	187,86	190,35	188,63
			ASUSERVIP	190,95	192,01	194,63	192,53
			BOJAYA	183,45	184,48	186,99	184,97
			COSEPCU	29,68	29,85	30,25	29,93
			E.P.B.	53,27	53,57	54,30	53,71
			ELECTROBAUDO	186,75	187,81	190,37	188,31
			ELECTROCHO	26,38	26,53	26,89	26,60
			ELECTRONUQUI	92,51	93,03	94,29	93,28
			ELECTRO-PACIFICO	129,16	129,89	131,66	130,24
			EMCOLEN	183,45	184,48	186,99	184,97
			EMSELCA	31,25	31,58	31,76	31,53
			ENERBAUDO	26,38	26,53	26,89	26,60
			ENERLITORAL	183,45	184,48	186,99	184,97
			ENERPACIFIC	183,45	184,48	186,99	184,97
			EPSEN	26,38	26,53	26,89	26,60
			ESPUN	47,38	47,68	48,18	47,75
			JASEPCA	89,54	90,04	91,27	90,28
			MPIO MEDIO ATRATO	183,45	184,48	186,99	184,97
			MPIO SIPI	179,68	180,69	183,15	181,17
			MPIO. BOJAYA	179,68	180,69	183,15	181,17

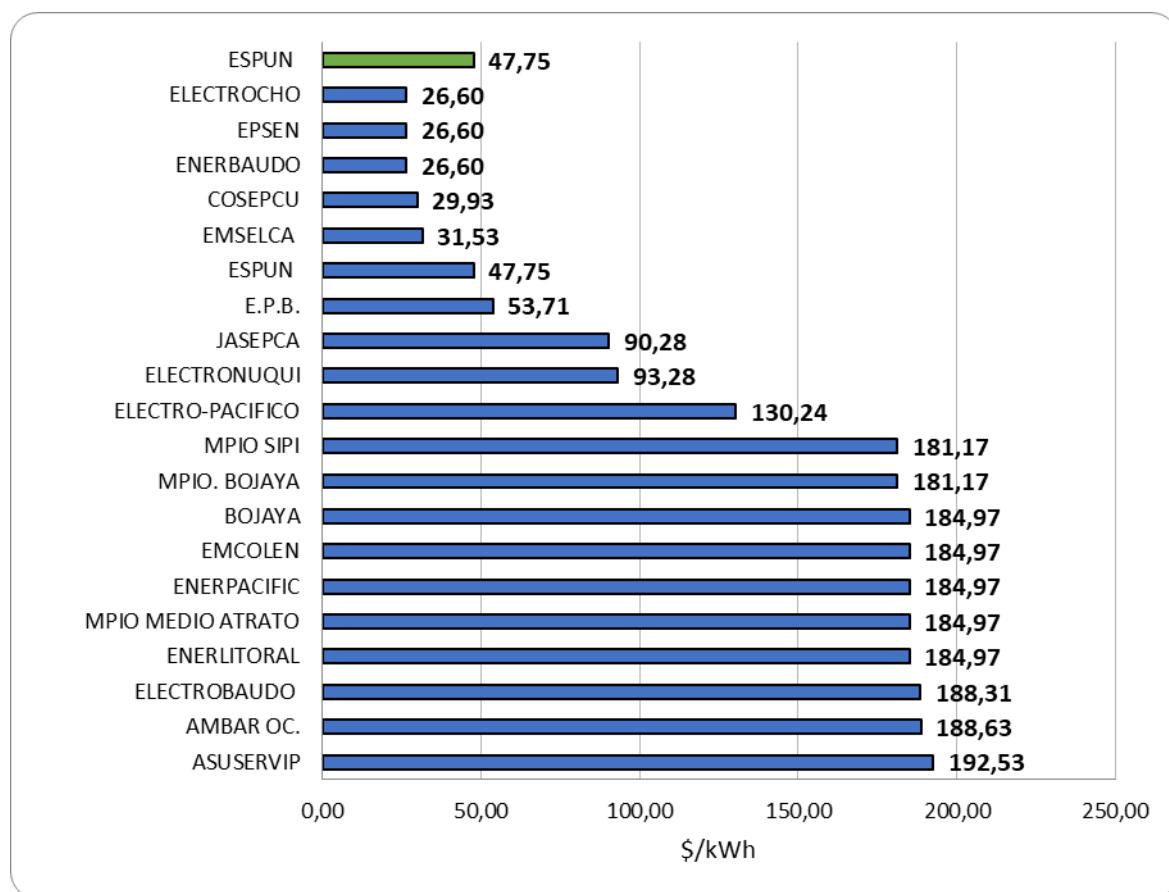
Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

Se encuentra que ESPUN presta el servicio en dos departamentos diferentes, sin embargo, el cargo de Dm es el mismo, lo anterior obedece a que la propiedad de activos de distribución certificada en SUI no presenta diferencias.

Para el trimestre analizado, se observa que los prestadores ELECTROBAUDO, AMBAR y ASUSERVIP reportan cargos de distribución más altos a los valores máximos permitidos por la regulación, se presume que, para el cálculo de esta componente, los prestadores puedan estar teniendo en cuenta los cargos de distribución del nivel de tensión 1 más la del

nivel de tensión 2, así mismo, que estén teniendo en cuenta el 100% de la propiedad de activos cuando no le corresponda o que estén usando el IPP<sup>1</sup> definitivo.

**Figura 4 Comportamiento Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial de Occidente**



Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

## 5.5. Componente de Comercialización (C)

El Cargo Máximo Base de Comercialización C<sub>o</sub>, fue establecido en el artículo 37 de la Resolución CREG 091 de 2007 y corresponde a un valor mensual de \$3.834 por factura (\$) de diciembre de 2006); éste depende de la existencia de medición o aforo de carga.

---

<sup>1</sup> IPP: Índice de Precios al Productor

Para el cálculo del cargo de comercialización se consideran las condiciones particulares de facturación reportadas por los prestadores para sus localidades, de esta forma, se observó que, del total de información certificada para la territorial, a un 3,7% de los usuarios se les facturó de acuerdo con consumos promedio, al 75,5% de acuerdo a estimación y al 20,8% con base en diferencia de lecturas.

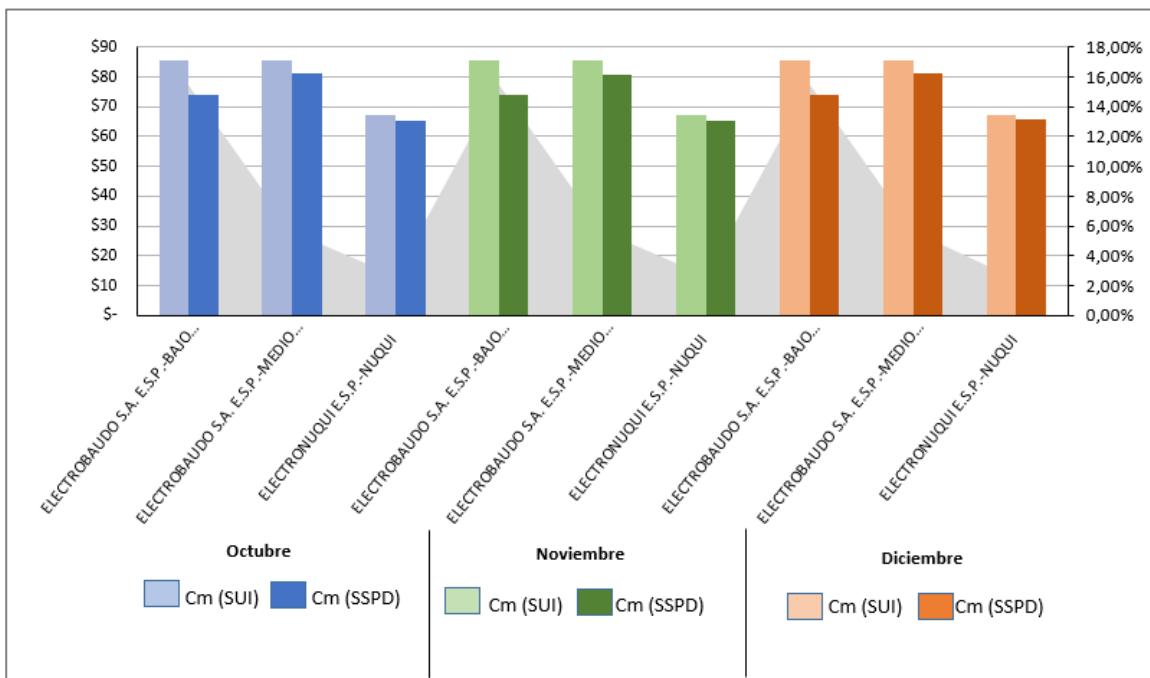
**Tabla 5 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Occidente**

<b>SIGLA</b>	<b>octubre</b>	<b>noviembre</b>	<b>diciembre</b>
AMBAR OCCIDENTE ESP	<b>114.0</b>	<b>114.0</b>	<b>1909.0</b>
ASUSERVIP ESP	<b>122.0</b>	<b>122.0</b>	<b>122.0</b>
BOJAYA	<b>67.0</b>	<b>67.0</b>	<b>67.0</b>
BOJAYA S.A. E.S.P.	<b>130.0</b>	<b>130.0</b>	<b>131.0</b>
COSEPCU	<b>68.0</b>	<b>68.0</b>	<b>68.0</b>
E.P.B. S.A.E.S.P.	<b>39.0</b>	<b>39.0</b>	<b>39.0</b>
EAT ELECTROCHO	<b>154.0</b>	<b>154.0</b>	<b>155.0</b>
ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	<b>86.0</b>	<b>85.0</b>	<b>86.0</b>
ELECTRONUQUI E.S.P.	<b>67.0</b>	<b>67.0</b>	<b>67.0</b>
ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	<b>86.0</b>	<b>86.0</b>	<b>86.0</b>
EMCOLEN	<b>115.0</b>	<b>115.0</b>	<b>116.0</b>
EMSELCA S.A.E.S.P.	<b>47.0</b>	<b>47.0</b>	<b>47.0</b>
ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	<b>120.0</b>	<b>120.0</b>	<b>120.0</b>
ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	<b>107.0</b>	<b>107.0</b>	<b>107.0</b>
ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	<b>116.3</b>	<b>116.0</b>	<b>116.3</b>
EPSEN	<b>169.0</b>	<b>169.0</b>	<b>169.0</b>
ESPUN SA ESP	<b>74.0</b>	<b>74.0</b>	<b>74.0</b>
JASEPCA	<b>58.0</b>	<b>58.0</b>	<b>58.0</b>
MUNICIPIO DE SIPI	<b>116.0</b>	<b>115.0</b>	<b>116.0</b>
MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	<b>126.0</b>	<b>126.0</b>	<b>126.0</b>

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

El componente de comercialización no posee afectación de acuerdo a las zonas en las cuales se encuentre ubicado cada prestador, pero si presenta variación por número de facturas expedidas, así como la existencia de un sistema de medición y el consumo facturado medio en el año t-1 de cada mercado (CFM t-1). De esta forma, para el análisis de esta componente se tomaron las citadas variables realizando un ejercicio de comparación donde se observó que en un 12 % de los municipios se reportó valores para el componente de comercialización superiores a los máximos permitidos por la regulación, a continuación, se muestran las empresas que superan los cargos máximos definidos por la regulación vigente:

**Figura 5 Diferencias Componente C (reporte SUI vs. SSPD) Territorial Occidente**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 5.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS)

El análisis realizado del comportamiento del Costo Unitario de Prestación del Servicio para el cuarto trimestre de 2024, se basó en aquellas empresas que prestan el servicio mediante tecnología diésel o PCH para la generación de energía.

La fórmula tarifaria general aplicable a los usuarios regulados del servicio público domiciliario de energía eléctrica reúne los componentes de Generación (G), Distribución (D), y Comercialización (C), considerando el porcentaje de pérdidas de energía acumuladas en el nivel de tensión correspondiente, así:

- Costo Unitario de Prestación del Servicio

$$CU_{nm} = \frac{Gm}{1-p} + Dm, n + Cm$$

Es importante indicar que mediante la Resolución 091 de 2007 en su artículo 40, se establece que las pérdidas eficientes reconocidas corresponden al 10%.

**Tabla 6 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Occidente**

TERRITORIAL	MUNICIPIO	SIGLA	Octubre	Noviembre	Diciembre
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
ACANDI	EMSELCA	\$ 1.448,11	\$ 1.453,29	\$ 1.489,83	
	JASEPCA	\$ 1.389,98	\$ 1.384,21	\$ 1.437,08	
ALTO BAUDO	ENERBAUDO	\$ 1.761,27	\$ 1.766,07	\$ 1.883,39	
BAHIA SOLANO	COSEPCU	\$ 661,95	\$ 1.221,55	\$ 903,15	
	E.P.B.	\$ 430,14	\$ 437,40	\$ 616,09	
BAJO BAUDO	ELECTROBAUDO	\$ 1.640,02	\$ 1.615,37	\$ 1.646,85	
	ENERPACIFIC	\$ 2.462,42	\$ 2.473,77	\$ 2.444,83	
	EPSEN	\$ 1.889,29	\$ 1.880,49	\$ 1.919,80	
BOJAYA	BOJAYA	\$ 2.059,41	\$ 2.079,77	\$ 2.144,36	
	MPIO. BOJAYA	\$ 1.690,61	\$ 1.702,11	\$ 1.728,61	
CONDOTO	ENERPACIFIC	\$ 1.916,97	\$ 1.926,60	\$ 1.974,50	
EL LITORAL DEL SAN JUAN	ENERLITORAL	\$ 2.373,21	\$ 2.372,61	\$ 2.419,90	
ISTMINA	ASUSERVIP	\$ 2.008,93	\$ 2.142,09	\$ 2.068,88	
JURADO	ELECTRO-PACIFICO	\$ 1.863,96	\$ 1.865,75	\$ 1.900,09	
LLORO	ENERPACIFIC	\$ 2.065,76	\$ 2.075,51	\$ 2.119,09	
MEDIO ATRATO	MPIO MEDIO ATRATO	\$ 2.114,15	\$ 1.741,91	\$ 2.191,65	
MEDIO BAUDO	ASUSERVIP	\$ 2.008,93	\$ 2.142,09	\$ 2.068,88	
	ELECTROBAUDO	\$ 1.640,02	\$ 1.615,37	\$ 1.646,85	
NOVITA	EPSEN	\$ 1.889,29	\$ 1.880,49	\$ 1.919,80	
NUQUI	AMBAR OC.	\$ 1.944,22	\$ 1.932,82	\$ 3.705,03	
	ELECTRONUQUI	\$ 1.516,48	\$ 1.508,70	\$ 1.547,24	
RIOSUCIO	EMCOLEN	\$ 1.953,94	\$ 1.968,86	\$ 2.009,41	
SAN JOSE DEL PALMAR	ELECTROCHO	\$ 1.545,66	\$ 1.544,92	\$ 1.576,09	
SIPI	MPIO SIPI	\$ 2.082,40	\$ 2.090,39	\$ 2.138,46	
TURBO	ESPUN	\$ 1.760,13	\$ 1.771,10	\$ 1.775,20	
UNGUIA	ESPUN	\$ 1.760,13	\$ 1.771,10	\$ 1.775,20	

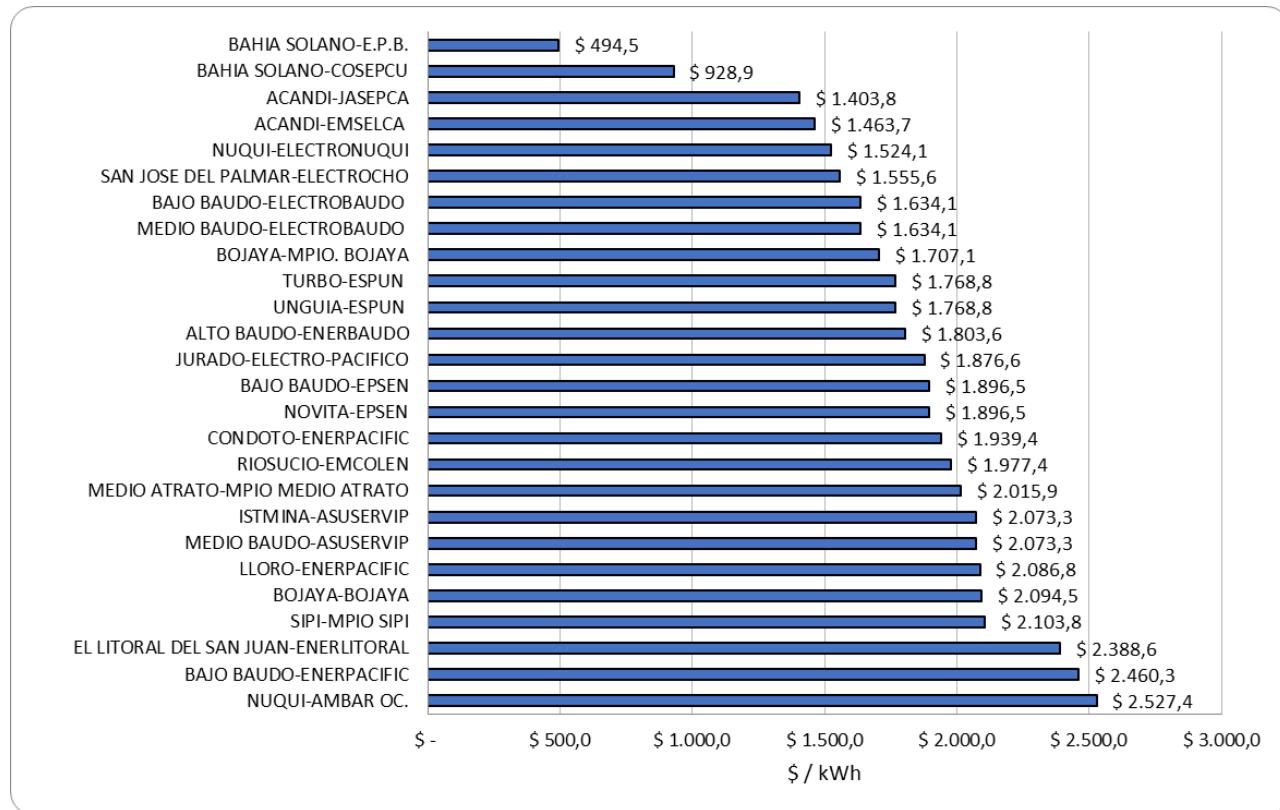
Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

En el comportamiento de los Costos Unitarios de Prestación del Servicio para el cuarto trimestre de 2024 se observa que, la empresa COSEPCU presenta un aumento atípico en el valor del CUPS para el mes de noviembre, debido a que la generación de energía en la localidad de Bahía Cupica se realizó únicamente mediante tecnología Diésel, por causa de un daño en la turbina de la Pequeña Central Hidroeléctrica - PCH operada por GENSA. Cabe aclarar que el ejercicio de generación en este caso corresponde al generador puro GENSA a quien se le reconocen costos reales mediante Resolución del MME 91873 del 2012.

Es de anotar que E.P.B. presentó el CUPS más bajo durante el trimestre con un valor promedio de 494,54 \$/kWh, así mismo, el mayor valor promedio corresponde a la empresa AMBAR – Nuqui por un valor de 2.527,36 \$/kWh, es decir, el CUPS de E.P.B. corresponde al 20% del valor de CUPS que reportó AMBAR para el periodo analizado.

Por otra parte, se evidenció que las empresas EPSEN, ELECTROBAUDO, ASUSERVIP y ESPUN reportan el mismo valor de CUPS para los diferentes municipios donde prestan el servicio de energía eléctrica, no obstante, es de tener en cuenta que este valor varía de acuerdo con la energía generada, la cantidad de usuarios, el valor de transporte del combustible y el consumo facturado medio para el año t-1, así las cosas, es muy baja la probabilidad de que los valores de CUPS sean iguales en dos mercados.

**Figura 6 Comportamiento CUPS (COP/kWh) - Territorial Occidente**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 5.7. Tarifas Aplicadas

De acuerdo con lo previsto en el artículo 2 de la Resolución MME 40239 de 2022 del Ministerio de Minas y Energía, las tarifas a aplicar a los usuarios residenciales de las ZNI corresponden a las tarifas de referencia aplicadas a los Usuarios Residenciales de estrato  $e$ , conectado al nivel de tensión  $n$ , para el mes de facturación  $m$ , incluido subsidio o contribución, por el comercializador incumbente del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en el departamento donde se encuentran ubicados los Usuarios Residenciales de una ZNI. En caso de que dichos usuarios se encuentren en un departamento que no pertenezca al SIN, se tomará como referencia la tarifa aplicada en la capital del departamento del SIN, con punto de conexión

a 115 kV más cercana a la capital del departamento, al cual pertenecen los Usuarios Residenciales de las ZNI. La tarifa de referencia aplicada debe corresponder a las mismas condiciones en cuanto a estrato, rango de consumo, niveles de tensión, propiedad de activos y franjas horarias.

De acuerdo con las tarifas de referencia, correspondientes a los mercados de comercialización incumbentes del Sistema Interconectado Nacional – SIN, el valor promedio de la tarifa aplicada en esta territorial para el estrato 1 fue de 403,13 \$/kWh y fue el mercado de Bahía Solano donde se presentó la tarifa más baja.

**Tabla 7 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Occidente**

<b>DEPARTAMENTO</b>	<b>Municipio</b>	<b>Tarifa</b>	<b>Mercado Referente del SIN</b>
ANTIOQUIA	TURBO	403,14	ANTIOQUIA
	ACANDI	403,14	CHOCO
	ALTO BAUDO	403,14	CHOCO
	BAHIA SOLANO	403,10	CHOCO
	BAJO BAUDO	403,14	CHOCO
	BOJAYA	403,14	CHOCO
	CONDOTO	403,14	CHOCO
	EL LITORAL DEL SAN JUAN	403,14	CHOCO
	ISTMINA	403,14	CHOCO
	JURADO	403,14	CHOCO
	LLORO	403,14	CHOCO
	MEDIO ATRATO	403,14	CHOCO
	MEDIO BAUDO	403,14	CHOCO
	NOVITA	403,14	CHOCO
	NUQUI	403,14	CHOCO
CHOCÓ	RIOSUCIO	403,14	CHOCO
	SAN JOSE DEL PALMAR	403,14	CHOCO
	SUPI	403,14	CHOCO
	UNGUIA	403,14	CHOCO

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 5.8. Subsidios

En esta territorial, para el cuarto trimestre de 2024 el valor total de subsidios ascendió a 11.140.886.537 COP, de los cuales un 91,99% corresponden a subsidios del estrato 1 que ascendieron a 10.263.379.778 COP. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado.



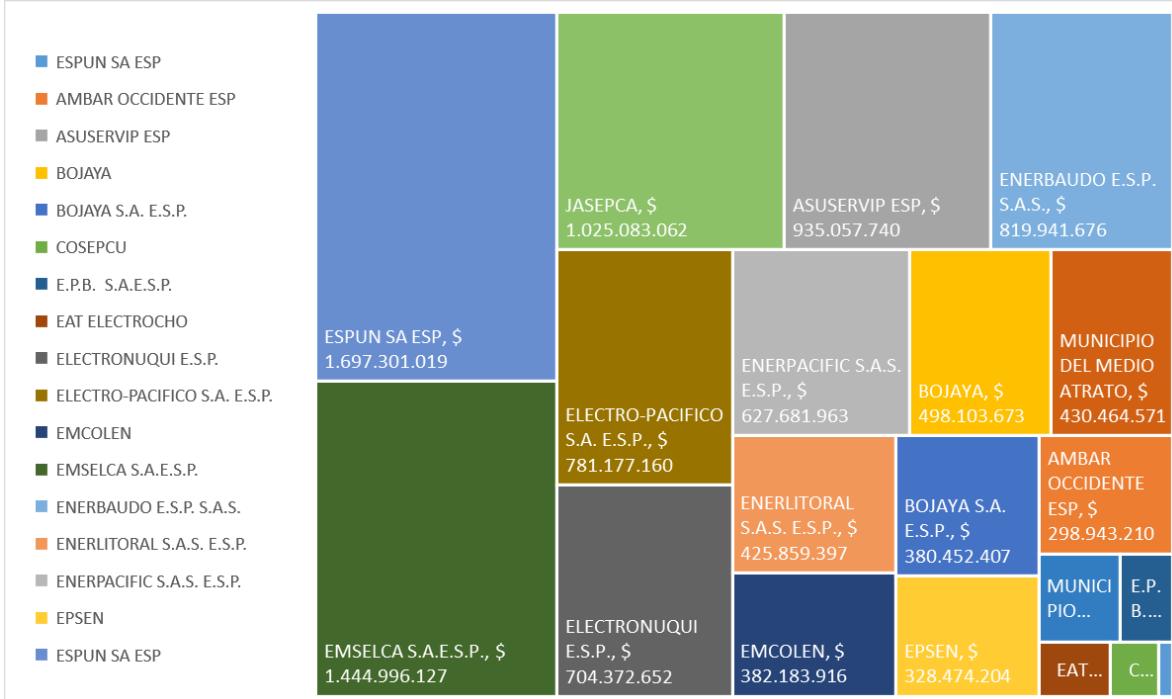
**Tabla 8 Subsidios aplicados por estrato-Uso – Cuarto trimestre 2024 (COP - %) – Territorial Occidente**

Mes	Octubre		Noviembre		Diciembre	
Estrato - Uso	Valor Subsidio	%	Valor Subsidio	%	Valor Subsidio	%
Estrato 1	\$ 3.436.990.143,9	92,25%	\$ 3.217.086.101,9	92,13%	\$ 3.609.303.532,3	91,99%
Estrato 2	\$ 68.740.512,0	1,85%	\$ 66.310.086,0	1,90%	\$ 73.466.219,0	1,87%
Oficial	\$ 63.345.591,4	1,70%	\$ 64.351.376,0	1,84%	\$ 64.197.414,2	1,64%
Comercial - Ind.	\$ 156.563.467,7	4,20%	\$ 143.997.434,0	4,12%	\$ 176.534.658,4	4,50%
Total	\$ 3.725.639.715,1	100,00%	\$ 3.491.744.997,9	100,00%	\$ 3.923.501.823,8	100,00%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

A continuación, se presenta un diagrama de rectángulos con la distribución de subsidios reportados por cada empresa de la dirección territorial occidente, para el trimestre analizado.

**Figura 7 Distribución de subsidios por empresa en el cuarto trimestre 2024 (COP) – Territorial Occidente**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se observa que las empresas ESPUN S.A. E.S.P., EMSELCA S.A. E.S.P., JASEPCA, ASUSERVIP E.S.P. y ENERBAUDO E.S.P. S.A.S., fueron las empresas que reportaron mayor porcentaje de subsidios aplicados para el trimestre, que registraron valores superiores a los 800 Millones de pesos cada una.

## 6. Territorial Suroriente

### 6.1. Cargo de Generación (G)

El análisis acá realizado para el cargo de generación del cuarto trimestre de 2024 se basó en la información reportada por las empresas con prestación del servicio mediante generación distribuida con tecnología Diésel.

La determinación de los Cargos Máximos de Generación, se calculan a partir del costo regulado de la inversión para cada tecnología, los gastos de administración, operación y mantenimiento, las horas de prestación del servicio y las pérdidas reconocidas.

El prestador del servicio determina, los cargos máximos por energía generada o por capacidad disponible, como la suma de los costos de inversión y los costos de Administración, Operación y Mantenimiento, para cada tipo de tecnología, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 091 de 2007 y la resolución CREG 057 de 2009.

Es importante tener en cuenta que gran parte del parque de generación instalado en las ZNI funciona con combustibles fósiles, de modo que, los cargos máximos regulados deben obedecer a la aplicación correcta de las variables asociadas a la operación y mantenimiento de los generadores, siendo el consumo de combustible uno de los factores más significativos en las diferencias encontradas en el Costo Unitario de Prestación del Servicio CUPS.

A continuación, se presentan los valores observados con relación a los cargos de generación, así como su comportamiento por departamento de acuerdo a la información reportada en SUI.

Para la territorial suroriente, durante el cuarto trimestre de 2024 reportaron información 11 empresas que prestan el servicio en los departamentos de Caquetá, Guainía, Guaviare, Meta, Putumayo, Vaupés, y Vichada, atendiendo un promedio de, 220 localidades y 30827 suscriptores, lo que representa un 15% del total de los suscriptores atendidos en ZNI durante el periodo de análisis.

**Tabla 9 Cargos Componente (G) Territorial Suroriente**

DEPARTAMENTO	SIGLA	Octubre	Noviembre	Diciembre	PROMEDIO
		\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
CAQUETÁ	GENDECAR	1735,44	1729,25	1779,24	1747,98
GUAINÍA	EMELCE	1328,22	1331,07	1359,42	1339,57
GUAVIARE	MPIO MIRAFLORES	1400,64	1380,11	1419,62	1400,12
META	ELECTRIMAPIRI	1324,70	1304,97	1345,45	1325,04
PUTUMAYO	EMPOGUZMAN	1237,78	1237,83	0,00	825,20
	EMPULEG	1118,47	1575,11	1514,28	1402,62
VAUPÉS	CEELVA S.A.S E.S.P.	2148,06	2263,22	1810,95	2074,08

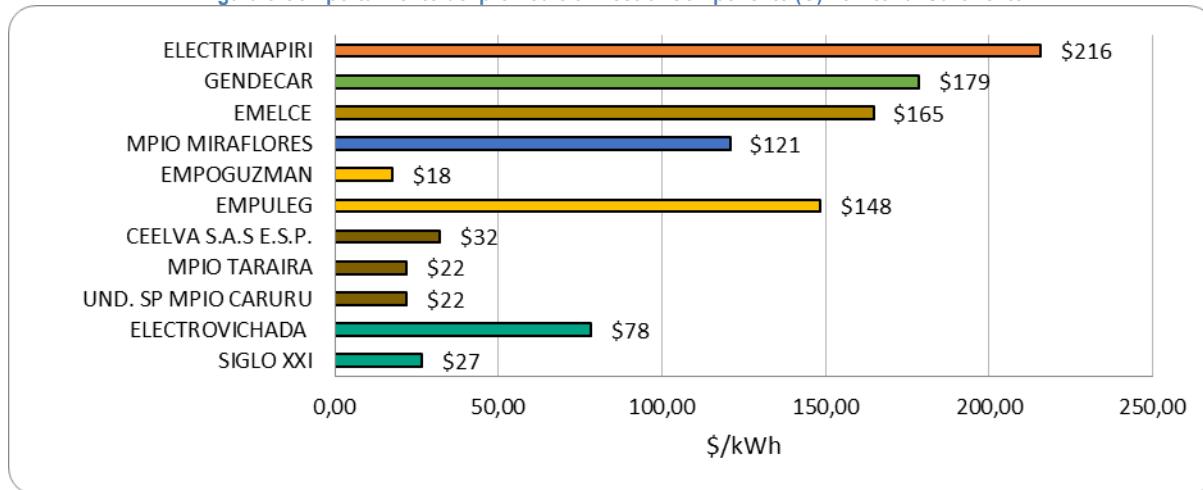
DEPARTAMENTO	SIGLA	Octubre	Noviembre	Diciembre	PROMEDIO
		\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
	MPIO TARAIRA	2441,26	2280,38	2278,94	2333,53
	UND. SP MPIO CARURU	1349,67	1185,14	1186,32	1240,38
VICHADA	ELECTROVICHADA	1134,48	1150,61	1128,43	1137,84
	SIGLO XXI	1173,32	1251,11	1215,95	1213,46

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se observó que los valores de la componente G para el trimestre analizado mostraron un comportamiento estable, es de anotar que la empresa EMPULEG E.S.P. compra la energía al generador puro CEDENAR para atender la demanda en la cabecera municipal del municipio de Puerto Leguizamo, por tal motivo, CEDENAR para la Cabecera Municipal como EMPULEG para localidad menor deben realizar el reporte de información correspondiente a la operación y mantenimiento de la infraestructura de generación eléctrica mediante el formato IC6. Cabe aclarar que, en este caso, al generador puro se le reconocen los costos reales mediante Resolución del MME 91873 del 2012.

La empresa MPIO DE TARAIRA presenta el valor más alto de generación durante el trimestre analizado, es de anotar que, de acuerdo con el Anexo único de la Resolución CREG 091 de 2007, las localidades que hacen parte del departamento del Vaupés obtienen el costo de transporte del combustible más alto en comparación con los 11 grupos restantes que cita tal anexo.

**Figura 8 Comportamiento del promedio trimestral Componente (G) Territorial Suroriental**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 6.2. Combustible

Para el análisis de la información se toman los datos reportados al SUI mediante el formato IC6. Reporte Comercial Generadores Diésel, durante el cuarto trimestre del 2024 de los cuales se evidencia lo siguiente:

Se cuenta con un reporte de información en el SUI de 10 empresas prestadoras, quienes tienen un consumo de 580.512 galones de combustible durante el trimestre, para el análisis de eficiencia en el consumo de combustible no se tiene en cuenta el reporte de información de los generadores puros, toda vez que el combustible utilizado para la generación en la cabecera municipal de Puerto Leguizamo – Putumayo es reportada por CEDENAR; asimismo, el reporte de información de la cabecera municipal en Inírida y Mitú es realizado por el generador puro GENSA quien realiza la actividad de generación para los prestadores EMELCE y CEELVA.

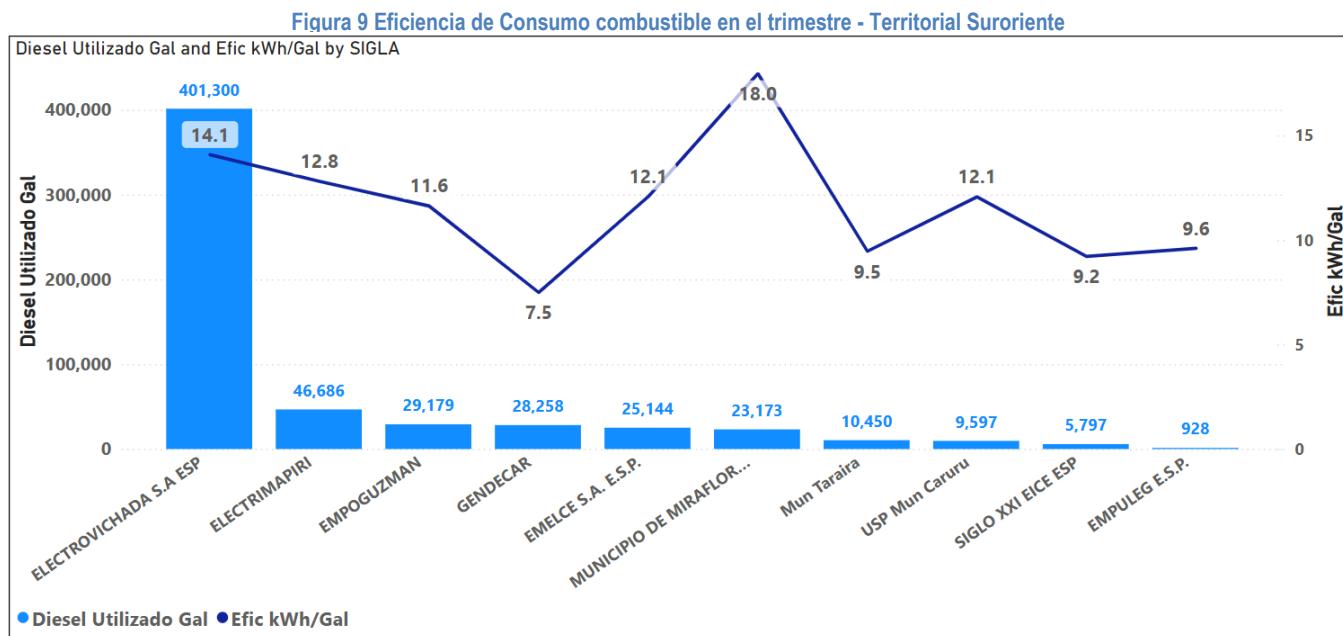
Ahora bien, es necesario indicar que EMPULEG y EMELCE realizan la actividad de generación en localidades menores, así como el reporte de información correspondiente al combustible utilizado para el periodo de análisis.

En la siguiente tabla se observa el consumo de combustible de cada prestador por mes y el valor de eficiencia que se obtiene de tomar los kWh de energía generada con relación a los galones de combustible consumidos identificando que, la empresa MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE alcanzó la eficiencia más alta con 23,49 kWh/gal para el mes de diciembre, en contraste, la empresa GENDECAR presentó la eficiencia más baja con 6,68 kWh/gal en octubre.

**Tabla 10 Consumo combustible Territorial Suroriental**

Mes SIGLA	octubre		noviembre		diciembre	
	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal
ELECTRIMAPIRI	<b>15,700</b>	<b>12.78</b>	<b>15,197</b>	<b>12.76</b>	<b>15,789</b>	<b>12.88</b>
ELECTROVICHADA S.A ESP	<b>130,900</b>	<b>15.48</b>	<b>164,900</b>	<b>12.46</b>	<b>105,500</b>	<b>14.88</b>
EMPOGUZMAN	<b>14,828</b>	<b>11.63</b>	<b>14,351</b>	<b>11.63</b>	<b>0</b>	<b>NaN</b>
GENDECAR	<b>9,884</b>	<b>6.68</b>	<b>9,187</b>	<b>7.19</b>	<b>9,187</b>	<b>8.68</b>
Mun Taraira	<b>3,300</b>	<b>10.09</b>	<b>3,300</b>	<b>9.93</b>	<b>3,850</b>	<b>8.53</b>
MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	<b>8,690</b>	<b>16.06</b>	<b>8,690</b>	<b>16.18</b>	<b>5,793</b>	<b>23.49</b>
SIGLO XXI EICE ESP	<b>2,180</b>	<b>8.48</b>	<b>2,180</b>	<b>7.19</b>	<b>1,437</b>	<b>13.39</b>
USP Mun Caruru	<b>3,108</b>	<b>12.01</b>	<b>3,206</b>	<b>12.18</b>	<b>3,283</b>	<b>12.00</b>
EMPULEG E.S.P.	<b>310</b>	<b>9.05</b>	<b>308</b>	<b>9.75</b>	<b>310</b>	<b>10.01</b>
EMELCE S.A. E.S.P.	<b>7,745</b>	<b>12.07</b>	<b>8,952</b>	<b>12.08</b>	<b>8,447</b>	<b>12.07</b>

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZN

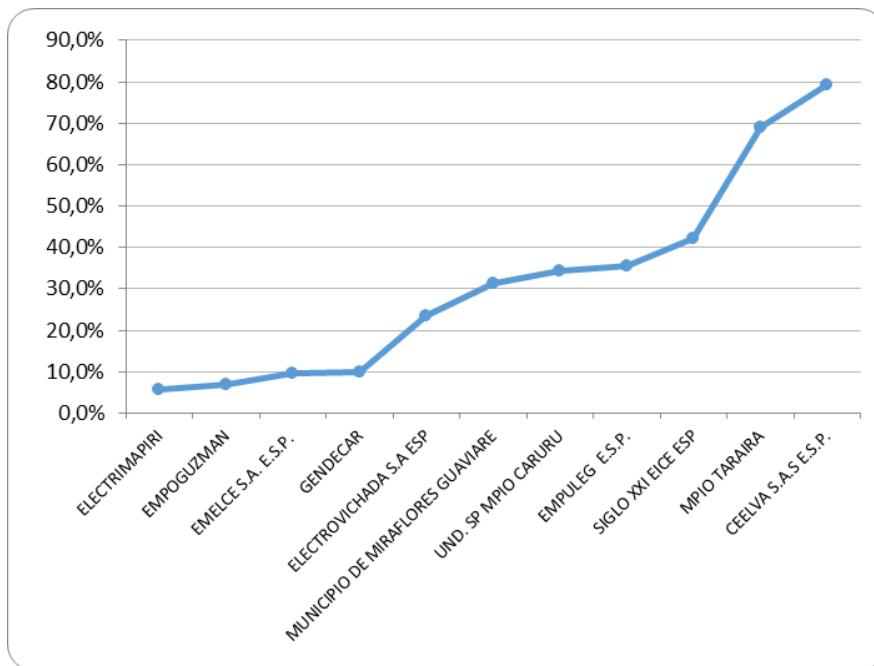
El reporte de energía generada por ELECTROVICHADA corresponde al total de energía para atender la demanda de los municipios de Cumaribo, Puerto Carreño y Santa Rosalía, valga recordar que, para el caso de Puerto Carreño, la actividad de generación es realizada conjuntamente con la empresa REFOENERGY.

### 6.3. Pérdidas

Las pérdidas comerciales son producto de la diferencia entre energía generada y energía facturada; por lo anterior y conforme a la información reportada y certificada ante el SUI por parte de los prestadores de la territorial de Suroriental para el cuarto trimestre del año en curso, se puede concluir que CEELVA S.A.S E.S.P. el prestador que presenta la gestión más desfavorable en el control de pérdidas, con un 79.3% para el trimestre; en contraste, el prestador ELECTRIMAPIRI presentó un mejor control de perdidas comerciales con 5,8%.

Si bien, en la operación del sistema se pueden dar pérdidas técnicas, hay otras pérdidas que pueden ser ocasionadas por conexiones y uso de energía de manera ilegal por parte de los usuarios finales, también se puede dar por la falta control en la gestión de medida por parte del prestador.

Figura 10 Comportamiento pérdidas Territorial Suroriental



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 6.4. Componente de Distribución (D)

El análisis realizado al cargo de distribución para el cuarto trimestre del año 2024 contempla las empresas que prestan el servicio mediante el uso de redes de distribución local.

La aplicación de los cargos por uso de los sistemas de distribución permite remunerar al distribuidor la infraestructura necesaria para llevar el suministro desde el punto de salida del Generador, hasta el punto de entrega al usuario. Incluyen costos de conexión del sistema de distribución al Generador, pero no incluyen los costos de conexión del usuario al respectivo Sistema de Distribución ni los costos de los equipos auxiliares y transformadores elevadores que requiera el generador para conectarse al Sistema de Distribución.

La actividad de Distribución de energía eléctrica en las ZNI se remunera utilizando los cargos máximos para los niveles de tensión 1 y 2 establecidos en el artículo 29 de la Resolución CREG 091 de 2007, modificado por el artículo 3 de la Resolución CREG 057 de 2009. El cálculo de este cargo se relaciona directamente con la propiedad de los activos de distribución, por lo cual se pueden presentar valores disímiles entre los prestadores.

Dado que, la Resolución de cargue de información al SUI SSPD No. 20211000859995 del 24 de diciembre de 2021, entró en vigencia a partir del 01 de julio de 2022, y es mediante el "Formato IT1. Inventario de Equipos" a través del cual los

prestadores certifican el porcentaje de propiedad de activos de generación y distribución, a la fecha no se tiene disponible el total de inventario de activos, dado que el plazo máximo de reporte de dicho inventario corresponde a tres años después de la expedición de la mencionada Resolución, por lo cual se tienen datos parciales lo cual no refleja la realidad de la ZNI.

Por lo tanto, se presentan los valores reportados agrupando los departamentos de la territorial suroriental con los prestadores de las ZNI que reportaron información respecto a los cargos de distribución:

**Tabla 11 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroriental**

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Octubre	Noviembre	Diciembre	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
SURORIENTE	CAQUETÁ	GENDECAR	176,332	178,286	181,185	178,60
	GUAINÍA	EMELCE	163,310	164,235	166,460	164,67
	GUAVIARE	MPIO MIRAFLORES	119,790	120,460	122,100	120,78
	META	ELECTRIMAPIRI	213,890	215,530	218,290	215,90
	PUTUMAYO	EMPOGUFMAN	26,380	26,530	0,000	17,64
		EMPULEG	151,020	152,760	141,650	148,48
	VAUPÉS	CEELVA S.A.S E.S.P.	31,685	31,863	32,297	31,95
		MPIO TARAIRA	21,610	21,730	22,030	21,79
		UND. SP MPIO CARURU	21,610	21,730	22,030	21,79
	VICHADA	ELECTROVICHADA	78,660	78,013	78,737	78,47
		SIGLO XXI	26,382	26,530	26,892	26,60

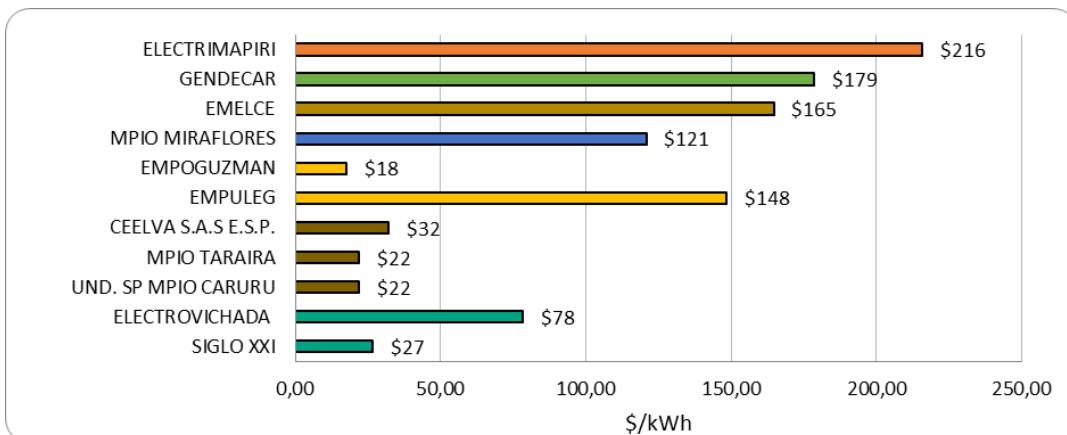
Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Para el trimestre analizado, se observa que el prestador ELECTRIMAPIRI para el trimestre analizado reporta el cargo de distribución más alto a los valores máximos permitidos por la regulación, se presume que, para el cálculo de esta componente, los prestadores puedan estar teniendo en cuenta los cargos de distribución del nivel de tensión 1 más la del nivel de tensión 2, así mismo, que estén teniendo en cuenta el 100% de la propiedad de activos cuando no le corresponda y/o que estén usando el IPP<sup>2</sup> definitivo.

---

<sup>2</sup> IPP: Índice de Precios al Productor

**Figura 11 Comportamiento Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroriente**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZN

## 6.5. Componente de Comercialización (C)

El Cargo Máximo Base de Comercialización C<sub>o</sub>, fue establecido en el artículo 37 de la Resolución CREG 091 de 2007 y corresponde a un valor mensual de \$3.834 por factura (\$) de diciembre de 2006); éste depende de la existencia de medición o aforo de carga.

Para el cálculo del cargo de comercialización se consideran las condiciones particulares de facturación reportadas por los prestadores para sus localidades, de esta forma, se observó que, del total de información certificada para la territorial, a un 7,6% de los usuarios se les facturó de acuerdo con consumos promedio, al 43,1% de acuerdo a estimación y al 49,3% con base en diferencia de lecturas.

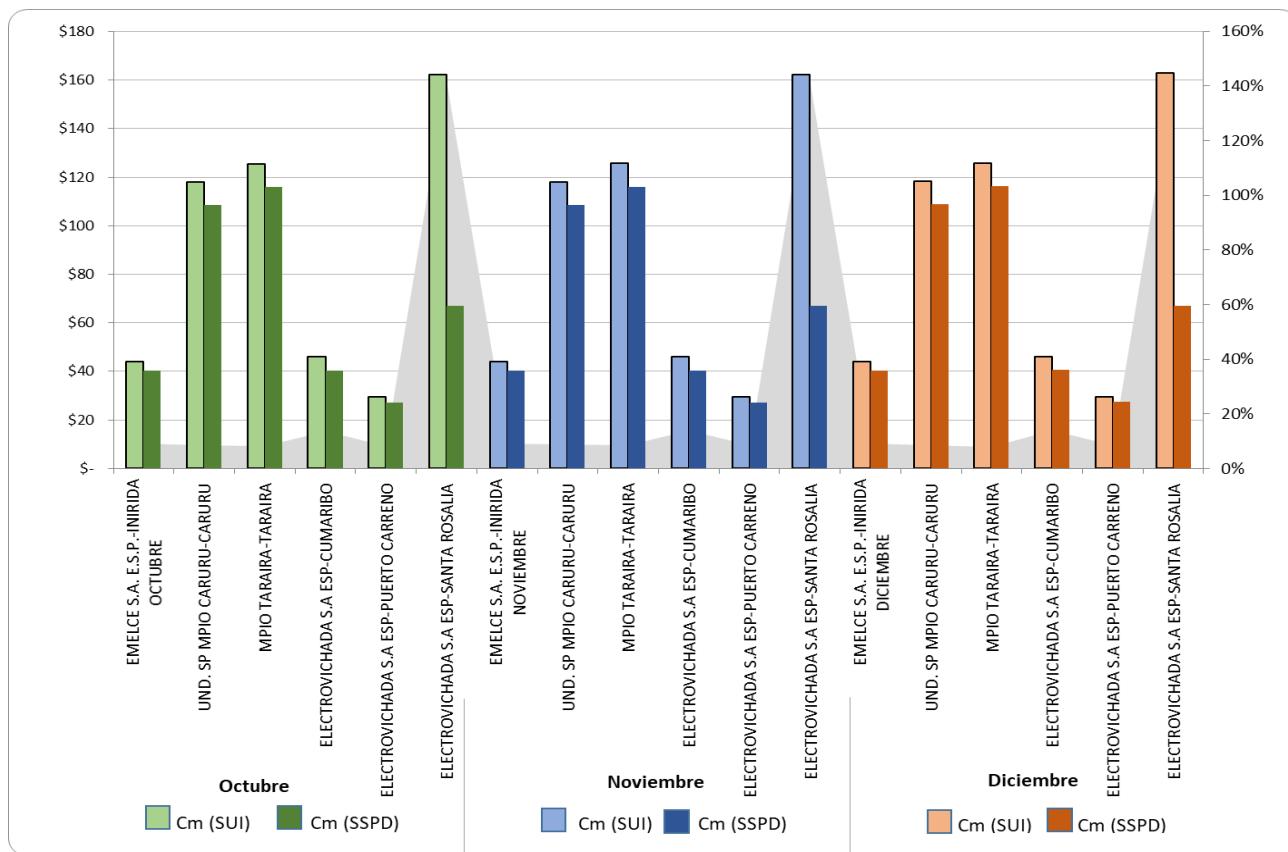
**Tabla 12 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial suroriente**

SIGLA	octubre	noviembre	diciembre
CEELVA S.A.S E.S.P.	<b>59.0</b>	<b>59.0</b>	<b>59.0</b>
ELECTRIMAPIRI	<b>53.0</b>	<b>53.0</b>	<b>53.0</b>
ELECTROVICHADA S.A ESP	<b>79.3</b>	<b>79.3</b>	<b>79.7</b>
EMELCE S.A. E.S.P.	<b>53.0</b>	<b>53.0</b>	<b>53.0</b>
EMPOGUZMAN	<b>97.0</b>	<b>97.0</b>	<b>0.0</b>
EMPULEG E.S.P.	<b>56.0</b>	<b>56.0</b>	<b>56.0</b>
GENDECAR	<b>133.0</b>	<b>132.3</b>	<b>133.0</b>
Mun Taraira	<b>125.0</b>	<b>126.0</b>	<b>126.0</b>
MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	<b>87.0</b>	<b>86.0</b>	<b>87.0</b>
SIGLO XXI EICE ESP	<b>44.0</b>	<b>44.0</b>	<b>44.0</b>
USP Mun Caruru	<b>118.0</b>	<b>118.0</b>	<b>118.0</b>

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZN

El componente de comercialización no posee afectación de acuerdo a las zonas en las cuales se encuentre ubicado cada prestador, pero si presenta variación por número de facturas expedidas, así como la existencia de un sistema de medición y el consumo facturado medio en el año t-1 de cada mercado (CFM t-1). De esta forma, para el análisis de esta componente se tomaron las citadas variables realizando un ejercicio de comparación donde se observó que en un 55% de los municipios se reportó valores para el componente de comercialización superiores a los máximos permitidos por la regulación, a continuación, se muestran las empresas que superan los cargos máximos definidos por la regulación vigente:

**Figura 12 Diferencias Componente C (reporte SUI vs. SSPD) Territorial Suroriental**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 6.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS)

El análisis realizado del comportamiento del Costo Unitario de Prestación del Servicio para el cuarto trimestre del año 2024, se basó en aquellas empresas que prestan el servicio mediante tecnología diésel o PCH para la generación de energía.

La fórmula tarifaria general aplicable a los usuarios regulados del servicio público domiciliario de energía eléctrica reúne los componentes de Generación (G), Distribución (D), y Comercialización (C), considerando el porcentaje de pérdidas de energía acumuladas en el nivel de tensión correspondiente, así:

- Costo Unitario de Prestación del Servicio

$$CU_{nm} = \frac{Gm}{1-p} + Dm, n + Cm$$

Es importante indicar que mediante la Resolución 091 de 2007 en su artículo 40, se establece que las pérdidas eficientes reconocidas corresponden al 10%.

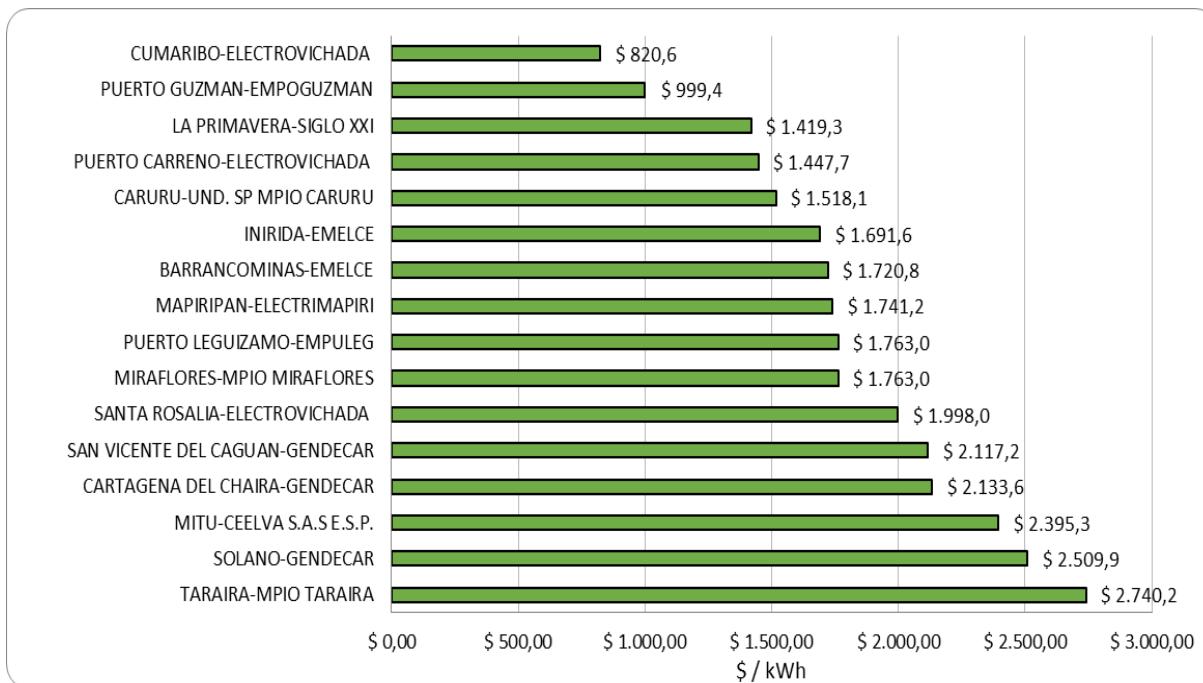
**Tabla 13 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Suroriente**

<b>TERRITORIAL</b>	<b>MUNICIPIO</b>	<b>SIGLA</b>	<b>Octubre</b>	<b>Noviembre</b>	<b>Diciembre</b>
			<b>\$/kWh</b>	<b>\$/kWh</b>	<b>\$/kWh</b>
<b>SURORIENTE</b>	BARRANCOMINAS	EMELCE	\$ 1.699,74	\$ 1.709,75	\$ 1.753,05
	CARTAGENA DEL CHAIRA	GENDECAR	\$ 2.135,81	\$ 2.114,62	\$ 2.150,25
	CARURU	UND. SP MPIO CARURU	\$ 1.639,33	\$ 1.456,64	\$ 1.458,41
	CUMARIBO	ELECTROVICHADA	\$ 808,14	\$ 845,57	\$ 808,00
	INIRIDA	EMELCE	\$ 1.684,74	\$ 1.682,78	\$ 1.707,21
	LA PRIMAVERA	SIGLO XXI	\$ 1.374,45	\$ 1.460,97	\$ 1.422,38
	MAPIRIPAN	ELECTRIMAPIRI	\$ 1.738,77	\$ 1.718,49	\$ 1.766,30
	MIRAFLORES	MPIO MIRAFLORES	\$ 1.762,67	\$ 1.740,41	\$ 1.786,07
	MITU	CEELVA S.A.S E.S.P.	\$ 2.477,24	\$ 2.605,29	\$ 2.103,36
	PUERTO CARRENO	ELECTROVICHADA	\$ 1.449,04	\$ 1.464,68	\$ 1.429,28
	PUERTO GUZMAN	EMPOGUZMAN	\$ 1.499,11	\$ 1.499,19	\$ 0,00
	PUERTO LEGUIZAMO	EMPULEG	\$ 1.449,77	\$ 1.958,82	\$ 1.880,27
	SAN VICENTE DEL CAGUAN	GENDECAR	\$ 2.090,84	\$ 2.091,63	\$ 2.169,16
	SANTA ROSALIA	ELECTROVICHADA	\$ 1.998,27	\$ 1.997,04	\$ 1.998,80
	SOLANO	GENDECAR	\$ 2.485,44	\$ 2.490,55	\$ 2.553,80
	TARAIRA	MPIO TARAIRA	\$ 2.859,59	\$ 2.681,27	\$ 2.679,80

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

En el municipio de Cumaribo se ubica el valor promedio del CUPS más bajo que corresponde a la empresa ELECTROVICHADA por un valor de 820,57 \$/kWh, por otro lado, el mayor valor promedio corresponde a la empresa MUNICIPIO DE TARAIRA por un valor de 2.740,22 \$/kWh, lo que equivale a una diferencia del 30%, lo anterior obedece a que el municipio de Taraira hace parte del grupo 9, quien obtiene un costo adicional de transporte de combustible aéreo conforme a la distribución regional definido en el anexo de la Resolución 091 de 2007.

**Figura 13 Comportamiento CUPS (COP/kWh) - Territorial Suroriente**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 6.7. Tarifas Aplicadas

De acuerdo con lo previsto en el artículo 2 de la Resolución MME 40239 de 2022 del Ministerio de Minas y Energía, las tarifas a aplicar a los usuarios residenciales de las ZNI corresponden a las tarifas de referencia aplicadas a los Usuarios Residenciales de estrato  $e$ , conectado al nivel de tensión  $n$ , para el mes de facturación  $m$ , incluido subsidio o contribución, por el comercializador incumbente del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en el departamento donde se encuentran ubicados los Usuarios Residenciales de una ZNI. En caso de que dichos usuarios se encuentren en un departamento que no pertenezca al SIN, se tomará como referencia la tarifa aplicada en la capital del departamento del SIN, con punto de conexión a 115 kV más cercana a la capital del departamento, al cual pertenecen los Usuarios Residenciales de las ZNI. La tarifa de referencia aplicada debe corresponder a las mismas condiciones en cuanto a estrato, rango de consumo, niveles de tensión, propiedad de activos y franjas horarias.

De acuerdo con las tarifas de referencia, correspondientes a los mercados de comercialización incumbentes del Sistema Interconectado Nacional – SIN, el valor promedio de la tarifa aplicada en esta territorial para el estrato 1 fue de 368,20 \$/kWh y fue el mercado de Caruru y Taraira – Vaupés donde se presentó la tarifa más baja, sin embargo, en el análisis de la información reportada al SUI por las empresas del Municipio de Caruru y Taraira están certificando tarifas de referencia del SIN para otro estrato y periodo, por lo tanto, se procederá a requerir a los prestadores para solicitar información al respecto.

Tabla 14 Tarifas Aplicadas Estrato 1 – Territorial Suroriental

<b>DEPARTAMENTO</b>	<b>Municipio</b>	<b>Tarifa</b>	<b>Mercado Referente del SIN</b>
CAQUETÁ	CARTAGENA DEL CHAIRA	422,56	CAQUETÁ
	SAN VICENTE DEL CAGUAN	422,56	CAQUETÁ
	SOLANO	422,56	CAQUETÁ
GUAINÍA	BARRANCOMINAS	327,59	GUAVIARE
	INIRIDA	327,59	GUAVIARE
GUAVIARE	MIRAFLORES	327,59	GUAVIARE
META	MAPIRIPAN	381,21	META
PUTUMAYO	PUERTO GUZMAN	361,57	PUTUMAYO
	PUERTO LEGUIZAMO	361,57	PUTUMAYO
VAUPÉS	CARURU	317,42	GUAVIARE
	MITU	327,59	GUAVIARE
	TARAIRA	317,42	GUAVIARE
VICHADA	CUMARIBO	395,43	ARAUCA
	LA PRIMAVERA	387,73	ARAUCA
	PUERTO CARRENO	395,43	ARAUCA
	SANTA ROSALIA	395,43	ARAUCA

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 6.8. Subsidios

Para el cuarto trimestre de 2024 en esta territorial, el valor total de subsidios alcanzó \$ 15.409.518.371 COP de los cuales, un 49,47% corresponden a subsidios del estrato 1 por valor de \$ 7.623.248.449 COP. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado:

Tabla 15 Subsidios aplicados por estrato-Uso – cuarto trimestre de 2024 (COP - %) – Territorial Suroriental

<b>Mes</b>	<b>Octubre</b>		<b>Noviembre</b>		<b>Diciembre</b>	
	<b>Estrato - Uso</b>	<b>Valor Subsidio</b>	<b>%</b>	<b>Valor Subsidio</b>	<b>%</b>	<b>Valor Subsidio</b>
Estrato 1	\$ 2.573.934.950,6	49,7%	\$ 2.621.234.118,1	48,6%	\$ 2.428.079.380,0	50,2%
Estrato 2	\$ 873.966.513,1	16,9%	\$ 920.343.993,6	17,1%	\$ 849.302.156,8	17,6%
Estrato 3	\$ 48.651.808,5	0,9%	\$ 51.952.768,1	1,0%	\$ 49.113.030,7	1,0%
Oficial	\$ 1.014.111.429,4	19,6%	\$ 1.084.607.031,7	20,1%	\$ 901.818.027,8	18,6%
Comercial - Ind.	\$ 671.421.670,5	13,0%	\$ 710.967.943,5	13,2%	\$ 610.013.548,4	12,6%
Total	\$ 5.182.086.372,1	100,0%	\$ 5.389.105.855,0	100,0%	\$ 4.838.326.143,7	100,0%

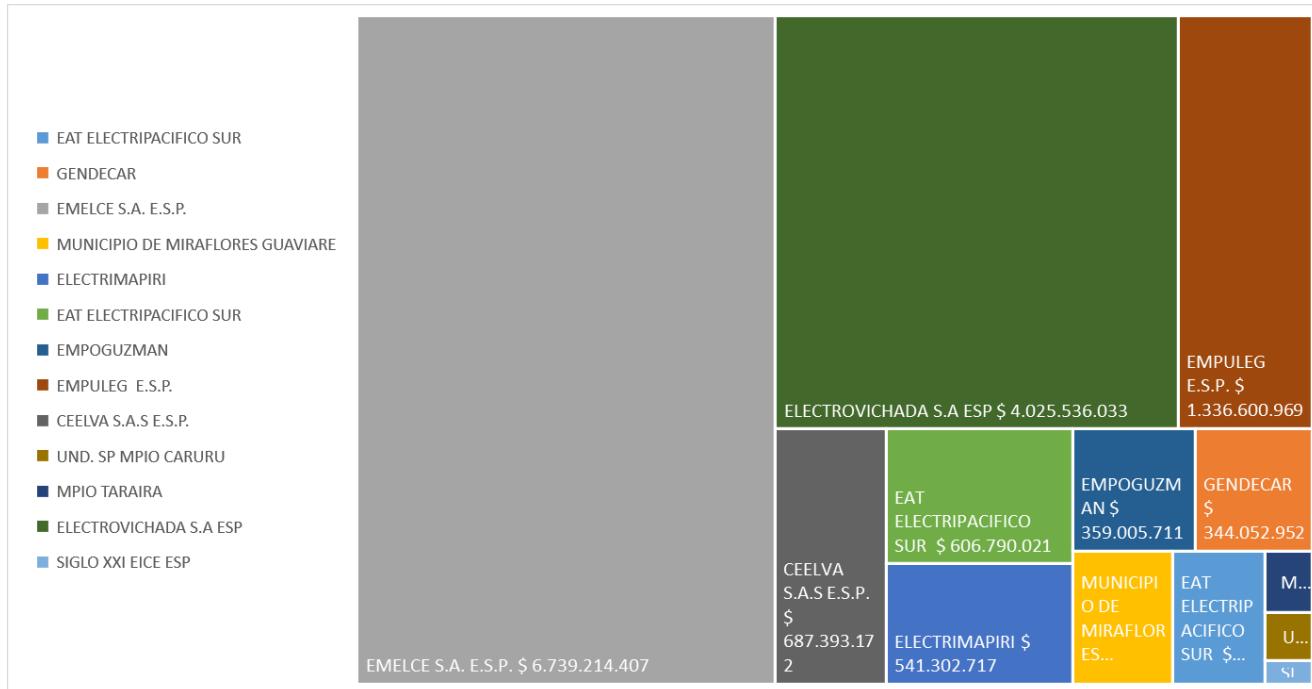
Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Los subsidios reportados para el periodo no mostraron variaciones atípicas.

A continuación, se presenta un diagrama de rectángulos con la distribución de subsidios reportados por cada empresa de la dirección territorial suroriental, para el trimestre analizado.



**Figura 14 Distribución de subsidios por empresa en el cuarto trimestre 2024 (COP) – Territorial Suroriental**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se observa que la empresa EMECE S.A. E.S.P. reportó \$ 6.739.214.407 COP en subsidios, siendo este el mayor valor para la territorial durante el trimestre analizado pues representa 251,73 veces el valor de subsidios reportado por la empresa SIGLO XXI EICE ESP quien reportó el menor valor de subsidios; así mismo, el valor reportado por EMECE S.A. E.S.P. representa el 44% del total de subsidios reportados para la territorial.

## **7. Territorial Suroccidente**

## 7.1. Cargo de Generación (G)

El análisis acá realizado para el cargo de generación del cuarto trimestre de 2024 se basó en la información reportada por las empresas con prestación del servicio mediante generación distribuida con tecnología Diésel.

La determinación de los Cargos Máximos de Generación, se calculan a partir del costo regulado de la inversión para cada tecnología, los gastos de administración, operación y mantenimiento, las horas de prestación del servicio y las pérdidas reconocidas.

El prestador del servicio determina, los cargos máximos por energía generada o por capacidad disponible, como la suma de los costos de inversión y los costos de Administración, Operación y Mantenimiento, para cada tipo de tecnología, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 091 de 2007 y la resolución CREG 057 de 2009.

Es importante tener en cuenta que gran parte del parque de generación instalado en las ZNI funciona con combustibles fósiles, de modo que, los cargos máximos regulados deben obedecer a la aplicación correcta de las variables asociadas a la operación y mantenimiento de los generadores, siendo el consumo de combustible uno de los factores más significativos en las diferencias encontradas en el Costo Unitario de Prestación del Servicio CUPS.

A continuación, se presentan los valores observados con relación a los cargos de generación, así como su comportamiento por departamento de acuerdo a la información reportada en SUI.

En la territorial suroccidente, durante el cuarto trimestre de 2024 reportaron información 28 empresas que prestan el servicio en los departamentos de Cauca, Nariño y Valle del Cauca, atendiendo un promedio de 789 localidades y 61.764 suscriptores, lo que representa un 30% del total de suscriptores atendidos en ZNI durante el periodo de análisis.

**Tabla 16 Cargos Componente (G) Territorial Suroccidente**

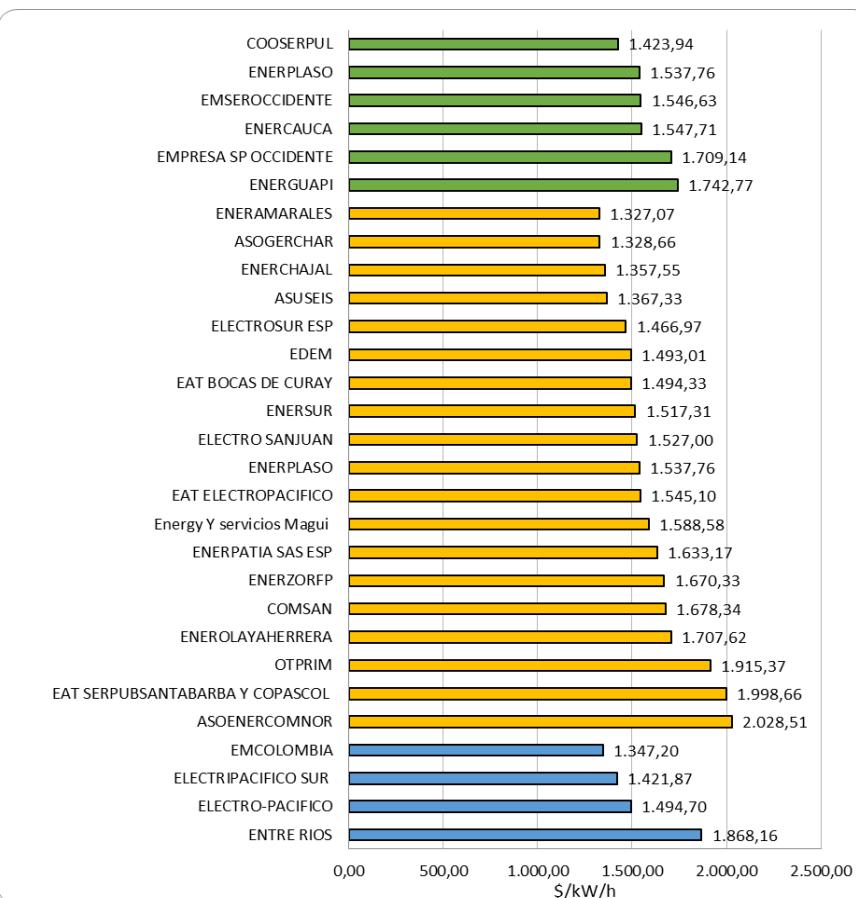
TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Octubre	Noviembre	Diciembre	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
SUROCCIDENTE	CAUCA	COOSERPUL	1415,77	1408,30	1447,76	1423,94
		EMPRESA SP OCCIDENTE	1698,27	1694,34	1734,82	1709,14
		EMSEROCIDENTE	1540,40	1528,37	1571,12	1546,63
		ENERCAUCA	1517,83	1537,20	1588,11	1547,71
		ENERGUAPI	1734,31	1727,01	1766,98	1742,77
		ENERPLASO	1532,76	1520,39	1560,12	1537,76
NARIÑO	NARIÑO	ASOENERCOMMOR	2013,54	2012,50	2059,49	2028,51
		ASOGERCHAR	1322,18	1312,15	1351,66	1328,66
		ASUSEIS	1359,53	1352,42	1390,04	1367,33
		COMSAN	1665,37	1668,83	1700,81	1678,34
		EAT BOCAS DE CURAY	1489,00	1480,00	1514,00	1494,33
		EAT ELECTROPACIFICO	1536,95	1528,62	1569,74	1545,10
		EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL	1975,16	1985,74	2035,10	1998,66
		EDEM	1483,40	1478,80	1516,83	1493,01
		ELECTRO SANJUAN	1517,00	1510,00	1554,00	1527,00
		ELECTROSUR ESP	1448,93	1456,31	1495,68	1466,97
		ENERAMARALES	1320,66	1311,06	1349,50	1327,07
		ENERCHAJAL	1349,73	1342,03	1380,88	1357,55
		Energy Y servicios Magui	1531,09	1652,47	1582,18	1588,58
		ENEROLAYAHERRERA	1698,14	1691,38	1733,34	1707,62
		ENERPATIA SAS ESP	1577,93	1695,28	1626,30	1633,17
		ENERPLASO	1532,76	1520,39	1560,12	1537,76
		ENERSUR	1509,20	1501,19	1541,55	1517,31

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Octubre	Noviembre	Diciembre	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
	VALLE DEL CAUCA	ENERZORFP	1690,00	1638,00	1683,00	1670,33
		OTPRIM	1894,62	1902,76	1948,73	1915,37
		ELECTRIPACIFICO SUR	1401,61	1407,87	1456,12	1421,87
		ELECTRO-PACIFICO	1484,26	1485,32	1514,53	1494,70
		EMCOLOMBIA	1324,10	1345,22	1372,29	1347,20
		ENTRE RIOS	1842,94	1865,01	1896,53	1868,16

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

En la Tabla anterior se evidencia que la empresa ENERPLASO aplica un mismo cargo de generación Gm igual para sus mercados, a pesar de que estos mercados se encuentran en departamentos diferentes, por lo anterior se infiere que el prestador no está teniendo en cuenta las características propias de cada mercado como son: i) la energía generada, ii) la cantidad de usuarios y iii) el valor de transporte del combustible.

**Figura 15 Comportamiento del promedio trimestral Componente (G) Territorial Suroccidente**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 7.2. Combustible

Para el análisis de la información se toman los datos reportados al SUI mediante el formato IC6. Reporte Comercial Generadores Diésel, durante el cuarto trimestre del 2024 evidenciando lo siguiente:

Para la territorial Suroccidente se cuenta con un reporte de información en el SUI de 28 empresas prestadoras, quienes tienen un consumo de 1.220.492 galones de combustible durante el trimestre.

En la siguiente tabla se observa el consumo de combustible de cada prestador por mes y el valor de eficiencia que se obtiene de tomar los kWh de energía generada con relación a los galones de combustible consumidos, identificando que dentro del grupo de prestadores de la territorial la empresa ENERZORFP S.A.S. alcanzó durante el trimestre una eficiencia de 14,9 kWh/gal, caso contrario la empresa E.A.T. SERPUBSANTABARBARA Y COPASCIL EAAA presenta una eficiencia 5,8 kWh/gal para el trimestre.

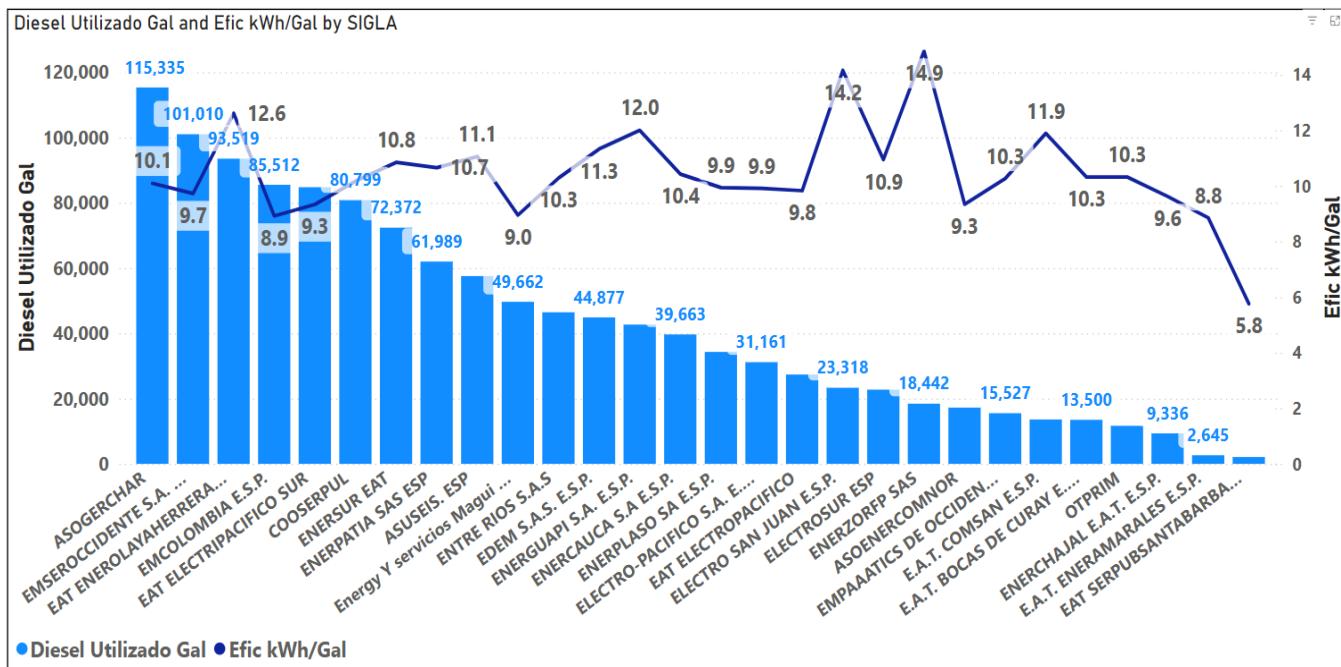
**Tabla 17 Consumo combustible Territorial Suroccidente**

Mes SIGLA	octubre		noviembre		diciembre	
	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal
ASOENERCOMMOR	<b>5,745</b>	<b>9.73</b>	<b>5,745</b>	<b>9.08</b>	<b>5,745</b>	<b>9.21</b>
ASOGERCHAR	<b>38,445</b>	<b>10.42</b>	<b>38,445</b>	<b>9.93</b>	<b>38,445</b>	<b>9.93</b>
ASUSEIS. ESP	<b>19,181</b>	<b>11.49</b>	<b>19,181</b>	<b>10.48</b>	<b>19,181</b>	<b>11.21</b>
COOSERPUL	<b>26,933</b>	<b>10.52</b>	<b>26,933</b>	<b>9.99</b>	<b>26,933</b>	<b>10.00</b>
E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	<b>4,500</b>	<b>20.92</b>	<b>4,500</b>	<b>10.03</b>	<b>4,500</b>	
E.A.T. COMSAN E.S.P.	<b>4,534</b>	<b>12.36</b>	<b>4,534</b>	<b>11.37</b>	<b>4,534</b>	<b>11.94</b>
E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	<b>891</b>	<b>7.81</b>	<b>877</b>	<b>7.37</b>	<b>877</b>	<b>11.39</b>
EAT ELECTRIPACIFICO SUR	<b>28,258</b>	<b>9.33</b>	<b>28,258</b>	<b>9.41</b>	<b>28,258</b>	<b>9.26</b>
EAT ELECTROPACIFICO	<b>9,124</b>	<b>9.81</b>	<b>9,124</b>	<b>9.83</b>	<b>9,124</b>	<b>9.85</b>
EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	<b>31,173</b>	<b>12.55</b>	<b>31,173</b>	<b>12.15</b>	<b>31,173</b>	<b>13.15</b>
EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	<b>700</b>	<b>5.75</b>	<b>700</b>	<b>5.75</b>	<b>700</b>	<b>5.78</b>
EDEM S.A.S. E.S.P.	<b>14,959</b>	<b>11.70</b>	<b>14,959</b>	<b>10.82</b>	<b>14,959</b>	<b>11.46</b>
ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	<b>7,796</b>	<b>13.44</b>	<b>7,796</b>	<b>13.65</b>	<b>7,726</b>	<b>15.39</b>
ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	<b>10,387</b>	<b>10.18</b>	<b>10,387</b>	<b>9.95</b>	<b>10,387</b>	<b>9.60</b>
ELECTROSUR ESP	<b>7,552</b>	<b>10.96</b>	<b>7,567</b>	<b>10.95</b>	<b>7,619</b>	<b>10.94</b>
EMCOLOMBIA E.S.P.	<b>26,715</b>	<b>9.58</b>	<b>32,082</b>	<b>7.77</b>	<b>26,715</b>	<b>9.64</b>
EMPAAACITCS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	<b>5,184</b>	<b>10.27</b>	<b>5,112</b>	<b>10.26</b>	<b>5,231</b>	<b>10.26</b>
EMSEROCIDENTE S.A. E.S.P.	<b>34,676</b>	<b>9.84</b>	<b>33,167</b>	<b>9.41</b>	<b>33,167</b>	<b>9.92</b>
ENERCAUCA S.A E.S.P.	<b>13,221</b>	<b>10.83</b>	<b>13,221</b>	<b>10.17</b>	<b>13,221</b>	<b>10.27</b>
ENERCHAJAL E.A.T. E.S.P.	<b>3,080</b>	<b>9.67</b>	<b>3,128</b>	<b>9.35</b>	<b>3,128</b>	<b>9.84</b>
ENERGUAPI S.A. E.S.P.	<b>14,224</b>	<b>12.33</b>	<b>14,224</b>	<b>11.72</b>	<b>14,224</b>	<b>11.94</b>
Energy Y servicios Magui S.A.S E.S. P	<b>16,554</b>	<b>9.30</b>	<b>16,554</b>	<b>8.76</b>	<b>16,554</b>	<b>8.79</b>
ENERPATIA SAS ESP	<b>20,663</b>	<b>10.54</b>	<b>20,663</b>	<b>10.40</b>	<b>20,663</b>	<b>11.03</b>
ENERPLASO SA E.S.P.	<b>11,434</b>	<b>9.73</b>	<b>11,434</b>	<b>9.93</b>	<b>11,434</b>	<b>10.15</b>
ENERSUR EAT	<b>24,584</b>	<b>11.17</b>	<b>24,584</b>	<b>10.59</b>	<b>24,584</b>	<b>10.68</b>
ENERZORFP SAS	<b>5,778</b>	<b>15.56</b>	<b>6,332</b>	<b>14.22</b>	<b>6,332</b>	<b>14.83</b>
ENTRE RIOS S.A.S	<b>15,482</b>	<b>10.29</b>	<b>15,482</b>	<b>10.27</b>	<b>15,482</b>	<b>10.29</b>
OTPRIM	<b>3,887</b>	<b>10.35</b>	<b>3,887</b>	<b>10.34</b>	<b>3,887</b>	<b>10.27</b>

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

La empresa E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P., no presenta cálculo de eficiencia en el periodo de diciembre, toda vez que, se identifica un error en el reporte de información al SUI, puesto que la energía generada para el periodo de diciembre corresponde a la energía generada en octubre, es decir, que los valores de octubre se encuentran duplicados y los de diciembre no fueron reportados, por lo tanto, la empresa deberá realizar el respectivo ajuste de la información.

**Figura 16 Eficiencia de Consumo combustible en el trimestre - Territorial Suroccidente**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

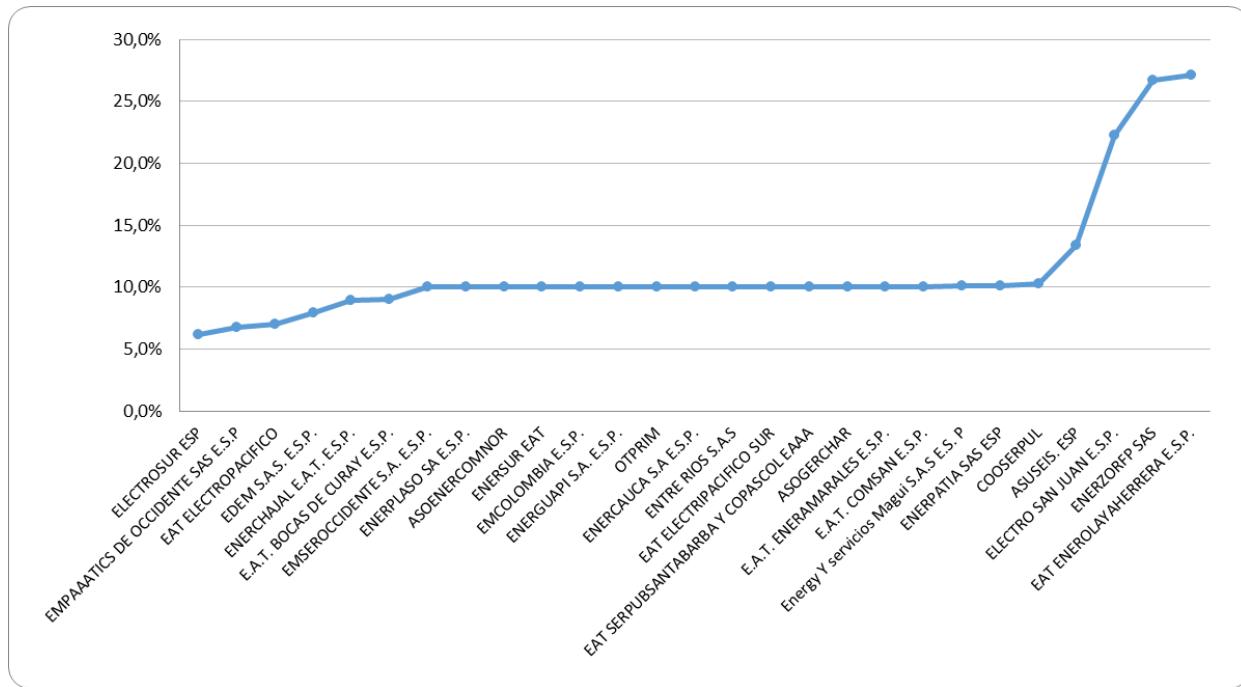
La empresa ASOGERCHAR reporta la mayor cantidad de Diésel utilizado que para el trimestre con un total de 115.335 galones de combustible para generar 1.163.936 kwh.

### 7.3. Pérdidas

Las pérdidas comerciales son producto de la diferencia entre energía generada y energía facturada; por lo anterior y conforme a la información reportada y certificada ante en el SUI por parte de los prestadores de la territorial de Suroccidente para el cuarto trimestre del año en curso, se puede concluir que es EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P. el prestador que presenta la gestión más desfavorable en el control de pérdidas, con un 27,1% en el periodo; en contraste, el prestador ELECTROSUR E.S.P. presentó un mejor control de perdidas comerciales con 6,2%.

Sin bien, en la operación del sistema se pueden dar pérdidas técnicas, hay otras pérdidas que pueden ser ocasionadas por conexiones y uso de energía de manera ilegal por parte de los usuarios finales, también se puede dar por la falta control en la gestión de medida por parte del prestador.

**Figura 17 Comportamiento Pérdidas Territorial Suroccidente**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 7.4. Componente de Distribución (D)

El análisis realizado del comportamiento del cargo de distribución para el cuarto trimestre del año 2024, se basó en aquellas empresas que prestan el servicio mediante el uso de redes de distribución local.

La aplicación de los cargos por uso de los sistemas de distribución permite remunerar al distribuidor la infraestructura necesaria para llevar el suministro desde el punto de salida del Generador, hasta el punto de entrega al usuario. Incluyen costos de conexión del sistema de distribución al Generador, pero no incluyen los costos de conexión del usuario al respectivo Sistema de Distribución ni los costos de los equipos auxiliares y transformadores elevadores que requiera el generador para conectarse al Sistema de Distribución.

La actividad de Distribución de energía eléctrica en las ZNI se remunera utilizando los cargos máximos para los niveles de tensión 1 y 2 establecidos en el artículo 29 de la Resolución CREG 091 de 2007, modificado por el artículo 3 de la Resolución

CREG 057 de 2009. El cálculo de este cargo se relaciona directamente con la propiedad de los activos de distribución, por lo cual se pueden presentar valores disímiles entre los prestadores.

Dado que, la Resolución de cargue de información al SUI SSPD No. 20211000859995 del 24 de diciembre de 2021, entró en vigencia a partir del 01 de julio de 2022, y es mediante el “Formato IT1. Inventario de Equipos” a través del cual los prestadores certifican el porcentaje de propiedad de activos de generación y distribución, a la fecha no se tiene disponible el total de inventario de activos, dado que el plazo máximo de reporte de dicho inventario corresponde a tres años después de la expedición de la mencionada Resolución, por lo cual se tienen datos parciales lo cual no refleja la realidad de la ZNI.

Por lo tanto, se presentan los valores reportados agrupando los departamentos de la territorial suroccidente con los prestadores de las ZNI que reportaron información respecto a los cargos de distribución:

**Tabla 18 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroccidente**

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Octubre	Noviembre	Diciembre	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
SUROCCIDENTE	CAUCA	COOSERPUL	147,360	148,330	150,890	148,86
		EMPRESA SP OCCIDENTE	183,450	184,480	186,990	184,97
		EMSEROCIDENTE	169,220	169,360	171,760	170,11
		ENERCAUCA	177,850	178,550	180,730	179,04
		ENERGUAPI	183,450	184,480	186,990	184,97
		ENERPLASO	129,720	130,920	131,630	130,76
SUROCCIDENTE	NARIÑO	ASOENERCOMNOR	185,970	187,050	189,610	187,54
		ASOGERCHAR	104,470	105,930	106,390	105,60
		ASUSEIS	103,000	103,590	105,000	103,86
		COMSAN	29,680	29,850	30,250	29,93
		EAT BOCAS DE CURAY	98,000	100,000	101,000	99,67
		EAT ELECTROPACIFICO	97,706	98,158	99,486	98,45
		EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL	183,446	184,478	186,993	184,97
		EDEM	183,430	184,480	186,990	184,97
		ELECTRO SANJUAN	98,000	100,000	101,000	99,67
		ELECTROSUR ESP	186,740	187,790	190,500	188,34
		ENERAMARALES	195,860	196,960	199,640	197,49
		ENERCHAJAL	142,260	143,060	145,010	143,44
		Energy Y servicios Magui	202,040	203,180	205,950	203,72
		ENEROLAYAHERRERA	191,900	192,980	195,640	193,51
		ENERPATIA SAS ESP	183,450	184,480	186,990	184,97

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Octubre	Noviembre	Diciembre	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
VALLE DEL CAUCA		ENERPLASO	129,720	130,920	131,630	130,76
		ENERSUR	183,450	184,480	186,990	184,97
		ENERZORFP	112,000	123,000	126,000	120,33
		OTPRIM	183,446	184,478	186,993	184,97
	VALLE DEL CAUCA	ELECTRIPACIFICO SUR	183,446	184,478	186,993	184,97
		ELECTRO-PACIFICO	129,160	129,890	131,660	130,24
		EMCOLOMBIA	202,860	204,390	207,180	204,81
		ENTRE RIOS	183,446	184,478	186,993	184,97

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

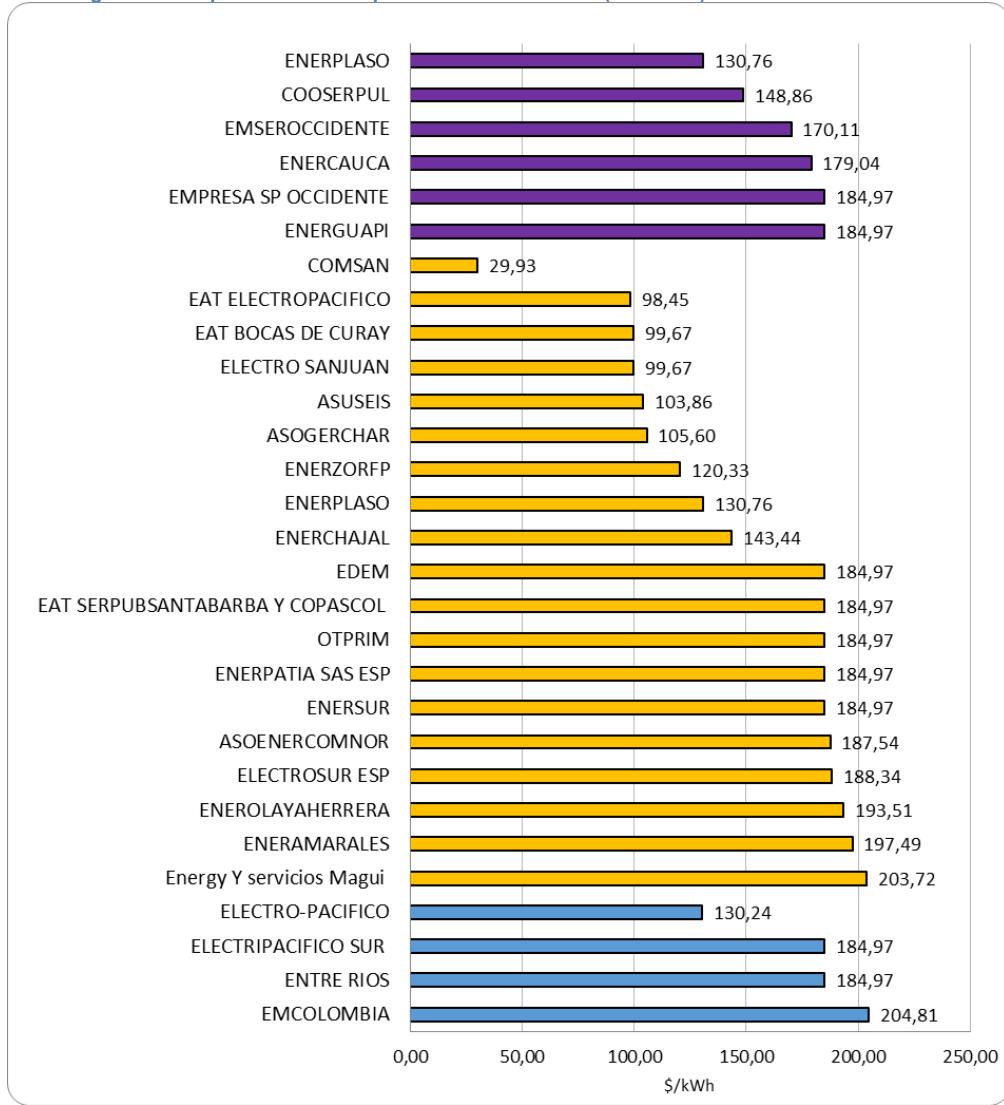
Se encuentra que ENERPLASO presta el servicio en dos departamentos diferentes, sin embargo, el cargo de Dm es el mismo, lo anterior obedece a que la propiedad de activos de distribución certificada en SUI no presenta diferencias.

Se observa que los prestadores ASOENERCOMMOR, ELECTROSUR, ENEROLAYAHERRERA, ENERAMARALES, Energy y servicios Magui y EMCOLOMBIA para el trimestre analizado reportan los cargos de distribución más altos a los valores máximos permitidos por la regulación, se presume que, para el cálculo de esta componente, los prestadores puedan estar teniendo en cuenta los cargos de distribución del nivel de tensión 1 más la del nivel de tensión 2, así mismo, que estén teniendo en cuenta el 100% de la propiedad de activos cuando no le corresponda o que estén usando el IPP<sup>3</sup> definitivo.

---

<sup>3</sup> IPP: Índice de Precios al Productor

**Figura 18 Comportamiento Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroccidente**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 7.5. Componente de Comercialización (C)

El Cargo Máximo Base de Comercialización  $C_0$ , fue establecido en el artículo 37 de la Resolución CREG 091 de 2007 y corresponde a un valor mensual de \$3.834 por factura (\$) de diciembre de 2006); éste depende de la existencia de medición o aforo de carga.

Para el cálculo del cargo de comercialización se consideran las condiciones particulares de facturación reportadas por los prestadores para sus localidades, de esta forma, se observó que, del total de información certificada para la territorial, al 96,8% de los usuarios se les facturó de acuerdo a estimación y al 3,2% con base en diferencia de lecturas; para esta territorial no se observaron mediciones de acuerdo con consumos promedio para el trimestre analizado.



Superintendencia de  
Servicios Públicos Domiciliarios

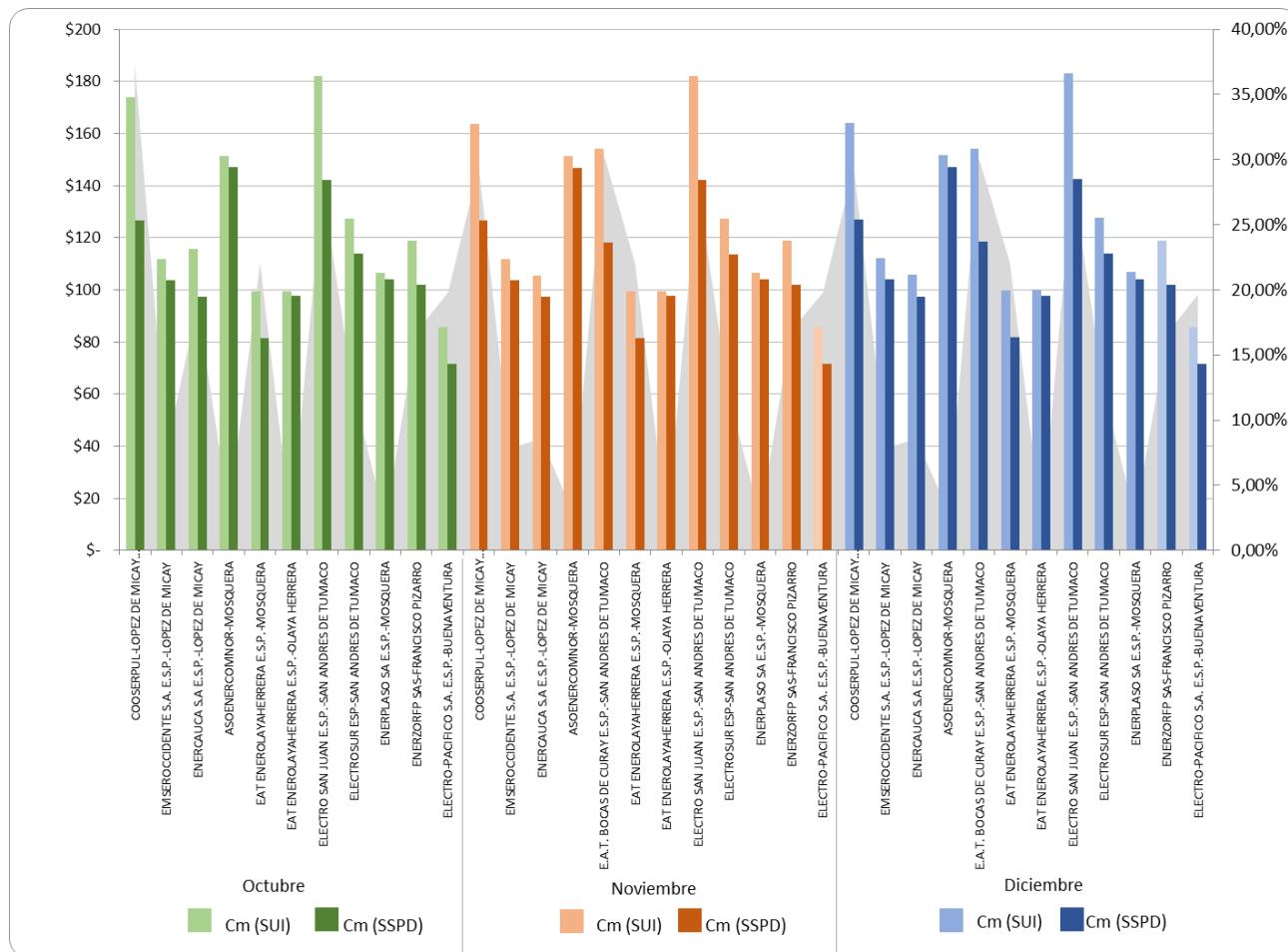
Tabla 19 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial suroccidente

SIGLA	octubre	noviembre	diciembre
ASOENERCOMMOR	<b>151.0</b>	<b>151.0</b>	<b>152.0</b>
ASOGERCHAR	<b>96.0</b>	<b>96.0</b>	<b>96.0</b>
ASUSEIS. E.S.P	<b>92.0</b>	<b>91.0</b>	<b>92.0</b>
COOSERPUL	<b>174.0</b>	<b>164.0</b>	<b>164.0</b>
E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	<b>154.0</b>	<b>154.0</b>	<b>154.0</b>
E.A.T. COMSAN E.S.P.	<b>187.0</b>	<b>186.0</b>	<b>187.0</b>
E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	<b>252.0</b>	<b>261.0</b>	<b>262.0</b>
EAT ELECTRIPACIFICO SUR	<b>100.0</b>	<b>99.0</b>	<b>100.0</b>
EAT ELECTROPACIFICO	<b>125.0</b>	<b>125.0</b>	<b>125.0</b>
EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	<b>100.0</b>	<b>99.0</b>	<b>100.0</b>
EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	<b>197.0</b>	<b>197.0</b>	<b>197.0</b>
EDEM S.A.S. E.S.P.	<b>95.0</b>	<b>95.0</b>	<b>95.0</b>
ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	<b>182.0</b>	<b>182.0</b>	<b>183.0</b>
ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	<b>86.0</b>	<b>86.0</b>	<b>86.0</b>
ELECTROSUR ESP	<b>127.0</b>	<b>127.0</b>	<b>128.0</b>
EMCOLOMBIA E.S.P.	<b>101.0</b>	<b>101.0</b>	<b>101.0</b>
EMPAAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	<b>105.0</b>	<b>105.0</b>	<b>105.0</b>
EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	<b>112.0</b>	<b>112.0</b>	<b>112.0</b>
ENERCAUCA S.A E.S.P.	<b>116.0</b>	<b>105.0</b>	<b>106.0</b>
ENERCHAJAL E.A.T. E.S.P.	<b>112.0</b>	<b>112.0</b>	<b>112.0</b>
ENERGUAPI S.A. E.S.P.	<b>133.0</b>	<b>133.0</b>	<b>134.0</b>
Energy Y servicios Magui S.A.S E.S. P	<b>124.0</b>	<b>123.0</b>	<b>124.0</b>
ENERPATIA SAS ESP	<b>87.0</b>	<b>87.0</b>	<b>87.0</b>
ENERPLASO SA E.S.P.	<b>106.0</b>	<b>107.0</b>	<b>107.0</b>
ENERSUR EAT	<b>95.0</b>	<b>95.0</b>	<b>95.0</b>
ENERZORFP SAS	<b>119.0</b>	<b>119.0</b>	<b>119.0</b>
ENTRE RIOS S.A.S	<b>116.0</b>	<b>116.0</b>	<b>116.0</b>
OTPRIM	<b>108.0</b>	<b>108.0</b>	<b>108.0</b>

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

El componente de comercialización no posee afectación de acuerdo a las zonas en las cuales se encuentre ubicado cada prestador, pero si presenta variación por número de facturas expedidas, así como la existencia de un sistema de medición y el consumo facturado medio en el año t-1 de cada mercado (CFM t-1). De esta forma, para el análisis de esta componente se tomaron las citadas variables realizando un ejercicio de comparación donde se observó que en un 31% de los municipios se reportó valores para el componente de comercialización superiores a los máximos permitidos por la regulación, a continuación, se muestran las empresas que superan los cargos máximos definidos por la regulación vigente:

**Figura 19 Diferencias Componente C (reporte SUI vs. SSPD) Territorial Suroccidente**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 7.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS)

El análisis realizado del comportamiento del Costo Unitario de Prestación del Servicio para el cuarto trimestre del año 2024, se basó en aquellas empresas que prestan el servicio mediante tecnología diésel o PCH para la generación de energía.

La fórmula tarifaria general aplicable a los usuarios regulados del servicio público domiciliario de energía eléctrica reúne los componentes de Generación (G), Distribución (D), y Comercialización (C), considerando el porcentaje de pérdidas de energía acumuladas en el nivel de tensión correspondiente, así:

- Costo Unitario de Prestación del Servicio

$$CU_{nm} = \frac{Gm}{1-p} + Dm, n + Cm$$

Es importante indicar que mediante la Resolución 091 de 2007 en su artículo 40, se establece que las pérdidas eficientes reconocidas corresponden al 10%.

**Tabla 20 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Suroccidente**

TERRITORIAL	MUNICIPIO	SIGLA	Octubre	Noviembre	Diciembre
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
	BARBACOAS	OTPRIM	\$ 2.396,57	\$ 2.406,51	\$ 2.460,39
BUENAVENTURA		ELECTRIPACIFICO SUR	\$ 1.840,39	\$ 1.848,24	\$ 1.904,65
		ELECTROPACIFICO	\$ 1.863,96	\$ 1.865,75	\$ 1.900,09
		EMCOLOMBIA	\$ 1.774,96	\$ 1.799,82	\$ 1.832,97
		ENTRE RIOS	\$ 2.347,05	\$ 2.372,44	\$ 2.410,30
EL CHARCO		ASOGERCHAR	\$ 1.669,72	\$ 1.659,90	\$ 1.704,52
		ENERSUR	\$ 1.955,26	\$ 1.947,27	\$ 1.994,87
FRANCISCO PIZARRO		EAT BOCAS DE CURAY	\$ 1.906,44		
		EDEM	\$ 1.926,77	\$ 1.922,58	\$ 1.967,61
		ENERZORFP	\$ 2.108,78	\$ 2.062,00	\$ 2.115,00
	GUAPI	ENERGUAPI	\$ 2.243,88	\$ 2.236,63	\$ 2.283,91
LA TOLA		ENERAMARALES	\$ 1.914,90	\$ 1.914,98	\$ 1.961,08
		ENERPLASO	\$ 1.939,24	\$ 1.926,75	\$ 1.971,90
LOPEZ DE MICAY		COOSERPUL	\$ 1.894,25	\$ 1.876,70	\$ 1.923,55
		EMPRESA SP OCCIDENTE	\$ 2.175,73	\$ 2.172,25	\$ 2.220,03
		EMSEROCCIDENTE	\$ 1.992,67	\$ 1.979,30	\$ 2.029,50
		ENERCAUCA	\$ 1.979,94	\$ 1.992,02	\$ 2.051,06
		ENERPLASO	\$ 1.939,24	\$ 1.926,75	\$ 1.971,90
	MAGUI	Energy Y servicios Magui	\$ 2.026,79	\$ 2.162,64	\$ 2.087,64
MOSQUERA		ASOENERCOMNOR	\$ 2.574,62	\$ 2.574,34	\$ 2.629,52
		EDEM	\$ 1.926,77	\$ 1.922,58	\$ 1.967,61
		ENEROLAYAHERRERA	\$ 2.178,30	\$ 2.171,74	\$ 2.221,29
		ENERPLASO	\$ 1.939,24	\$ 1.926,75	\$ 1.971,90
OLAYA HERRERA		COMSAN	\$ 2.066,71	\$ 2.070,48	\$ 2.106,66
		ENEROLAYAHERRERA	\$ 2.178,30	\$ 2.171,74	\$ 2.221,29
ROBERTO PAYAN		ENEROLAYAHERRERA	\$ 2.178,30	\$ 2.171,74	\$ 2.221,29
		ENERPATIA SAS ESP	\$ 2.023,73	\$ 2.155,03	\$ 2.081,13
SAN ANDRES DE TUMACO		EAT BOCAS DE CURAY		\$ 1.898,44	\$ 1.937,41
		EDEM	\$ 1.926,77	\$ 1.922,58	\$ 1.967,61
		ELECTRO SANJUAN	\$ 1.965,56	\$ 1.959,78	\$ 2.010,67
		ELECTROSUR ESP	\$ 1.924,12	\$ 1.933,20	\$ 1.980,01
		ENERCHAJAL	\$ 1.754,32	\$ 1.746,41	\$ 1.791,68

TERRITORIAL	MUNICIPIO	SIGLA	Octubre	Noviembre	Diciembre
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
	SANTA BARBARA	ASUSEIS	\$ 1.705,18	\$ 1.697,75	\$ 1.741,20
		EAT ELECTROPACIFICO	\$ 1.930,28	\$ 1.921,31	\$ 1.968,67
		EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL	\$ 2.575,28	\$ 2.587,80	\$ 2.645,70
	TIMBIQUI	EMSEROCCIDENTE	\$ 1.992,67	\$ 1.979,30	\$ 2.029,50
		ENERCAUCA	\$ 1.979,94	\$ 1.992,02	\$ 2.051,06

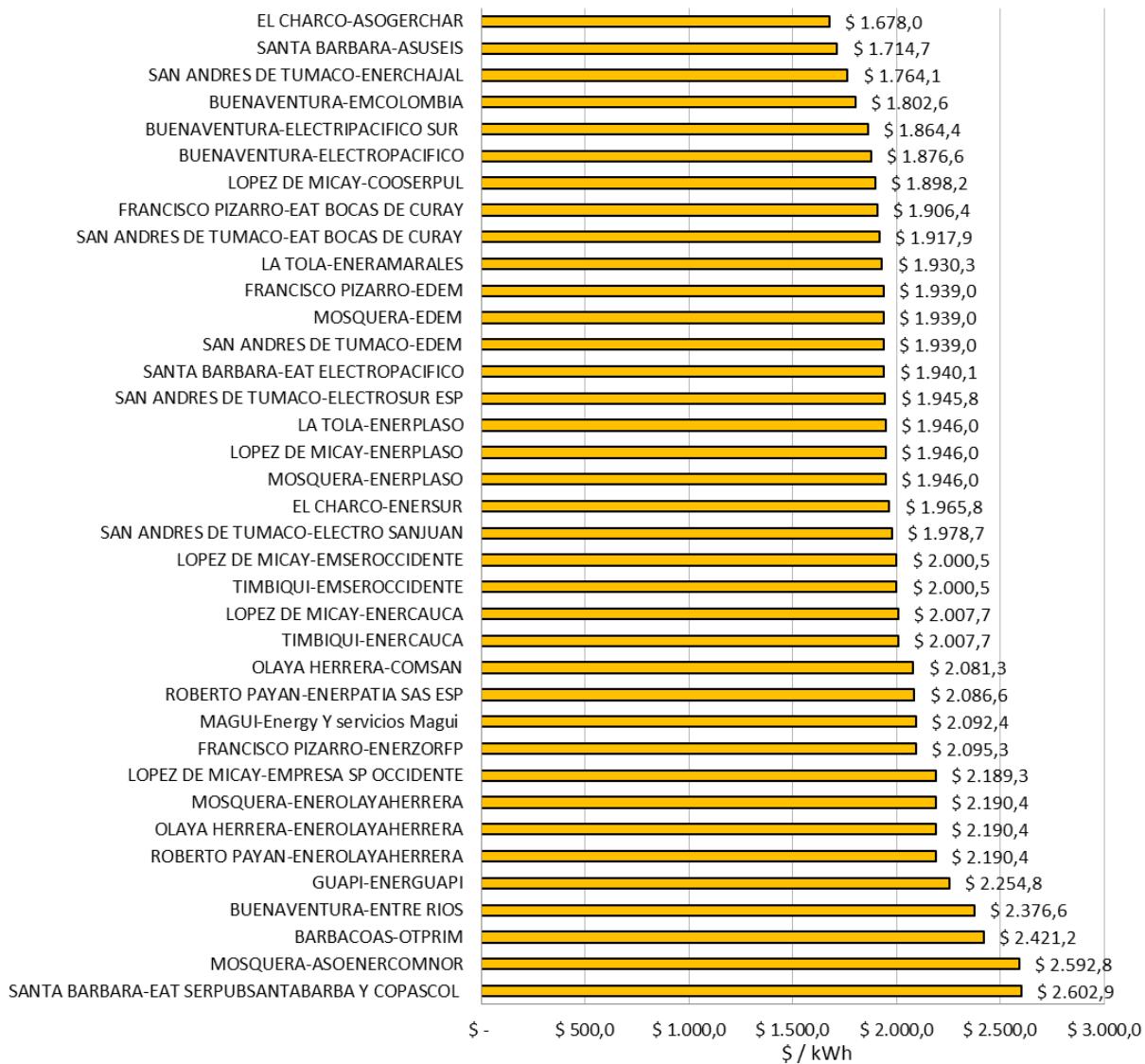
Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se evidencia que las empresas EDEM, ENERPLASO, ENERCAUCA, EMSEROCCIDENTE y ENEROLAYAHERRERA reportan el mismo CUPS para los diferentes municipios donde prestan el servicio de energía eléctrica, no obstante, es de tener en cuenta que este valor varía de acuerdo con la energía generada, la cantidad de usuarios, el valor de transporte del combustible y el consumo facturado medio para el año t-1, así las cosas, es muy baja la probabilidad de que los valores de CUPS sean iguales en dos mercados.

En el municipio de EL CHARCO se ubica el valor promedio del CUPS más bajo que corresponde a la empresa ASOGERCHAR por un valor de 1.678,05 \$/kWh, por otro lado, el mayor valor promedio corresponde a la empresa EAT SERPUBSANTABARBARA Y COPASCOL por un valor de 2.602,93 \$/kWh, así, el CUPS de ASOGERCHAR corresponde al 64% del valor de CUPS que reportó EAT SERPUBSANTABARBARA Y COPASCOL para el periodo analizado.

En el municipio de FRANCISCO PIZARRO la empresa EAT BOCAS DE CURAY reporta un valor de CUPS para el mes de octubre, información que debe ser ajustada en SUI por parte del prestador, dado que la empresa solo presta el servicio de energía en el municipio de SAN ANDRES DE TUMACO.

**Figura 20 Comportamiento CUPS Territorial Suroccidente**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 7.7. Tarifas Aplicadas

De acuerdo con lo previsto en el artículo 2 de la Resolución MME 40239 de 2022 del Ministerio de Minas y Energía, las tarifas a aplicar a los usuarios residenciales de las ZNI corresponden a las tarifas de referencia aplicadas a los Usuarios Residenciales de estrato  $e$ , conectado al nivel de tensión  $n$ , para el mes de facturación  $m$ , incluido subsidio o contribución, por el comercializador incumbente del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en el departamento donde se encuentran ubicados los Usuarios Residenciales de una ZNI. En caso de que dichos usuarios se encuentren en un departamento que no pertenezca al SIN, se tomará como referencia la tarifa aplicada en la capital del departamento del SIN, con punto de conexión a 115 kV más cercana a la capital del departamento, al cual pertenecen los Usuarios Residenciales de las ZNI. La tarifa de

referencia aplicada debe corresponder a las mismas condiciones en cuanto a estrato, rango de consumo, niveles de tensión, propiedad de activos y franjas horarias.

De acuerdo con las tarifas de referencia, correspondientes a los mercados de comercialización incumbentes del Sistema Interconectado Nacional – SIN en esta territorial, el valor promedio la tarifa aplicada en esta territorial para el estrato 1 fue de 415,74 \$/kWh y fue el mercado de Buenaventura – Valle del Cauca donde se presentó la tarifa más baja. Sin embargo, en el análisis de la información reportada al SUI por la empresa ENERCHAJAL E.A.T. E.S.P. del Municipio de San Andrés de Tumaco registra unas tarifas aplicadas diferentes a las tarifas de referencia del SIN, por lo tanto, se procederá a requerir al prestador para solicitar información al respecto.

**Tabla 21 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Suroccidente**

Departamento	Municipio	Tarifa	Mercado Referente del SIN
CAUCA	GUAPI	430,76	CAUCA
	LOPEZ DE MICAY	430,76	CAUCA
	TIMBIQUI	430,76	CAUCA
NARIÑO	BARBACOAS	413,85	NARINO
	EL CHARCO	413,85	NARINO
	FRANCISCO PIZARRO	413,85	NARINO
	LA TOLA	413,85	NARINO
	MAGUI	413,85	NARINO
	MOSQUERA	413,85	NARINO
	OLAYA HERRERA	413,85	NARINO
	ROBERTO PAYAN	413,85	NARINO
	SAN ANDRES DE TUMACO	411,31	NARINO
	SANTA BARBARA	413,85	NARINO
VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA	392,13	VALLE DEL CAUCA

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 7.8. Subsidios

Para el cuarto trimestre de 2024 en esta territorial, el valor total de subsidios ascendió a \$ 17.534.530.770 COP de los cuales, un 99,86% corresponden a subsidios del estrato 1 que ascendieron a \$ 17.510.819.185 COP. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado:

**Tabla 22 Subsidios aplicados por estrato-Uso – Cuarto trimestre de 2024 (COP - %) – Territorial Suroccidente**

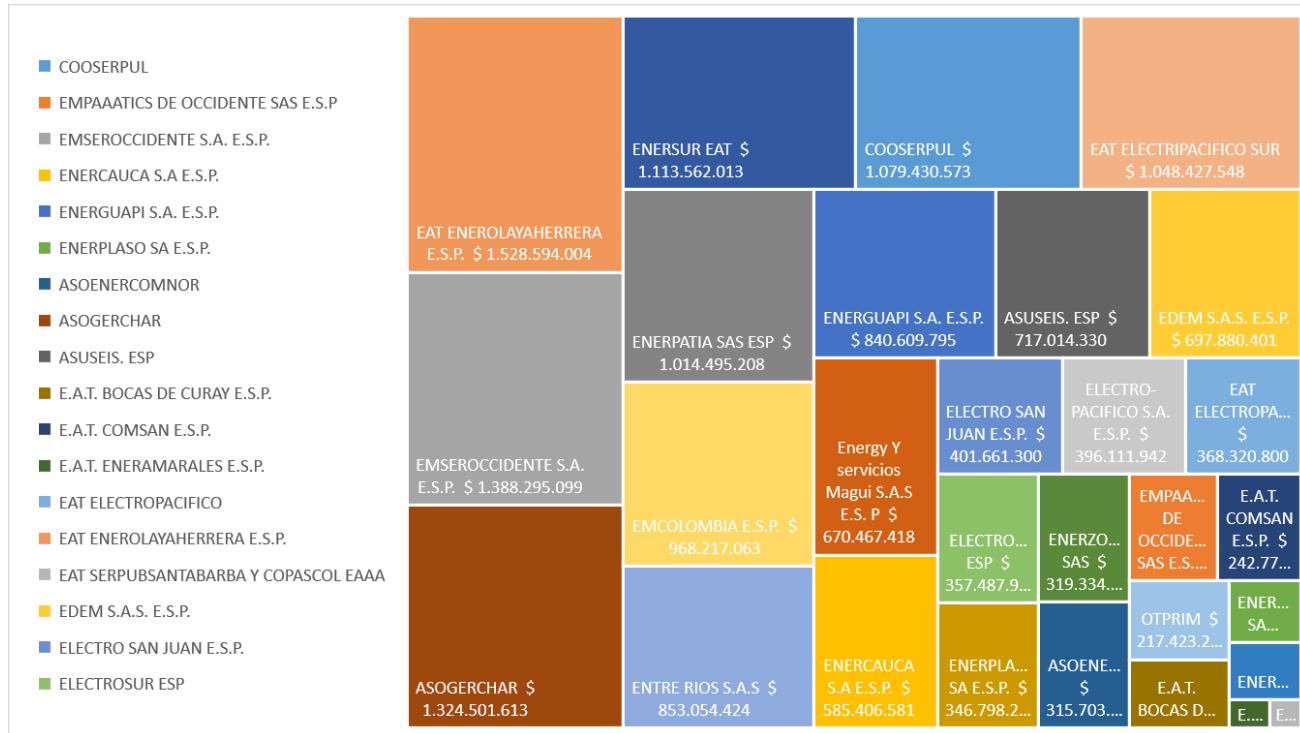
Mes	Octubre		Noviembre		Diciembre	
	Estrato - Uso	Valor Subsidio	%	Valor Subsidio	%	Valor Subsidio
Estrato 1	\$ 5.872.598.039,0	99,8%	\$ 5.688.767.393,0	99,9%	\$ 5.949.453.752,8	99,9%
Oficial	\$ 7.249.197,6	0,1%	\$ 5.238.840,3	0,1%	\$ 5.749.942,5	0,1%
Comercial - Ind.	\$ 2.433.888,9	0,0%	\$ 1.647.549,6	0,0%	\$ 1.392.166,7	0,0%
Total	\$ 5.882.281.125,5	100,0%	\$ 5.695.653.782,9	100,0%	\$ 5.956.595.862,0	100,0%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Los subsidios reportados para el periodo no mostraron variaciones atípicas.

A continuación, se presenta un diagrama de rectángulos con la distribución de subsidios reportados por cada empresa de la dirección territorial suroccidente.

**Figura 21 Distribución de subsidios por empresa en el cuarto trimestre 2024 (COP) – Territorial Suroccidente**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

En esta territorial se observa que los subsidios facturados son más semejantes entre unas empresas y otras.

## 8. Territorial Nororiente

### 8.1. Cargo de Generación (G)

El análisis acá realizado para el cargo de generación del cuarto trimestre de 2024 se basó en la información reportada por las empresas con prestación del servicio mediante generación distribuida con tecnología Diésel.

La determinación de los Cargos Máximos de Generación, se calculan a partir del costo regulado de la inversión para cada tecnología, los gastos de administración, operación y mantenimiento, las horas de prestación del servicio y las pérdidas reconocidas.

El prestador del servicio determina, los cargos máximos por energía generada o por capacidad disponible, como la suma de los costos de inversión y los costos de Administración, Operación y Mantenimiento, para cada tipo de tecnología, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 091 de 2007 y la resolución CREG 057 de 2009.

Es importante tener en cuenta que gran parte del parque de generación instalado en las ZNI funciona con combustibles fósiles, de modo que, los cargos máximos regulados deben obedecer a la aplicación correcta de las variables asociadas a la operación y mantenimiento de los generadores, siendo el consumo de combustible uno de los factores más significativos en las diferencias encontradas en el Costo Unitario de Prestación del Servicio CUPS.

A continuación, se presentan los valores observados con relación a los cargos de generación, así como su comportamiento por departamento de acuerdo a la información reportada en SUI.

En la territorial Nororiente, durante el cuarto trimestre de 2024 reportó información la empresa SOLING DEL SINÚ S.A.S. E.S.P. quien presta el servicio en el departamento de Bolívar, atendiendo un promedio de, 7 localidades y 791 suscriptores, lo que representa el 0,38% del total de suscriptores atendidos en ZNI durante el periodo de análisis.

**Tabla 23 Cargos Componente (G) Territorial Nororiente**

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Octubre	Noviembre	Diciembre	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
NORORIENTE	BOLÍVAR	SOLINGDELSINU	962,57	960,78	1002,21	975,19

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 8.2. Combustible

Para el análisis de la información se toman los datos reportados al SUI mediante el formato IC6. Reporte Comercial Generadores Diésel para el cuarto trimestre del 2024 evidenciando que se cuenta un reporte de información en SUI la cual tuvo un consumo de 15.224 galones de combustible.

En la siguiente tabla se observa el consumo de combustible por mes y el valor de eficiencia que se obtiene de tomar los kWh de energía generada con relación a los galones de combustible consumidos.

**Tabla 24 Consumo combustible Territorial Nororiente**

Mes	octubre		noviembre		diciembre		
	SIGLA	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal
SOLINGDELSINU		6,237	11.97	5,000	12.00	3,987	11.89

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se observó una disminución en el diésel utilizado por parte de SOLING DEL SINU para el mes de diciembre, el cual corresponde a un daño reportado en el grupo electrogeno de 14 días para las localidades de Isla Fuerte y Santa Cruz de Islote.

### 8.3. Pérdidas

Las pérdidas comerciales son producto de la diferencia entre energía generada y energía facturada; por lo anterior y conforme a la información reportada en el SUI por parte de la empresa SOLING DEL SINÚ S.A.S. E.S.P. para el cuarto trimestre del año en curso, de esta información se observó que las pérdidas para el periodo analizado fueron de 4,1%.

Sin bien, en la operación del sistema se pueden dar pérdidas técnicas, hay otras pérdidas que pueden ser ocasionadas por conexiones y uso de energía de manera ilegal por parte de los usuarios finales, también se puede dar por la falta control en la gestión de medida por parte del prestador.

### 8.4. Componente de Distribución (D)

El análisis realizado del comportamiento del cargo de distribución para el cuarto trimestre del año 2024, se basó en aquellas empresas que prestan el servicio mediante el uso de redes de distribución local.

La aplicación de los cargos por uso del sistema de distribución permite remunerar la infraestructura necesaria para llevar el suministro desde el punto de salida del Generador, hasta el punto de entrega al usuario. Incluyen costos de conexión del sistema de distribución al Generador, pero no incluyen los costos de conexión del usuario al respectivo Sistema de Distribución ni los costos de los equipos auxiliares y transformadores elevadores que requiera el generador para conectarse al Sistema de Distribución.

La actividad de Distribución de energía eléctrica en las ZNI se remunera utilizando los cargos máximos para los niveles de tensión 1 y 2 establecidos en el artículo 29 de la Resolución CREG 091 de 2007, modificado por el artículo 3 de la Resolución CREG 057 de 2009, donde se guarda relación con la propiedad de los activos de distribución.

Dado que, la Resolución de cague de información al SUI SSPD No. 20211000859995 del 24 de diciembre de 2021, entró en vigencia a partir del 01 de julio de 2022, y es mediante el “Formato IT1. inventario de Equipos” a través del cual los prestadores certifican el porcentaje de propiedad de activos de generación y distribución, a la fecha no se tiene disponible el total de inventario de activos, dado que el plazo máximo de reporte de dicho inventario corresponde a tres años después de la expedición de la mencionada Resolución, por lo cual se tienen datos parciales lo cual no refleja la realidad de la ZNI.

A continuación, se presentan los valores reportados para la territorial Nororiente con respecto a los cargos de distribución:

Tabla 25 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Nororiente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Octubre	Noviembre	Diciembre	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
NORORIENTE	BOLÍVAR	SOLINGDELSINU	29,680	29,850	30,250	29,93

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se resalta que el prestador debe tener en cuenta para calcular los cargos de distribución para el nivel de tensión 1, el porcentaje de propiedad sobre los activos que usa para la prestación y el IPP<sup>4</sup> provisional.

## 8.5. Componente de Comercialización (C)

El Cargo Máximo Base de Comercialización C<sub>0</sub>, fue establecido en el artículo 37 de la Resolución CREG 091 de 2007 y corresponde a un valor mensual de \$3.834 por factura (\$) de diciembre de 2006); éste depende de la existencia de medición o aforo de carga.

Para el cálculo del cargo de comercialización se consideran las condiciones particulares de facturación reportadas por los prestadores para sus localidades, de esta forma, se observó que, del total de información certificada para la territorial, el 100% de los usuarios se les facturó con base en diferencia de lecturas.

Tabla 26 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Nororiente

SIGLA	Octubre	Noviembre	Diciembre
SOLINGDELSINU	103,03	102,89	103,17

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

El componente de comercialización no posee afectación de acuerdo a las zonas en las cuales se encuentre ubicado cada prestador, pero si presenta variación por número de facturas expedidas, así como la existencia de un sistema de medición y el consumo facturado medio en el año t-1 de cada mercado (CFM t-1).

## 8.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS)

El análisis realizado del comportamiento del Costo Unitario de Prestación del Servicio para el cuarto trimestre del año 2024, se basó en el tipo de tecnología diésel para la generación de energía.

<sup>4</sup> IPP: Índice de Precios al Productor

La fórmula tarifaria general aplicable a los usuarios regulados del servicio público domiciliario de energía eléctrica reúne los componentes de Generación (G), Distribución (D), y Comercialización (C), considerando el porcentaje de pérdidas de energía acumuladas en el nivel de tensión correspondiente, así:

- Costo Unitario de Prestación del Servicio

$$CU_{nm} = \frac{Gm}{1-p} + Dm, n + Cm$$

Es importante indicar que mediante la Resolución 091 de 2007 en su artículo 40, se establece que las pérdidas eficientes reconocidas corresponden al 10%.

**Tabla 27 Costos Unitarios de Prestación del Servicio Territorial Nororiente**

<b>TERRITORIAL</b>	<b>DEPARTAMENTO</b>	<b>SIGLA</b>	<b>Octubre</b>	<b>Noviembre</b>	<b>Diciembre</b>
			<b>\$/kWh</b>	<b>\$/kWh</b>	<b>\$/kWh</b>
<b>NORORIENTE</b>	CARTAGENA DE INDIAS	SOLINGDELSINU	\$ 1.202,23	\$ 1.200,27	\$ 1.246,99

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Es de tener en cuenta que este valor varía de acuerdo con la energía generada, la cantidad de usuarios, el valor de transporte del combustible y el consumo facturado medio para el año t-1, así las cosas, es muy baja la probabilidad de que los valores de CUPS sean iguales en dos mercados.

## 8.7. Tarifas Aplicadas

De acuerdo con lo previsto en el artículo 2 de la Resolución MME 40239 de 2022 del Ministerio de Minas y Energía, las tarifas a aplicar a los usuarios residenciales de las ZNI corresponden a las tarifas de referencia aplicadas a los Usuarios Residenciales de estrato e, conectado al nivel de tensión  $n$ , para el mes de facturación  $m$ , incluido subsidio o contribución, por el comercializador incumbente del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en el departamento donde se encuentran ubicados los Usuarios Residenciales de una ZNI. En caso de que dichos usuarios se encuentren en un departamento que no pertenezca al SIN, se tomará como referencia la tarifa aplicada en la capital del departamento del SIN, con punto de conexión a 115 kV más cercana a la capital del departamento, al cual pertenecen los Usuarios Residenciales de las ZNI. La tarifa de referencia aplicada debe corresponder a las mismas condiciones en cuanto a estrato, rango de consumo, niveles de tensión, propiedad de activos y franjas horarias.

De acuerdo con las tarifas de referencia, correspondientes a los mercados de comercialización incumbentes del Sistema Interconectado Nacional – SIN, el valor promedio de la tarifa aplicada en esta territorial para el estrato 1 fue de 456,75 \$/kWh.

Tabla 28 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Nororiente

<b>DEPARTAMENTO</b>	<b>Municipio</b>	<b>Tarifa</b>	<b>Mercado Referente del SIN</b>
BOLÍVAR	CARTAGENA DE INDIAS	456,75	CARIBE MAR

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 8.8. Subsidios

Para el cuarto trimestre de 2024 en esta territorial, el valor total de subsidios ascendió a \$ 106.453.426 COP de los cuales, un 98,69% corresponden a subsidios del estrato 1 que ascendieron a \$ 105.059.785 COP. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado.

Tabla 29 Subsidios aplicados por estrato-Uso – Cuarto trimestre de 2024 (COP - %) – Territorial Nororiente

<b>Mes</b>	<b>Octubre</b>			<b>Noviembre</b>			<b>Diciembre</b>	
	<b>Estrato - Uso</b>	<b>Valor Subsidio</b>	<b>%</b>	<b>Valor Subsidio</b>	<b>%</b>	<b>Valor Subsidio</b>	<b>%</b>	
Estrato 1	\$ 38.112.155,3	98,1%		\$ 35.380.452,4	98,8%	\$ 31.567.177,0	99,4%	
Oficial	\$ 73.099,4	0,2%		\$ 41.238,8	0,1%	\$ 81.415,3	0,3%	
Comercial - Ind.	\$ 672.593,9	1,7%		\$ 406.471,0	1,1%	\$ 118.823,3	0,4%	
Total	\$ 38.857.848,6	100,0%		\$ 35.828.162,2	100,0%	\$ 31.767.415,6	100,0%	

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Los subsidios reportados para el periodo no mostraron variaciones atípicas.

## 9. Generadores Puros

En algunos casos, la generación es realizada por generadores puros a quienes se les reconocen costos reales mediante Resolución del MME 91873 del 2012. Si bien se observa que CEDENAR es generador para el mercado de Puerto Leguízamo, es necesario indicar que EMPULEG E.S.P., también realiza la actividad de generación en las localidades menores donde presta el servicio de energía. Ahora bien, GENSA es generador en los mercados de Bahía Cupica donde el prestador es COSEPCU, en la Cabecera Municipal de Mitú el prestador es CEELVA, en la cabecera municipal Ciudad Mutis la prestación del servicio corresponde a E.P.B. y finalmente para el mercado de Inírida – Cabecera Municipal el prestador del servicio de energía lo realiza EMELCE.

**Tabla 30 Consumo de combustible -Generadores Puros**

Mes SIGLA	octubre		noviembre		diciembre	
	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal
CEDENAR S.A. E.S.P. PUERTOLEGUIZAMO	<b>95,199</b>	<b>10.94</b>	<b>89,537</b>	<b>11.47</b>	<b>96,135</b>	<b>11.55</b>
GENSA S.A. ESP BAHIA CUPICA	<b>1,711</b>	<b>12.91</b>	<b>9,752</b>	<b>6.49</b>	<b>3,744</b>	<b>13.05</b>
CABECERA MUNICIPAL DE MITU	<b>117,797</b>	<b>13.52</b>	<b>207,636</b>	<b>6.79</b>	<b>91,535</b>	<b>13.74</b>
CIUDAD MUTIS - CABECERA MUNICIPAL	<b>20,138</b>	<b>13.33</b>	<b>36,882</b>	<b>6.70</b>	<b>33,079</b>	<b>13.12</b>
INIRIDA-CABECERA MUNICIPAL	<b>168,397</b>	<b>13.19</b>	<b>327,872</b>	<b>6.60</b>	<b>163,762</b>	<b>13.15</b>

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Para el periodo analizado, se observó que la eficiencia promedio más alta fue de 11,35 kWh/gal en la Cabecera Municipal de Mitú, caso contrario en la localidad de Bahía Cupica del municipio de Bahía Solano, donde la eficiencia promedio fue de 10,82 kWh/gal, esto es un 5% menos de eficiencia en comparación con GENSA en Mitú - Vaupés.

## 10. Áreas de Servicio Exclusivo (ASE)

### 10.1. Tarifas aplicadas

De acuerdo a la Resolución CREG 091 de 2007, un Área de Servicio Exclusivo (ASE) es el área geográfica correspondiente a los municipios, cabeceras municipales y centros poblados sobre las cuales la autoridad competente otorga exclusividad en la prestación del servicio mediante contratos.

Actualmente en Colombia existen dos ASE para el servicio de energía eléctrica que han fueron otorgadas por el Ministerio de Minas y Energía mediante contrato de concesión de exclusividad.

La primera ASE es la correspondiente a 38 localidades del departamento del Amazonas, incluyendo los municipios de Leticia y Puerto Nariño, y que es atendida por la empresa Energía para el Amazonas SA ESP (ENAM).

La fórmula tarifaria para realizar el cálculo del costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica para el área de servicio exclusivo del Amazonas se define en el artículo 55 de la Resolución CREG 161 de 2008, modificada por la resolución CREG 074 de 2009:

$$CU_m = IAOM_m + \frac{Gc_m}{(1 - p_m)} + M_m$$

La segunda ASE corresponde al archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, que son atendidas por la Sociedad Productora de Energía de San Andrés SA ESP (SOPESA).

El artículo 26 de la Resolución CREG 160 de 2008, modificada por el artículo 8 de la Resolución CREG 073 de 2009, define la fórmula tarifaria para realizar el cálculo del costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica para el área de servicio exclusivo del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina:

$$CU_{n,m} = IAOM_{n,m} + \frac{Gc_m + A_m}{(1 - p_{n,m})} + M_m$$

De acuerdo con la información reportada ante el SUI, para el cuarto trimestre del año 2024, se encontró que las empresas ENAM y SOPESA, prestan el servicio en 12 municipios y 40 localidades atendiendo a 40.158 suscriptores en promedio que representan el 19% del total de suscriptores atendidos en la ZNI durante el periodo analizado.

Para el cuarto trimestre de 2024 dentro de las ASEs, en el comportamiento de la tarifa aplicada al estrato 1 se tiene que la tarifa más baja fue la de SOPESA.

Tabla 31 Tarifas Aplicadas Cuarto Trimestre 2024 – ASE

<b>Departamento</b>	<b>Municipio</b>	<b>Tarifa</b>	<b>Mercado Referente ASES</b>
AMAZONAS	EL ENCANTO	358,71	ASES
	LA CHORRERA	358,71	ASES
	LA PEDRERA	358,71	ASES
	LA VICTORIA	358,71	ASES
	LETICIA	358,71	ASES
	MIRITI - PARANA	358,71	ASES
	PUERTO ALEGRIA	358,71	ASES
	PUERTO ARICA	358,71	ASES
	PUERTO NARINO	358,71	ASES
	PUERTO SANTANDER	358,71	ASES
ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA	TARAPACA	358,71	ASES
	PROVIDENCIA	328,37	ASES
	SAN ANDRES	328,37	ASES

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 10.2. Subsidios ASE

Ahora bien, los subsidios del sector eléctrico para las áreas de servicio exclusivo, corresponden al resultado de la aplicación de la metodología específica para la asignación de subsidios a los usuarios a ser atendidos por medio de los contratos

especiales de prestación del servicio, a partir del establecimiento de los consumos máximos de energía de los usuarios, con base en las horas de prestación determinadas en los Contratos de Concesión para los Niveles de Prestación del Servicio.

De acuerdo con la información reportada por los prestadores en el Sistema Único de Información SUI, se evidencia el monto de subsidios aplicados a los usuarios por estrato, durante el cuarto trimestre de 2024.

**Tabla 32 Subsidios aplicados por estrato-Uso – cuarto trimestre de 2024 (COP - %) – ASE**

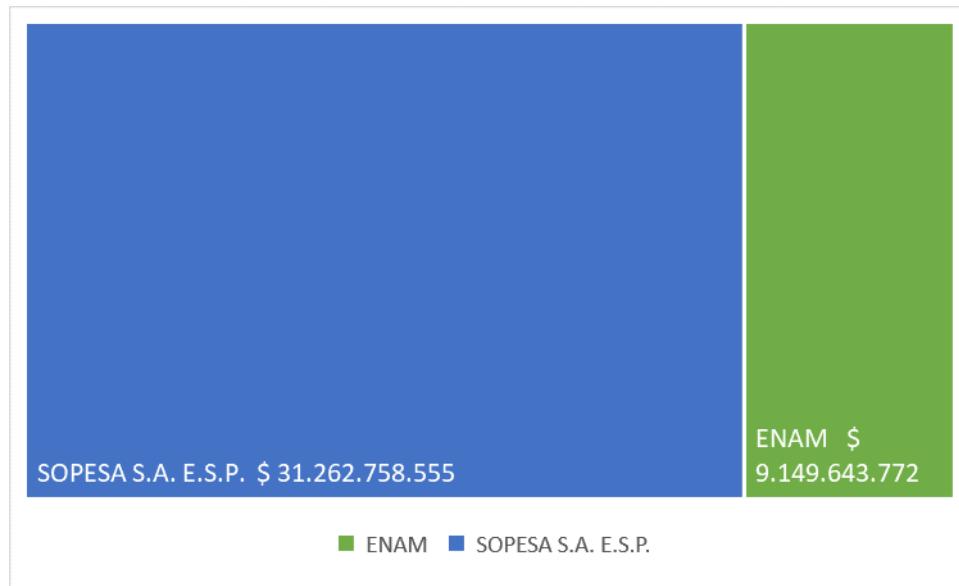
Mes Estrato - Uso	Octubre		Noviembre		Diciembre	
	Valor Subsidio	%	Valor Subsidio	%	Valor Subsidio	%
Estrato 1	\$ 1.615.895.174	11,4%	\$ 1.530.927.982	11,3%	\$ 1.476.342.732	11,5%
Estrato 2	\$ 2.443.938.727	17,3%	\$ 2.318.117.208	17,2%	\$ 2.230.369.983	17,4%
Estrato 3	\$ 1.877.238.975	13,3%	\$ 1.760.011.217	13,0%	\$ 1.663.327.342	13,0%
Estrato 4	\$ 294.748.714	2,1%	\$ 273.263.093	2,0%	\$ 265.129.695	2,1%
Estrato 5	\$ 163.123.489	1,2%	\$ 157.786.556	1,2%	\$ 148.438.745	1,2%
Estrato 6	\$ 26.079.236	0,2%	\$ 24.854.094	0,2%	\$ 24.469.769	0,2%
Industrial	\$ 199.670.780	1,4%	\$ 204.276.096	1,5%	\$ 166.945.893	1,3%
Comercial	\$ 5.574.714.360	39,5%	\$ 5.384.643.449	39,9%	\$ 5.100.888.276	39,8%
Oficial	\$ 1.189.713.933	8,4%	\$ 1.152.647.456	8,5%	\$ 1.065.617.446	8,3%
Sector Bombeo de agua	\$ 53.962.616	0,4%	\$ 53.480.771	0,4%	\$ 50.435.022	0,4%
Especial Educativo	\$ 122.385.222	0,9%	\$ 127.014.263	0,9%	\$ 108.303.749	0,8%
Especial Asistencia	\$ 239.940.716	1,7%	\$ 227.678.498	1,7%	\$ 210.854.490	1,6%
Provisional	\$ 158.167.996	1,1%	\$ 125.574.826	0,9%	\$ 128.209.988	1,0%
Alumbrado Público	\$ 156.799.828	1,1%	\$ 154.776.894	1,1%	\$ 161.637.028	1,3%
Total	\$ 14.116.379.766	100,0%	\$ 13.495.052.403	100,0%	\$ 12.800.970.158	100,0%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

La distribución de subsidios por estrato no tuvo variaciones atípicas.

A continuación, se presenta un diagrama circular con la participación que tuvieron las empresas SOPESA y ENAM en el total de subsidios aplicados para el cuarto trimestre de 2024 en las ASE. Los subsidios facturados para el trimestre muestran que SOPESA certifica aproximadamente el 77,36% de los subsidios y ENAM el 22,64%.

Figura 22 Distribución de subsidios por empresa en el cuarto trimestre 2024 (COP) – ASE



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 11. Información consolidada de Tarifas Aplicadas para el trimestre

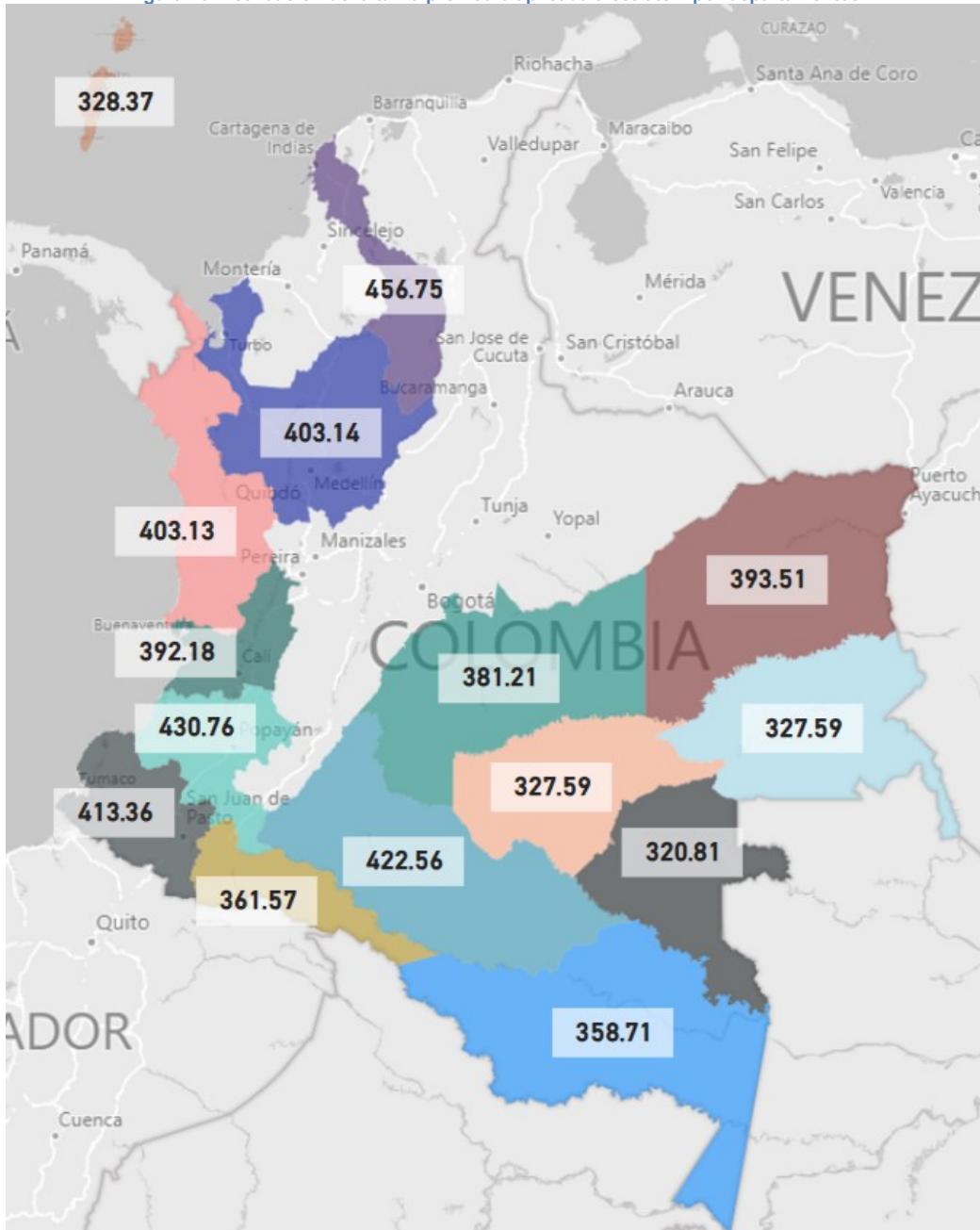
En el mapa mostrado a continuación se registran los datos de tarifa promedio usada en cada departamento donde se presta el servicio público domiciliario de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas. El promedio mostrado se calcula a partir de la tarifa de referencia usada en cada mercado relevante de cada departamento.



Superintendencia de  
Servicios Públicos Domiciliarios

Figura 23

Distribución de la tarifa promedio aplicada a estrato 1 por departamentos



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

En la sección anexos del presente boletín se muestran las tablas resumen de cada una de las tarifas aplicadas para estos sectores.

## 12. Información consolidada de Subsidios para el trimestre

Con respecto a los subsidios por menores tarifas del sector eléctrico en las ZNI, el cálculo de éstos se realiza de acuerdo a las indicaciones y fórmula establecida en el artículo 5 de la Resolución MME 40239 de 2022, para los usuarios residenciales de las localidades de más de trescientos (300) usuarios subsidiados, para las localidades de menos de trescientos (300) usuarios subsidiados se aplican los criterios de horas de prestación y consumos máximos subsidiados, de acuerdo con lo indicado en la tabla del artículo 6, y finalmente para los usuarios no residenciales de acuerdo con lo establecido en el artículo 8 de la misma Resolución MME 40239 de 2022.

A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios aplicados para cada mes del cuarto trimestre de 2024, que reciben suministro de energía mediante tecnología Diésel.

Tabla 33 Subsidios aplicados en el cuarto trimestre de 2024 (COP)

<b>Mes</b>	<b>octubre</b>		<b>noviembre</b>		<b>diciembre</b>	
<b>Estrato-Uso</b>	<b>VALOR SUBSIDIO</b>	<b>%</b>	<b>VALOR SUBSIDIO</b>	<b>%</b>	<b>VALOR SUBSIDIO</b>	<b>%</b>
Estrato 1	\$14,103,596,022	47.8%	\$13,707,622,333	47.9%	\$14,456,040,708	50.3%
Estrato 2	\$3,386,145,457	11.5%	\$3,299,764,378	11.5%	\$3,267,248,449	11.4%
Estrato 3	\$1,925,551,251	6.5%	\$1,811,731,370	6.3%	\$1,721,618,115	6.0%
Estrato 4	\$294,748,714	1.0%	\$273,263,093	1.0%	\$265,129,695	0.9%
Estrato 5	\$163,123,489	0.6%	\$157,786,556	0.6%	\$148,438,745	0.5%
Estrato 6	\$26,079,236	0.1%	\$24,854,094	0.1%	\$24,469,769	0.1%
Industrial	\$207,354,695	0.7%	\$211,361,682	0.7%	\$173,631,137	0.6%
Comercial	\$6,397,481,545	21.7%	\$6,186,518,516	21.6%	\$5,938,937,968	20.7%
Oficial	\$2,274,157,880	7.7%	\$2,251,361,603	7.9%	\$2,095,189,457	7.3%
Sector Bombeo de agua	\$53,962,616	0.2%	\$53,480,771	0.2%	\$50,435,022	0.2%
Especial Educativo	\$122,385,222	0.4%	\$127,014,263	0.4%	\$108,303,749	0.4%
Especial Asistencia	\$239,940,716	0.8%	\$227,678,498	0.8%	\$210,854,490	0.7%
Provisional	\$158,167,996	0.5%	\$125,574,826	0.4%	\$128,209,988	0.4%
Alumbrado público	\$156,799,828	0.5%	\$154,776,894	0.5%	\$161,637,028	0.6%
<b>Total</b>	<b>\$29,509,494,667</b>	<b>100.0%</b>	<b>\$28,612,788,878</b>	<b>100.0%</b>	<b>\$28,750,144,321</b>	<b>100.0%</b>

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se observa que la facturación de subsidios se mantuvo estable para el periodo analizado. Si bien el promedio de subsidios facturados para el sector comercial en el trimestre es de 6.174.312.676 COP, se debe tener en cuenta que, en el análisis mostrado para las ASE los subsidios promedio facturados para el sector comercial ascendieron a 5.353.415.362 COP. De lo anterior se concluye que el 86.7% de los subsidios de toda la ZNI para el sector comercial se ubican en las ASE.

En la Tabla 33 se observa que los subsidios facturados al estrato 1 son 42.267.259.063 COP lo que representa un 48.7% del total, no obstante, en las ASE los subsidios para el estrato 1 corresponden tan solo al 5.3%, esta cifra impacta en los porcentajes de asignación de subsidios para el estrato 1 de toda la ZNI pues, si se hace una estimación de subsidios excluyendo las ASE, el estrato 1 representa el 91% en el total de subsidios para toda las ZNI.

**Tabla 34 Distribución Subsidios por estrato / Uso**

<b>Trimestre</b>	<b>4</b>	
	<b>Estrato-Uso</b>	<b>VALOR SUBSIDIO</b>
Estrato 1	\$42,267,259,063	48.7%
Estrato 2	\$9,953,158,285	11.5%
Estrato 3	\$5,458,900,736	6.3%
Estrato 4	\$833,141,502	1.0%
Estrato 5	\$469,348,790	0.5%
Estrato 6	\$75,403,099	0.1%
Industrial	\$592,347,514	0.7%
Comercial	\$18,522,938,030	21.3%
Oficial	\$6,620,708,940	7.6%
Sector Bombeo de agua	\$157,878,409	0.2%
Especial Educativo	\$357,703,234	0.4%
Especial Asistencia	\$678,473,704	0.8%
Provisional	\$411,952,810	0.5%
Alumbrado público	\$473,213,750	0.5%
<b>Total</b>	<b>\$86,872,427,866</b>	<b>100.0%</b>

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

La información de subsidios facturados para los sectores Bombeo de agua, Especial educativo, Especial asistencia y Alumbrado público corresponden únicamente a datos reportados por las ASE.

## 13. Soluciones Solares Fotovoltaicas Individuales (SSFVI)

Durante el año de 2020, la Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible - CREG mediante la Resolución CREG No. 137 de 2020 puso en consulta el proyecto de resolución para establecer la remuneración de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas (SSFVI), el cual propone la fórmula tarifaria general que deberían aplicar los comercializadores de energía eléctrica, para calcular los costos máximos de prestación del servicio de energía eléctrica y las tarifas aplicables a usuarios regulados, atendidos mediante soluciones individuales solares fotovoltaicas. A la fecha la resolución definitiva se encuentra en proceso de expedición por parte de la entidad reguladora.

El 3 de septiembre de 2020, la CREG expidió la Resolución No. 166 de 2020, por medio de la cual define una tarifa transitoria para el servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas mediante sistemas solares fotovoltaicos individuales AC con potencia mayor a 0.5 kW.

Por otro lado, el Ministerio de Minas y Energía, expidió la Resolución No. 40296 de octubre 7 de 2020 derogada por la Resolución No. 40292 de 5 de agosto de 2022, con el objetivo de reglamentar de manera transitoria el otorgamiento de subsidios para el servicio público de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas -ZNI-, mediante Soluciones Solares Fotovoltaicas Individuales con potencia mayor a 0.5 kW. Estas resoluciones expedidas por la CREG y el Ministerio de Minas y Energía -MME-, vienen a complementar aspectos de la estructura tarifaria adoptada por la CREG en la Resolución 091 de 2007, para permitir el cálculo de cargos asociados al AOM de las SSFVI en ZNI.

La CREG define en el artículo 6 de la Resolución 101 026 de 2022 la formula tarifaria general para el cálculo del costo unitario de prestación del servicio mediante Soluciones Solares Fotovoltaicas Individuales como se indica a continuación:

$$CU_m = I_m + AMGC_m$$

Ahora bien, dado que la Resolución 101 026 de 2022 actualiza la metodología de cálculo del CUPS, con respecto a la descrita en la resolución CREG 166 del 2020, se hace necesario ajustar los campos definidos en el nuevo lineamiento de carga de información al SUI a partir de noviembre de 2023, el cual fue publicado por esta superintendencia en el mes de abril del 2024.

Para el cuarto trimestre del año 2024, se obtiene del reporte de información que 58 municipios y 1.515 localidades cuentan con SSFVI, alcanzando en promedio 32.485 suscriptores que representan el 19% del total de suscriptores atendidos en la ZNI durante el cuarto trimestre.

A continuación, se muestra la información de los CU promedio con esquema de ciclos de facturación que las empresas han reportado a través de Promail para el trimestre analizado.

**Tabla 35 Costo Unitario Promedio Esquema Ciclos– Cuarto Trimestre de 2024 (COP)**

<b>Empresa / Municipio</b>	<b>Octubre</b>	<b>Noviembre</b>	<b>Diciembre</b>
<b>ELECTROFRONTRUL</b>			
SAN ANDRÉS DE TUMACO	\$ 6.209	\$ 6.272	\$ 6.240
<b>EAT ELECTRIPACIFICO SUR</b>			
CARTAGENA DEL CHAIRÁ	\$ 133.291	\$ 129.717	\$ 135.868
SOLANO	\$ 207.969	\$ 202.393	\$ 211.990
MOCOA	\$ 96.100	\$ 93.524	\$ 97.958
PUERTO LEGUÍZAMO	\$ 156.909	\$ 152.702	\$ 159.943
VILLAGARZÓN	\$ 100.705	\$ 98.005	\$ 102.652
<b>EGYT S.A.S. E.S.P.</b>			
MEDIO ATRATO	\$ 2.618	\$ 2.668	\$ 2.735
PUERTO CONCORDIA	\$ 2.623	\$ 2.673	\$ 2.740
PUERTO GAITÁN	\$ 4.576	\$ 4.676	\$ 4.793
LA LLANADA	\$ 2.349	\$ 2.392	\$ 2.451
EL CARMEN	\$ 3.138	\$ 3.200	\$ 3.280
ORITO	\$ 2.597	\$ 2.645	\$ 2.711
PUERTO ASÍS	\$ 2.684	\$ 2.734	\$ 2.802
SAN MIGUEL	\$ 2.491	\$ 2.536	\$ 2.599
VALLE DEL GUAMUEZ	\$ 2.552	\$ 2.599	\$ 2.663
MIRAFLORES	\$ 2.817	\$ 2.871	\$ 2.943
PUERTO CARREÑO	\$ 3.627	\$ 3.700	\$ 3.793
<b>HELIOS ENERGIA S.A. ESP</b>			
SAN VICENTE DEL CAGUÁN	\$ 347.918	\$ 346.758	\$ 346.394
ARACATACA	\$ 352.279	\$ 351.097	\$ 350.696
HATO COROZAL	\$ 417.297	\$ 416.070	\$ 415.672
PAZ DE ARIPORO	\$ 425.581	\$ 424.348	\$ 423.951
PUERTO ASÍS	\$ 262.734	\$ 261.642	\$ 261.294
TIERRALTA	\$ 367.152	\$ 365.964	\$ 365.572
MONTELÍBANO	\$ 374.278	\$ 373.082	\$ 372.684
PUERTO LIBERTADOR	\$ 343.979	\$ 342.807	\$ 342.413
PUEBLO BELLO	\$ 326.230	\$ 325.070	\$ 324.673
LA PAZ	\$ 282.502	\$ 281.385	\$ 281.012
SAN DIEGO	\$ 330.349	\$ 329.188	\$ 328.796

<b>Empresa / Municipio</b>	<b>Octubre</b>	<b>Noviembre</b>	<b>Diciembre</b>
MITÚ	\$ 331.178	\$ 330.023	\$ 329.645
CARURÚ	\$ 341.585	\$ 340.416	\$ 340.023
AGUSTÍN CODAZZI	\$ 336.455	\$ 335.288	\$ 334.892
BECERRIL	\$ 335.010	\$ 333.841	\$ 333.440
CHIRIGUANÁ	\$ 315.512	\$ 314.363	\$ 313.973
MANAURE BALCÓN DEL CESAR	\$ 317.357	\$ 316.201	\$ 315.800
VALLEDUPAR	\$ 351.112	\$ 349.935	\$ 349.541
PUERTO CAICEDO	\$ 280.052	\$ 278.940	\$ 278.572
TIQUISIO	\$ 338.786	\$ 337.614	\$ 337.213
SABANALARGA	\$ 333.373	\$ 332.205	\$ 331.805
PUERTO RICO	\$ 312.453	\$ 311.315	\$ 310.943
FUNDACIÓN	\$ 371.816	\$ 370.624	\$ 370.232
CIÉNAGA	\$ 320.316	\$ 319.168	\$ 318.788
ARENAL	\$ 341.383	\$ 340.210	\$ 339.811
URUMITA	\$ 403.910	\$ 402.670	\$ 402.223
VILLANUEVA	\$ 304.610	\$ 303.467	\$ 303.074
SAN JUAN DEL CESAR	\$ 308.834	\$ 307.695	\$ 307.317
URIBIA	\$ 398.114	\$ 396.906	\$ 396.520
MANAURE	\$ 349.719	\$ 348.544	\$ 348.151
FONSECA	\$ 298.697	\$ 297.565	\$ 297.184
MAICAO	\$ 343.844	\$ 342.669	\$ 342.268
DIBULLA	\$ 328.981	\$ 327.822	\$ 327.432
ALBANIA	\$ 393.048	\$ 391.828	\$ 391.408
EL CARMEN DE BOLÍVAR	\$ 323.204	\$ 322.048	\$ 321.655
MONTECRISTO	\$ 353.190	\$ 352.010	\$ 351.612
<b>SOLINGDELSINU</b>			
MORALES	\$ 156.424	\$ 149.685	\$ 155.913
SAN MARTÍN DE LOBA	\$ 132.725	\$ 131.189	\$ 136.655
VALENCIA	\$ 137.456	\$ 131.726	\$ 137.214
ARENAL	\$ 139.949	\$ 133.878	\$ 139.456
<b>E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.</b>			
LA TOLA	\$ 85.189	\$ 82.905	\$ 86.836

Fuente: Promail – Elaboración: GZNI

Se presume que las empresas que reportaron a través de Promail tienen interpretaciones diferentes respecto de la unidad de medida para el reporte del Cargo máximo de costo unitario.

A continuación, se muestra la información de los CU promedio con esquema prepago de facturación que SOLING DEL SINU reportó a través de Promail para el trimestre analizado.

Tabla 36 Costo Unitario Promedio Esquema Prepago– cuarto trimestre de 2024 (COP)

<b>Empresa / Municipio</b>	<b>Octubre</b>	<b>Noviembre</b>	<b>Diciembre</b>
<b>SOLINGDELSINU</b>			
MORALES	\$ 3.475	\$ 3.436	\$ 3.464
SAN MARTÍN DE LOBA	\$ 3.151	\$ 3.115	\$ 3.140
VALENCIA	\$ 3.054	\$ 3.024	\$ 3.048
ARENAL	\$ 3.109	\$ 3.073	\$ 3.098

Fuente: Promail – Elaboración: GZNI

## 14. Resolución SSPD No. 20211000859995 (24-12-2021)

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios expidió la Resolución SSPD No. 20211000859995 del 24 de diciembre de 2022 mediante la cual se derogaron las Resoluciones SSPD No. 20172000188755 de 02 de octubre de 2017 y SSPD No. 20201000037475 de 21 de septiembre de 2020. A partir de la cual, se establecen los nuevos lineamientos para el cargue de información al Sistema Único de Información – SUI aplicable a los prestadores del servicio público de energía eléctrica de las Zonas No Interconectadas – ZNI”.

La nueva estructura de cargue y nuevos formatos se estructuraron para el cumplimiento de los siguientes objetivos:

Respecto de la Información Comercial:

- I) Ampliar la caracterización de todos los usuarios del servicio de energía eléctrica garantizando su unificación.
- II) Vigilar el cumplimiento por parte de los prestadores del reporte oportuno de la información establecida en la regulación.
- III) Integrar al SUI la información correspondiente al Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) y tarifas aplicadas por todos los prestadores que atienden las ZNI.
- IV) Optimizar el control y vigilancia de los subsidios.
- V) Recolectar información de facturación, recaudo y conceptos financieros.

Respecto de la Información Técnica:

- I) Ampliar la caracterización de la infraestructura eléctrica con la que cuenta el prestador para realizar la prestación del servicio de energía eléctrica.
- II) Verificar la realización de mantenimientos a la infraestructura eléctrica de los prestadores del servicio.

- III) Vigilar el cumplimiento por parte de los prestadores al reporte oportuno de la información establecida en la regulación.
- IV) Capturar la información concerniente a la generación, de las diferentes tecnologías de los prestadores del servicio.

La aplicación de la nueva Resolución SSPD No 20211000859995 inició a partir del 1 de abril de 2022.

Para el caso del reporte de información del periodo de noviembre y diciembre de 2023 (o periodos de inicio de prestación del servicio posterior) de las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas (SISFV) en las Zonas No Interconectadas (ZNI) se presentó una metodología de cargue el 23 de julio de 2024 donde se indicó que el 20 de agosto de 2024 sería el plazo máximo para cargar la información desde noviembre de 2023 para soluciones individuales solares fotovoltaicos.

## 15. Anexo 1 Tarifas aplicadas Territorial Occidente

Municipio	Promedio Tarifa Aplicada < 1 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 2 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 3 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 4 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 5 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 6 = CS	Promedio Tarifa Aplicada SECTOR_OFICIAL	Promedio Tarifa Aplicada Sector Comercial e Industrial	Promedio Tarifa de Agua Sector Bombeo	Promedio Tarifa Aplicada Sector Especial Asistido	Promedio Tarifa Aplicada Estrato Residencia > 800
<b>OCCIDENTE</b>											
ACANDI	403,14	503,92	787,61	463,30	555,96	555,96	926,60	1.111,92	463,30	463,30	1.433,75
ALTO BAUDO	403,14	503,92	787,61	926,60	1.111,92	1.111,92	926,60	1.111,92	926,60	926,60	1.803,57
BAHIA SOLANO	403,10	503,92	787,61	-	-	-	926,60	1.019,26	-	-	711,72
BAJO BAUDO	403,14	503,92	787,95	625,59	741,28	741,28	934,45	1.111,92	308,87	308,87	1.996,98
BOJAYA	403,14	503,92	740,91	926,60	555,96	555,96	926,60	1.111,92	463,30	463,30	1.900,81
CONDOTO	403,14	503,92	787,61	926,60	1.111,92	1.111,92	926,60	1.111,92	926,60	926,60	1.939,36
EL LITORAL DEL SAN JUAN	403,14	503,92	787,61	926,60	-	-	926,60	1.111,92	-	-	2.388,58
ISTMINA	403,14	503,76	787,64	950,16	1.111,92	1.111,92	950,16	1.111,92	-	-	2.073,30
JURADO	403,14	-	-	-	-	-	926,60	1.111,92	-	-	-
LLORO	403,14	503,92	787,61	926,60	1.111,92	1.111,92	926,60	1.111,92	926,60	926,60	2.086,79
MEDIO ATRATO	403,14	503,92	787,61	926,60	1.111,92	1.111,92	926,60	1.111,92	926,60	926,60	2.015,90
MEDIO BAUDO	403,14	503,92	787,64	950,16	1.111,92	1.111,92	950,16	1.111,92	-	-	1.853,69
NOVITA	403,14	503,92	787,61	-	-	-	926,60	1.111,92	-	-	1.896,53
NUQUI	403,14	503,92	787,61	-	-	-	926,60	1.111,92	-	-	1.726,48
RIOSUCIO	403,14	503,92	787,61	926,60	1.111,92	1.111,92	926,60	1.111,92	926,60	926,60	1.977,40
SAN JOSE DEL PALMAR	403,14	503,92	782,29	-	-	-	920,35	1.104,41	-	-	1.555,56
SIPI	403,14	503,92	787,61	926,60	-	-	926,60	1.111,92	-	-	2.103,75
TURBO	403,14	503,92	787,61	-	-	-	926,60	1.111,92	-	-	1.768,81
UNGUIA	403,14	503,92	787,61	-	-	-	926,60	1.111,92	-	-	1.768,81

## 16. Anexo 2 Tarifas aplicadas Territorial Suroriente

Municipio	Promedio Tarifa Aplicada < 1 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 2 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 3 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 4 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 5 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 6 = CS	Promedio Tarifa Aplicada SECTOR_OFICIAL	Promedio Tarifa Aplicada Sector Comercial e Industrial	Promedio Tarifa Sector Bombeo de Agua	Promedio Tarifa Aplicada Sector Especial Asistido	Promedio Tarifa Aplicada Estrato Residencia > 800
<b>SURORIENTE</b>											
BARRANCOMINAS	327,59	409,49	696,13	818,98	-	-	818,98	982,78	-	-	1.752,02
CARTAGENA DEL CHAIRA	422,56	528,20	823,45	968,77	1.162,52	1.162,52	968,77	1.162,52	968,77	968,77	2.133,56
CARURU	317,42	396,78	674,52	793,56	952,27	952,27	793,56	952,27	-	793,56	1.518,13
CUMARIBO	395,43	494,29	831,25	-	-	-	820,57	820,57	-	-	820,57
INIRIDA	327,59	409,49	696,13	818,98	-	-	818,98	982,78	-	-	1.691,55
LA PRIMAVERA	387,73	484,66	823,93	969,33	1.163,19	1.163,19	969,33	1.163,19	969,33	969,33	1.419,27
MAPIRIPAN	381,21	476,52	789,98	929,39	1.054,07	1.054,07	929,39	1.115,26	1.022,33	929,39	1.741,17
MIRAFLORES	327,59	409,49	696,14	-	-	-	818,99	982,78	-	-	1.763,05
MITU	327,59	409,49	696,13	818,98	982,78	982,78	818,98	982,78	818,98	818,98	2.395,30
PUERTO CARRENO	395,43	494,29	840,29	-	-	-	988,58	1.125,65	-	-	1.447,67
PUERTO GUZMAN	361,57	451,96	768,57	903,92	-	-	903,92	1.084,71	-	-	999,43
PUERTO LEGUIZAMO	361,57	451,96	768,33	-	-	-	903,92	1.084,71	-	-	1.607,11
SAN VICENTE DEL CAGUAN	422,56	528,20	823,45	968,77	1.162,52	1.162,52	968,77	1.162,52	968,77	968,77	2.117,21
SANTA ROSALIA	395,43	494,29	840,29	-	-	-	988,58	1.125,65	-	-	1.998,03
SOLANO	422,56	528,20	823,45	968,77	1.162,52	1.162,52	968,77	1.162,52	968,77	968,77	2.509,93
TARAIRA	317,42	396,78	674,52	793,55	952,27	952,27	793,55	952,27	-	793,55	2.740,22

## 16. Anexo 3 Tarifas aplicadas Territorial Suroccidente

Municipio	Promedio Tarifa Aplicada < 1 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 2 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 3 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 4 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 5 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 6 = CS	Promedio Tarifa Aplicada SECTOR_OFICIAL	Promedio Tarifa Aplicada Sector Comercial e Industrial	Promedio Tarifa Sector Bombeo de Agua	Promedio Tarifa Aplicada Sector Especial Asistido	Promedio Tarifa Aplicada Estrato Residencia > 800
<b>SUROCCIDENTE</b>											
BARBACOAS	412,55	515,69	774,34	910,99	1.093,19	1.093,19	910,99	1.093,19	910,99	910,99	2.354,75
BUENAVENTURA	390,83	390,83	591,75	696,17	835,41	835,41	879,40	1.048,92	340,32	340,32	1.590,40
EL CHARCO	412,55	515,69	774,34	910,99	1.093,19	1.093,19	910,99	1.093,19	-	-	1.995,21
FRANCISCO PIZARRO	406,23	507,79	761,66	896,02	1.075,29	1.075,29	896,02	1.075,29	440,57	440,57	1.450,20
GUAPI	429,41	536,77	704,54	1.024,95	1.229,94	1.229,94	1.024,95	1.229,94	-	-	2.312,66
LA TOLA	412,55	515,69	774,34	910,99	1.093,19	1.093,19	910,99	1.093,19	-	-	1.916,75
LOPEZ DE MICAY	429,41	536,77	871,20	964,95	970,62	983,95	1.024,95	1.229,94	-	-	1.972,32
MAGUI	412,55	515,69	774,34	910,99	1.093,19	1.093,19	910,99	1.093,19	-	-	1.994,81
MOSQUERA	412,55	515,69	785,91	910,99	1.093,19	1.093,19	910,99	1.093,19	-	-	2.171,51
OLAYA HERRERA	412,55	515,69	774,34	455,50	546,60	546,60	910,99	1.093,19	-	-	2.102,80
ROBERTO PAYAN	412,55	515,69	774,34	911,49	1.093,19	1.093,19	910,99	1.093,19	-	-	2.112,58
SAN ANDRES DE TUMACO	385,75	386,77	579,09	683,24	546,60	546,60	683,24	819,90	227,75	227,75	1.219,56
SANTA BARBARA	412,55	515,69	774,34	910,99	1.093,19	1.093,19	910,99	1.093,19	455,50	455,50	1.957,67
TIMBIQUI	429,31	515,69	774,34	910,99	1.093,19	1.093,19	910,99	1.093,19	455,50	455,50	1.957,67

## 17. Anexo 3 Tarifas aplicadas Territorial Nororiente

Municipio	Promedio Tarifa Aplicada < 1 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 2 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 3 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 4 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 5 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 6 = CS	Promedio Tarifa Aplicada SECTOR_OFICIAL	Promedio Tarifa Aplicada Comercial e Industrial	Promedio Tarifa Aplicada Sector Bombeo de Agua	Promedio Tarifa Aplicada Sector Especial Asistido	Promedio Tarifa Aplicada Estrato Residencia > 800
<b>NORORIENTE</b>											
CARTAGENA DE INDIAS	456,75	570,93	869,66	1023,13	0,00	0,00	1023,13	1227,76	0,00	0,00	1216,50

Carrera 18 No. 84 – 35  
Bogotá D.C., Colombia  
(57 601) 691-3005  
[www.superservicios.gov.co](http://www.superservicios.gov.co)  
[sspd@superservicios.gov.co](mailto:sspd@superservicios.gov.co)