



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios



PRIMER
TRIMESTRE
2024

BOLETÍN TARIFARIO

ZONAS NO INTERCONECTADAS

Dirección Técnica de Gestión de Energía

Superintendencia Delegada para Energía y Gas
Combustible

COLOMBIA
POTENCIA DE LA
VIDA



Contenido

Contenido

Introducción	4
1. Estructura Tarifaria (CREG 091 - 2007)	4
2. Resolución SSPD No. 20211000859995 (24-12-2021).....	5
3. Resolución CREG 101 026 de 2022	6
4. Regulación Subsidios	6
4.1. Resolución MME 40239 (13-07-2022)	6
4.2. Resolución MME 40292 (05-08-2022)	7
5. Áreas geográficas de las ZNI	7
6. Territorial Occidente	8
6.1. Cargo de Generación (G).....	8
6.2. Combustible	10
6.3. Pérdidas.....	12
6.4. Componente de Distribución (D).....	13
6.5. Componente de Comercialización (C)	16
6.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS).....	18
6.7. Tarifas Aplicadas.....	21
6.8. Subsidios	22
7. Territorial Suroriente.....	23
7.1. Cargo de Generación (G).....	23
7.2. Combustible	25
7.3. Pérdidas.....	27
7.4. Componente de Distribución (D).....	27
7.5. Componente de Comercialización (C)	29
7.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS).....	31
7.7. Tarifas Aplicadas.....	34
7.8. Subsidios	35
8. Territorial Suroccidente	36
8.1. Cargo de Generación (G).....	36
8.2. Combustible	38
8.3. Pérdidas.....	39



8.4.	Componente de Distribución (D).....	40
8.5.	Componente de Comercialización (C)	42
8.6.	Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS).....	44
8.7.	Tarifas Aplicadas.....	46
8.8.	Subsidios	47
9.	Generadores Puros	48
10.	Áreas de Servicio Exclusivo (ASE)	49
10.1.	Tarifas aplicadas.....	49
10.2.	Subsidios ASE	50
11.	Información consolidada de Tarifas Aplicadas para el trimestre	52
12.	Información consolidada de Subsidios para el trimestre	53
13.	Soluciones Solares Fotovoltaicas Individuales (SSFVI).....	54
14.	Anexo 1 Tarifas aplicadas Territorial Occidente.....	56
15.	Anexo 2 Tarifas aplicadas Territorial Suroriente	57
16.	Anexo 3 Tarifas aplicadas Territorial Suroccidente.....	58

Proyectó:

Geraldin Sánchez Castiblanco
Yesid Fabián Castro Operador
Luis Gabriel Osorio Bernal
Marco Aurelio Pérez Vargas

Revisó

Soraida Serrano Díaz
Coordinadora Grupo ZNI – DTGE
Omar Camilo López López
Director Técnico de Gestión de Energía

Aprobó:

Omar Camilo López López
Director Técnico de Gestión de Energía



Introducción

El presente Boletín Tarifario pone en conocimiento de los interesados el comportamiento del 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) durante el primer trimestre del 2024, los datos mostrados y su análisis se hace con base en la información cargada y certificada en el Sistema Único de Información - SUI.

Para desarrollar el Boletín Tarifario, el Grupo de Zonas No Interconectadas -GZNI de la Dirección Técnica de Gestión de Energía –DTGE, realizó el análisis de los cargos de generación, distribución y comercialización que conforman el CUPS, más las respectivas tarifas aplicadas por los prestadores a sus suscriptores, obteniendo análisis a partir de su ubicación por territoriales, también se mostrarán datos de consumo de combustible destinado a la generación termoeléctrica en ZNI.

Este Boletín está compuesto por trece 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 de cargue de información al SUI SSPD No. 20211000859995 del 24 de diciembre de 2021; la tercera 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 es a través de Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas (SISFV); la cuarta sección indica 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 quinta 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 sexta 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 de acuerdo a las territoriales establecidas en la sección 5, posteriormente, en la sección novena se muestra el combustible utilizado y el valor de eficiencia de los generadores puros, en la sección décima se muestra lo relacionado con las tarifas y subsidios aplicados para los prestadores ubicados en áreas de servicio exclusivo (ASE), en la sección once se presenta la información consolidada de tarifas de referencia del SIN, en la doce se muestra de manera general los subsidios facturados por estrato y en la última sección se muestra el comportamiento de la estructura tarifaria mediante Soluciones Solares Fotovoltaicas Individuales (SSFVI) respectivamente.

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 contenidos en 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 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 presentará una metodología de cargue, en el entretanto se expide el acto administrativo para el reporte al SUI de dicha información.



3. Resolución CREG 101 026 de 2022

Con la aprobación de 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), la cual fue publicada el pasado 31 de octubre de 2023 en el diario oficial No. 52565, la Resolución CREG 101 026 de 2022, que tiene como objeto establecer la fórmula tarifaria general que deberán aplicar los prestadores del servicio cuando la tecnología con la que se presta el servicio de energía eléctrica domiciliaria son Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas (SISFV), inicia su vigencia 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 hace necesario establecer lineamientos para el reporte de información sobre la prestación del servicio de tal forma que los prestadores del servicio mediante esta tecnología puedan reportar las variables e información que se define en la Resolución CREG 101 026 de 2022, disminuyendo el riesgo de no reporte de información que puedan afectar las actividades de Vigilancia e Inspección que adelanta la SSPD, como las demás actividades que llevan a cabo otras entidades del sector con la información reportada.

4. Regulación Subsidios

4.1. 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 tarifaria 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.

4.2. 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 – (SISF) 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.

5. 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 departamentos pertenecientes a las direcciones territoriales de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, presentando para cada agrupación, la información que fue reportada y certificada por los prestadores del servicio de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas en el Sistema Único de Información SUI, para el primer trimestre del año 2024.



Tabla 1 Áreas geográficas Información reportada al SUI

TERRITORIAL	DEPARTAMENTOS	NUMERO DE PRESTADORES
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	2
OCCIDENTE	CHOCÓ	18
SURORIENTE	GUAVIARE	1
SURORIENTE	META	1
SURORIENTE	PUTUMAYO	3
SURORIENTE	VICHADA	2
SURORIENTE	VAUPÉS	3
SURORIENTE	CAQUETA	1
SUROCCIDENTE	CAUCA	5
SUROCCIDENTE	VALLE DEL CAUCA	1
SUROCCIDENTE	NARIÑO	10
ASES	AMAZONAS	1
ASES	ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA	1
SSFVI / ASES	AMAZONAS	1
SSFVI / SURORIENTE	VAUPES	1

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

A nivel general, cabe destacar que actualmente existen 111 empresas registradas en RUPS para la prestación del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas, de las cuales 73 actualizaron el RUPS durante el primer trimestre del 2024; sin embargo, el día 7 de junio del 2024, fecha de realización de la consulta de información para el presente boletín, solo 48 empresas certificaron información al SUI lo que equivale al 43% del total de empresas registradas.

De acuerdo con la información reportada se tiene que, las 48 empresas prestaron el servicio de energía eléctrica a 140,983 suscriptores en promedio para el trimestre (usuarios residenciales, comerciales, industriales, oficiales, provisionales y especiales) ubicados en 1661 localidades a marzo del 2024, lo que implica un análisis del 71,67 % de los usuarios de las ZNI, comparado con lo reportado para el cuarto trimestre del 2023.

6. Territorial Occidente

6.1. Cargo de Generación (G)

El análisis realizado del comportamiento del cargo de generación para el primer trimestre del año 2024 se basó en la información reportada por las empresas que prestan el servicio mediante tecnología Diésel para generación de energía.

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, agrupados por cada dirección territorial, 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 primer trimestre del 2024 reportaron información 20 empresas que prestan el servicio en 2 departamentos y 373 localidades, atendiendo un promedio de 41.752 suscriptores lo que representa el 29,62% del total de los suscriptores atendidos en las ZNI durante el periodo de análisis.

Tabla 2 Cargos Componente (G) Territorial Occidente

OCCIDENTE	ENERO	FEBRERO	MARZO	PROMEDIO
ANTIOQUIA	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
ESPUN	1.387,33	1.383,56	1.370,35	1.380,41
EMSPUVIF	1.588,75	1.588,27	1.638,66	1.605,23
CHOCÓ	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
JASEPCA	1.013,06	1.015,91	1.019,46	1.016,14
EMSELCA	1.122,68	1.085,59	1.086,41	1.098,23
ELECTRONUQUI	1.093,90	1.111,75	1.112,49	1.106,05
ENERLIMPIA	1.122,56	1.128,46	1.134,75	1.128,59
ELECTRO LITORAL	1.129,66	1.131,52	1.142,45	1.134,54
ELECTROCHO	1.151,78	1.156,58	1.163,54	1.157,30
E.P.B.	700,59	1.563,09	1.223,03	1.162,24
ELECTROBAUDO	1.192,48	1.195,94	1.221,01	1.203,14
MPIO. BOJAYA	1.258,14	1.257,51	1.276,42	1.264,02
SOLENERGETICAS	1.333,94	1.339,12	1.356,91	1.343,32
ESPUN	1.387,33	1.383,56	1.370,35	1.380,41
BOJAYA		1.417,33	1.395,03	1.406,18
EPSEN	1.413,75	1.429,98	1.449,66	1.431,13
ENERPACIFIC	1.530,66	1.507,98	1.533,61	1.524,08
AMBAR OC.	1.435,28	1.617,47	1.624,09	1.558,95
MPIO SIPI	1.555,15	1.557,34	1.576,15	1.562,88
ASUSERVIP	1.585,09	1.593,75	1.603,69	1.594,18
MPIO MEDIO ATRATO	1.617,91	1.581,17	1.583,72	1.594,27
EMSPUVIF	1.588,75	1.588,27	1.638,66	1.605,23
ENERLITORAL	1.795,83	1.804,04	1.824,71	1.808,19

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

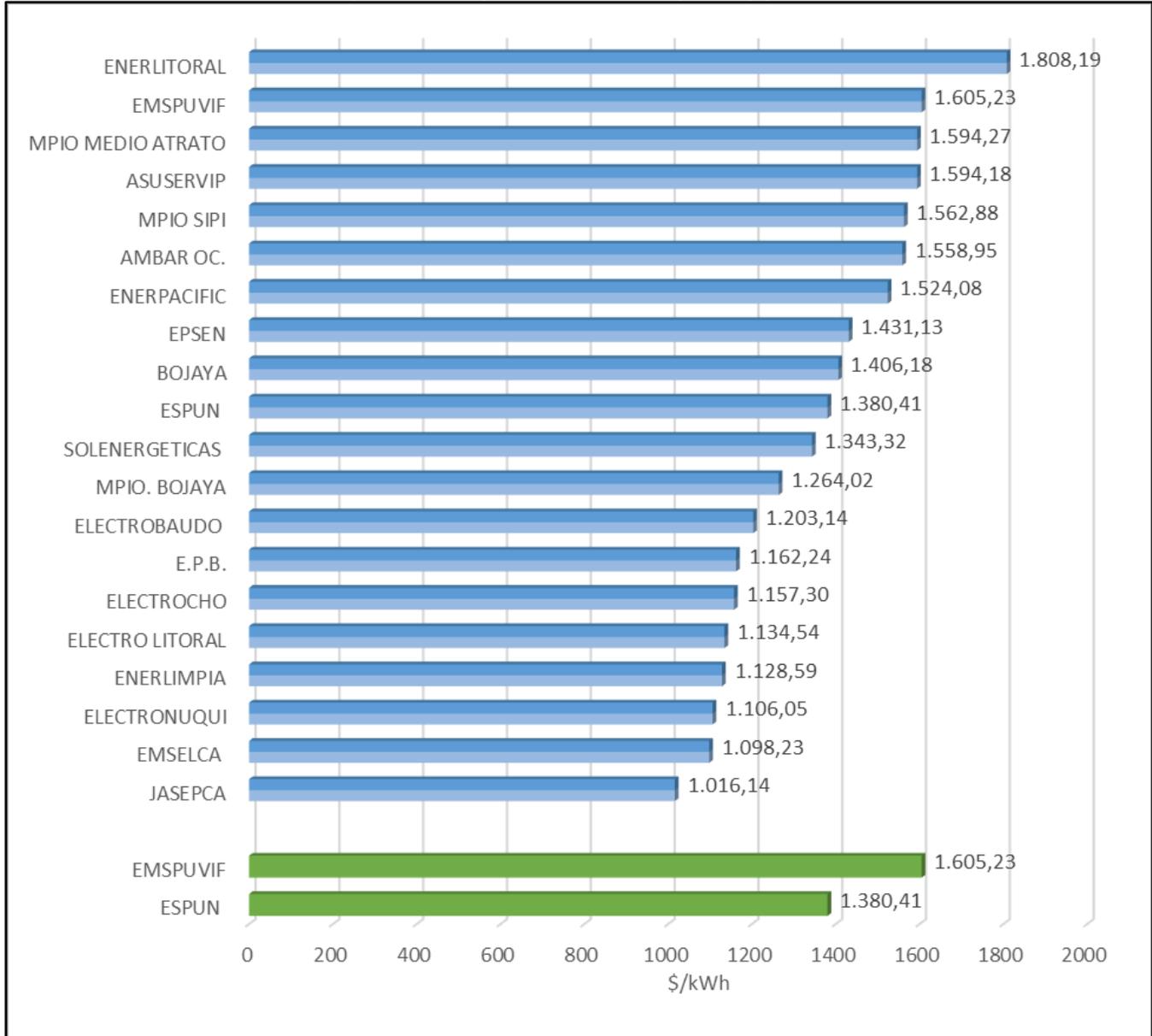
En la Tabla anterior se evidencia que EMSPUVIF y ESPUN aplican un cargo de generación Gm igual para sus mercados, a pesar de que estos mercados se encuentran en departamentos diferentes, no tienen en cuenta sus características propias como son la energía generada, la cantidad de usuarios y el valor de transporte del combustible.

El comportamiento de la empresa E.P.B. durante el trimestre analizado obedece al valor de los mantenimientos realizados al grupo electrógeno, dado que estos valores para los meses de febrero aumentan un 53% y en marzo aumentan un 22% con respecto al valor de mantenimientos reportados durante el mes de enero. 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.

Ilustración 1 Comportamiento del promedio trimestral componente (G) Territorial Occidente



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 primer trimestre del 2024 evidenciando lo siguiente:



Para la territorial Occidente en el primer trimestre del año 2024, se contó con reporte de información en el SUI de 18 prestadores, se tuvo un consumo de combustible de 1.057.975 galones para el trimestre de análisis, la relación de eficiencia entre energía generada y consumo de combustible es logrado por el prestador ELECTRONUQUI con una eficiencia de 14.2 kWh/gal, caso contrario al prestador SOLENERGETICAS quien alcanza a generar 8.3 kWh/gal con un 20% por debajo del promedio con respecto a los demás prestadores de la territorial

Tabla 3 Consumo combustible Territorial Occidente (gal)

Mes SIGLA	enero		febrero		marzo	
	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/ Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/ Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/ Gal
AMBAR OCCIDENTE ESP	9.799	9,28	9.724	9,11	9.707	8,59
ASUSERVIP ESP	17.963	10,58	17.963	9,59	17.946	10,11
BOJAYA	14.044	11,57	13.612	11,61	14.629	11,60
EAT ELECTROCHO	6.271	10,59	4.500	10,07	6.271	10,44
ELECTRO LITORAL F.J.M S.A.S. E.S.P.	14.149	9,91	14.149	10,43	14.149	8,93
ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	20.800	14,32	23.065	12,16	23.065	10,38
ELECTRONUQUI E.S.P.	21.357	14,91	21.591	13,86	21.455	13,94
EMSELCA S.A.E.S.P.	58.351	11,48	58.510	9,53	65.508	9,27
EMSPUVIF	11.989	10,51	11.731	10,53	12.038	10,48
ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	15.600	13,58	17.605	11,07	14.641	14,73
ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	7.579	10,27	7.148	10,25	7.682	10,28
ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	15.198	10,01	14.905	10,14	14.905	10,01
EPSEN	9.264	9,21	9.855	8,51	7.867	9,50
ESPUN SA ESP	42.000	10,84	40.000	10,27	40.060	11,56
JASEPCA	30.000	3,32	7.910	13,40	10.000	23,40
MUNICIPIO DE SIPI	2.617	10,26	2.450	10,26	2.770	10,27
MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	15.971	8,29	15.971	8,93	15.971	9,15
SOLENERGETICAS	12.913	8,41	11.425	9,32	14.673	7,50

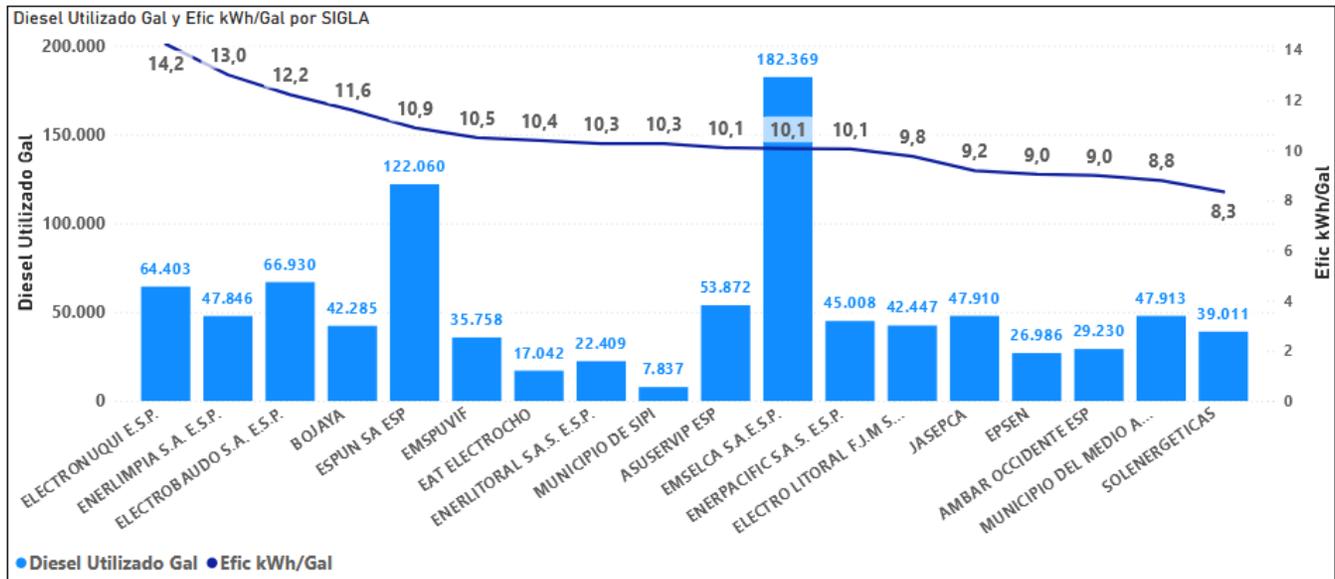
Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

En el análisis se identifica un comportamiento inusual por parte de la empresa JASEPCA quien presenta un alto consumo de combustible y una baja generación de energía para el mes de enero dado que el Centro Nacional de Monitoreo CNM-IPSE reporta restablecimiento de la prestación del servicio de energía eléctrica a partir del día 27 de enero del 2024, debido al arreglo del grupo electrógeno, sin embargo, para los meses de febrero y marzo se refleja un aumento tanto en la generación de energía como en el consumo facturado de energía.

Asimismo, se evidencia que EMSELCA es la empresa con mayor cantidad de Diésel utilizado, quien durante el trimestre tuvo un total de 1.834.894 kwh de energía generada para la cabecera municipal y tres localidades menores del municipio de Acandí.



Ilustración 2 Eficiencia de Consumo combustible Territorial Occidente



Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

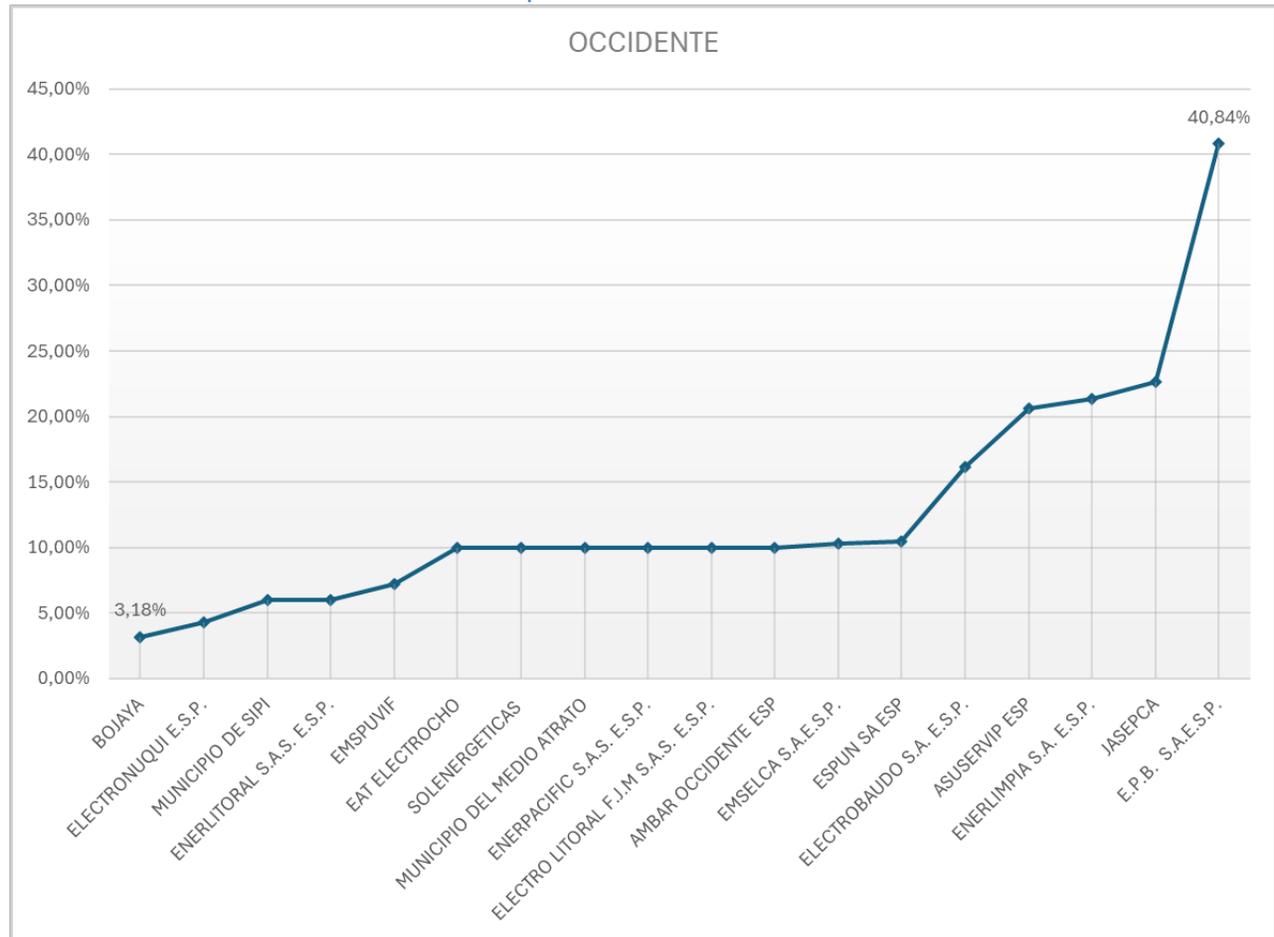
Las empresas que se encuentran ubicadas en la territorial de occidente hacen parte de los grupos 1 y 2 establecidos en el anexo de la Resolución CREG 091 de 2007 las cuales no tienen entre si mayor diferencia en los costos de transporte de combustible puesto que la planta de abasto asignada por resolución es la más cercana a cada generador.

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 en el SUI por parte de los prestadores de la territorial de occidente para el primer trimestre del año en curso, se puede concluir que el prestador EPB SA ESP, es el que presenta una baja gestión en el proceso de control, medición y facturación de energía con 40.8% de pérdidas comerciales, caso contrario al prestador Bojaya quien presenta pérdidas comerciales de 3,18%, estas pérdidas pueden ser ocasionadas por la toma de energía de manera ilegal en usuarios finales, o por la falta de sistemas de medición y control por parte del prestador.



Ilustración 3 Comportamiento Pérdidas Territorial Occidente



Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

6.4. Componente de Distribución (D)

El análisis realizado del comportamiento del cargo de distribución para el primer 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 occidente con los prestadores de las ZNI que reportaron información respecto a los cargos de distribución:

Dentro de la territorial se encuentra que las empresas ESPUN Y EMSPUVIF prestan 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 diferencia.

Se observa que los prestadores AMBRA, ASUSERVIP y ELECTROBAUDO para el trimestre analizado reportan los cargos de distribución más altos a los valores máximos permitidos por la regulación, esto debido a que presuntamente los prestadores tienen en cuenta para la misma componente la suma del cargo de distribución del nivel de tensión 1 más el nivel de tensión 2, así como el 100% de la propiedad de activos cuando no le corresponde a la ESP. Por lo anterior, se evidencia que los prestadores anteriormente mencionados tienen la incorrecta interpretación de la Resolución CREG 091 DE 2007.



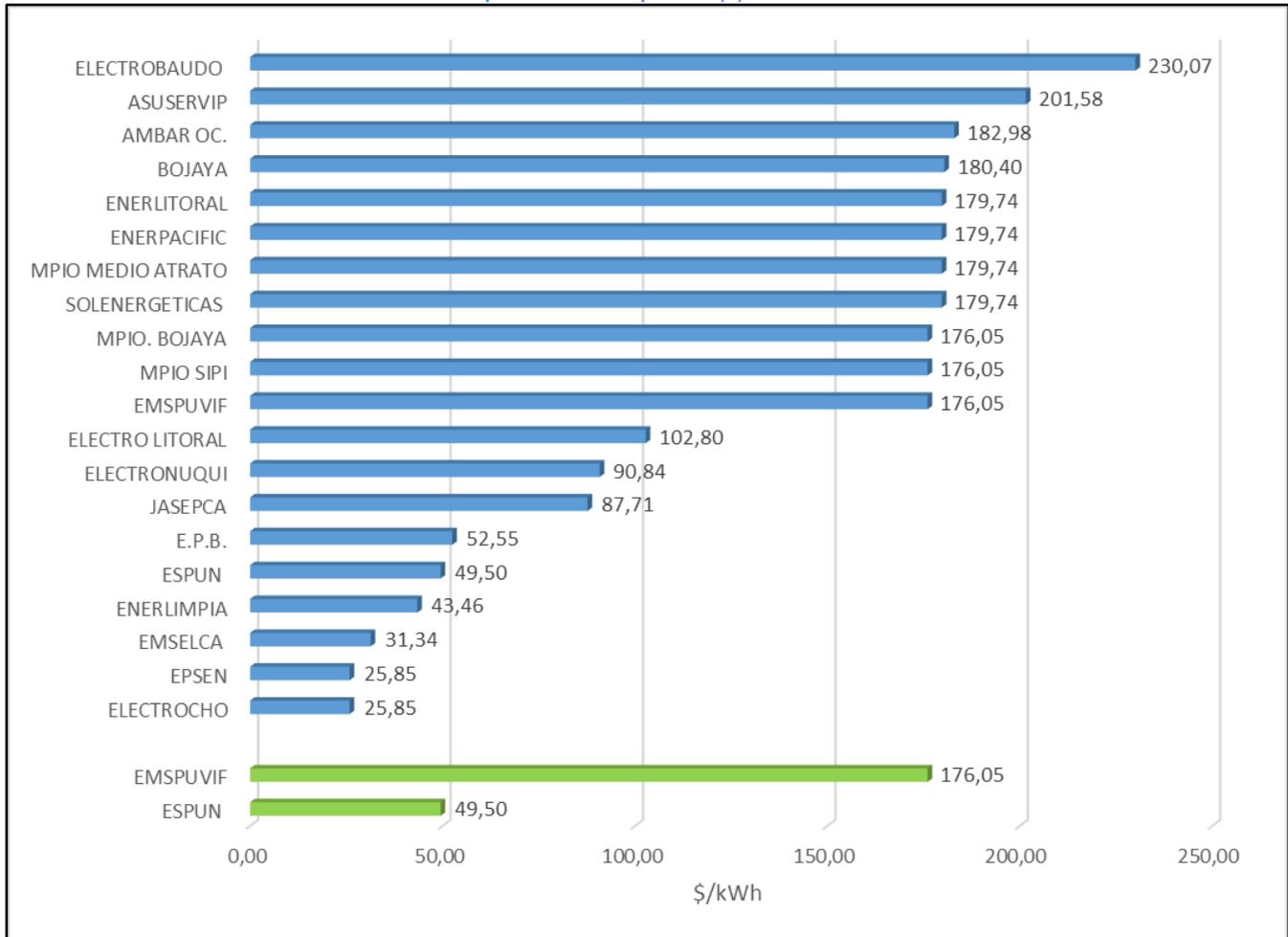
Tabla 4 Cargos Componente (D) Territorial de Occidente

OCCIDENTE	ENERO	FEBRERO	MARZO	PROMEDIO
ANTIOQUIA	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
ESPUN	50,67	51,01	46,81	49,50
EMSPUVIF	174,77	175,83	177,54	176,05
CHOCÓ	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
ELECTROCHO	25,66	25,82	26,07	25,85
EPSEN	25,66	25,82	26,07	25,85
EMSELCA	30,61	31,80	31,61	31,34
ENERLIMPIA	42,91	43,66	43,82	43,46
ESPUN	50,67	51,01	46,81	49,50
E.P.B.	51,78	52,13	53,73	52,55
JASEPCA	87,03	87,62	88,47	87,71
ELECTRONUQUI	92,42	89,57	90,54	90,84
ELECTRO LITORAL	102,05	102,67	103,67	102,80
EMSPUVIF	174,77	175,83	177,54	176,05
MPIO SIPI	174,77	175,83	177,54	176,05
MPIO. BOJAYA	174,77	175,83	177,54	176,05
SOLENERGETICAS	178,44	179,52	181,27	179,74
MPIO MEDIO ATRATO	178,44	179,52	181,27	179,74
ENERPACIFIC	178,44	179,52	181,27	179,74
ENERLITORAL	178,44	179,52	181,27	179,74
BOJAYA		179,52	181,27	180,40
AMBAR OC.	181,65	182,75	184,53	182,98
ASUSERVIP	199,94	201,56	203,25	201,58
ELECTROBAUDO	228,62	230,61	230,99	230,07

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI



Ilustración 4 Comportamiento Componente (D) Territorial de Occidente



Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

6.5. Componente de Comercialización (C)

El Cargo Máximo Base de Comercialización C*o, 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.

El cargo de comercialización presenta diferencias entre los valores reportados por los prestadores de acuerdo con sus condiciones particulares de facturación en sus localidades, de esta forma, se tiene que, del total de información certificada para la territorial, un 1% de localidades les facturan de acuerdo con un consumo promedio, el 85% lo realizan mediante estimación y el 14% de localidades reportan facturación con base en diferencia de lecturas, durante el trimestre analizado.



Tabla 5 Comportamiento del componente de distribución - Teritorial occidente

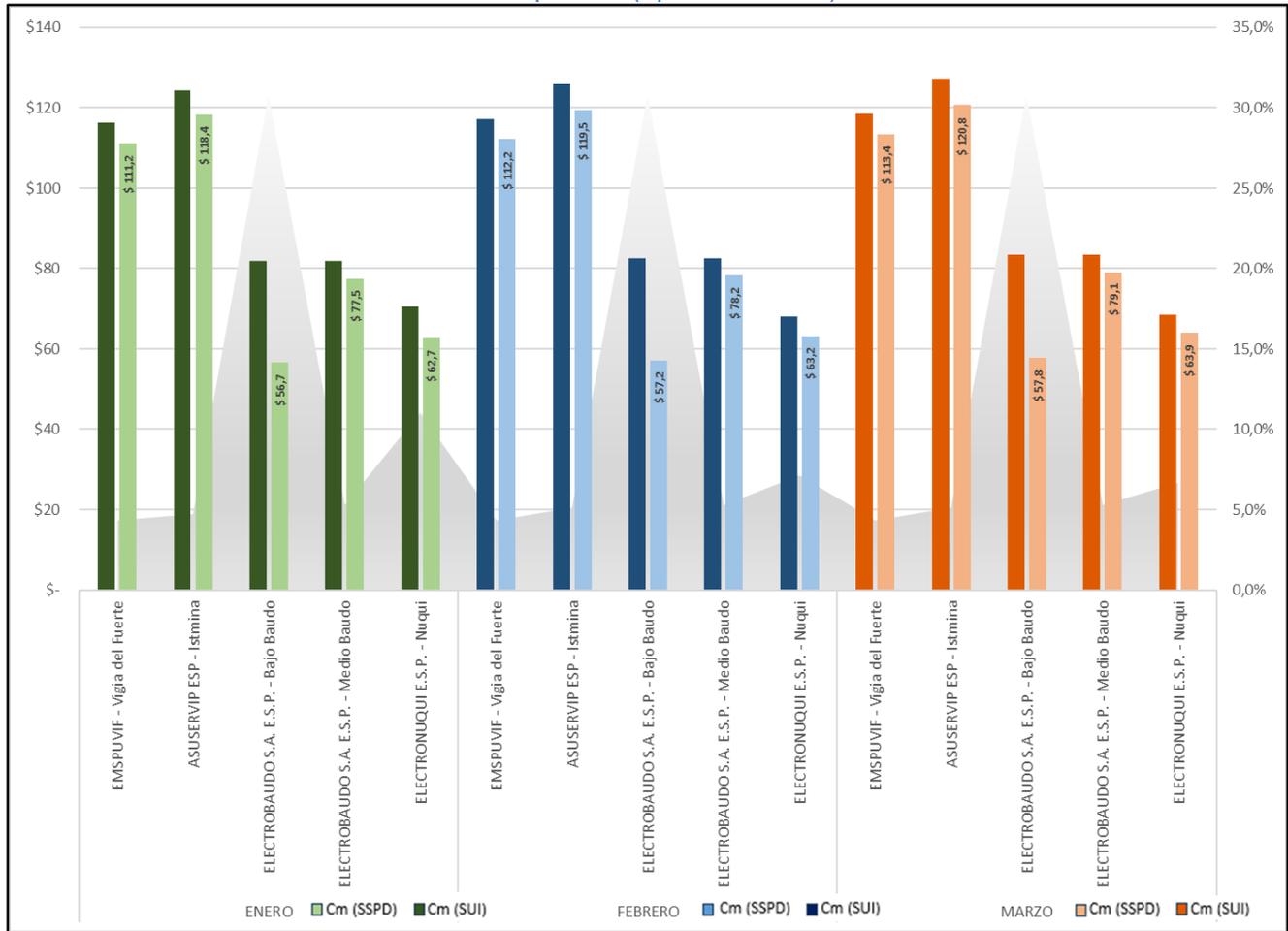
SIGLA	enero	febrero	marzo
AMBAR OCCIDENTE ESP	109.0	110.0	111.0
ASUSERVIP ESP	124.0	126.0	127.0
BOJAYA	64.0	65.0	66.0
BOJAYA S.A. E.S.P.		126.0	127.0
E.P.B. S.A.E.S.P.	37.0	38.0	38.0
EAT ELECTROCHO	125.0	126.0	127.0
ELECTRO LITORAL F.J.M S.A.S. E.S.P.	84.0	85.0	86.0
ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	82.0	83.0	83.0
ELECTRONUQUI E.S.P.	70.0	68.0	68.0
EMSELCA S.A.E.S.P.	45.0	45.0	46.0
EMSPUVIF	116.0	117.0	119.0
ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	110.0	111.0	112.0
ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	102.0	103.0	104.0
ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	111.0	112.0	113.3
EPSEN	162.0	163.0	165.0
ESPUN SA ESP	70.0	70.0	72.0
JASEPCA	56.0	56.0	57.0
MUNICIPIO DE SIPI	110.0	111.0	113.0
MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	120.0	121.0	123.0
SOLENERGETICAS	104.0	105.0	106.0

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

Dado que, el componente de comercialización no posee afectación de acuerdo a las zonas en las cuales se encuentre ubicado cada prestador, 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), información que es certificada en el SUI, por lo anterior y, para el análisis de esta componente se tomaron las variables citadas anteriormente realizando el ejercicio comparativo se alcanzó hasta un 30% de diferencias entre el cargo de comercialización reportado por la empresa y el calculado por la SSPD, a continuación se muestran las empresas que superan los cargos máximos definidos por la regulación vigente:



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



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 primer 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%.



Dentro de la territorial occidente, el comportamiento de los Costos Unitarios de Prestación del Servicio para el primer trimestre del año 2024 se tiene que la empresa E.P.B. quien presta el servicio en el municipio de Bahía Solano manifiesta un comportamiento inusual, lo anterior debido a las diferencias en los valores de mantenimientos del grupo electrógeno reportados por el generador puro Gensa impactando directamente el cargo de generación.

En el municipio de Litoral del San Juan se ubica el valor promedio del CUPS más bajo que corresponde a la empresa ELECTRO LITORAL por un valor de 1.063,32 \$/kWh, así mismo, el mayor valor promedio que corresponde a la empresa ENERLITORAL por un valor de 2.292,14 \$/kWh, lo que equivale a una diferencia del 54%.

Por otra parte, se evidencia que las empresas ELECTROCHO, ELECTROBAUDO, EPSEN, ASUSERVIP, EMSPUVIF y ESPUN reportan el mismo CUPS para los diferentes municipios donde prestan el servicio de energía eléctrica sin tener en cuenta sus características propias como lo son energía generada, la cantidad de usuarios, el valor de transporte del combustible y el consumo facturado medio en el año t-1.

Tabla 6 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Occidente

ANTIOQUIA	ENERO (\$kWh)	FEBRERO (\$kWh)	MARZO (\$kWh)
TURBO			
ESPUN	1.662,64	1.658,73	1.641,50
VIGIA DEL FUERTE			
EMSPUVIF	2.056,25	2.057,83	2.116,81
CHOCÓ			
ACANDI			
EMSELCA	1.322,97	1.283,36	1.284,58
JASEPCA	1.268,18	1.272,45	1.277,85
BAGADO			
ELECTROCHO	1.430,25	1.436,84	1.446,23
BAHIA SOLANO			
E.P.B.	867,67	1.826,89	1.451,06
BAJO BAUDO			
ENERLIMPIA	1.400,40	1.408,71	1.417,07
ELECTROBAUDO	1.635,43	1.642,01	1.671,15
EPSEN	1.758,15	1.777,83	1.801,71
ENERPACIFIC	2.193,00	2.116,93	2.184,04
BOJAYA			
MPIO. BOJAYA	1.637,10	1.638,05	1.661,47
BOJAYA		1.880,10	1.858,43
CONDOTO			
ENERPACIFIC	1.810,52	1.819,70	1.832,57
EL CANTON DEL SAN PABLO			
ELECTRO LITORAL	1.824,41	1.831,44	1.844,42
EL LITORAL DEL SAN JUAN			

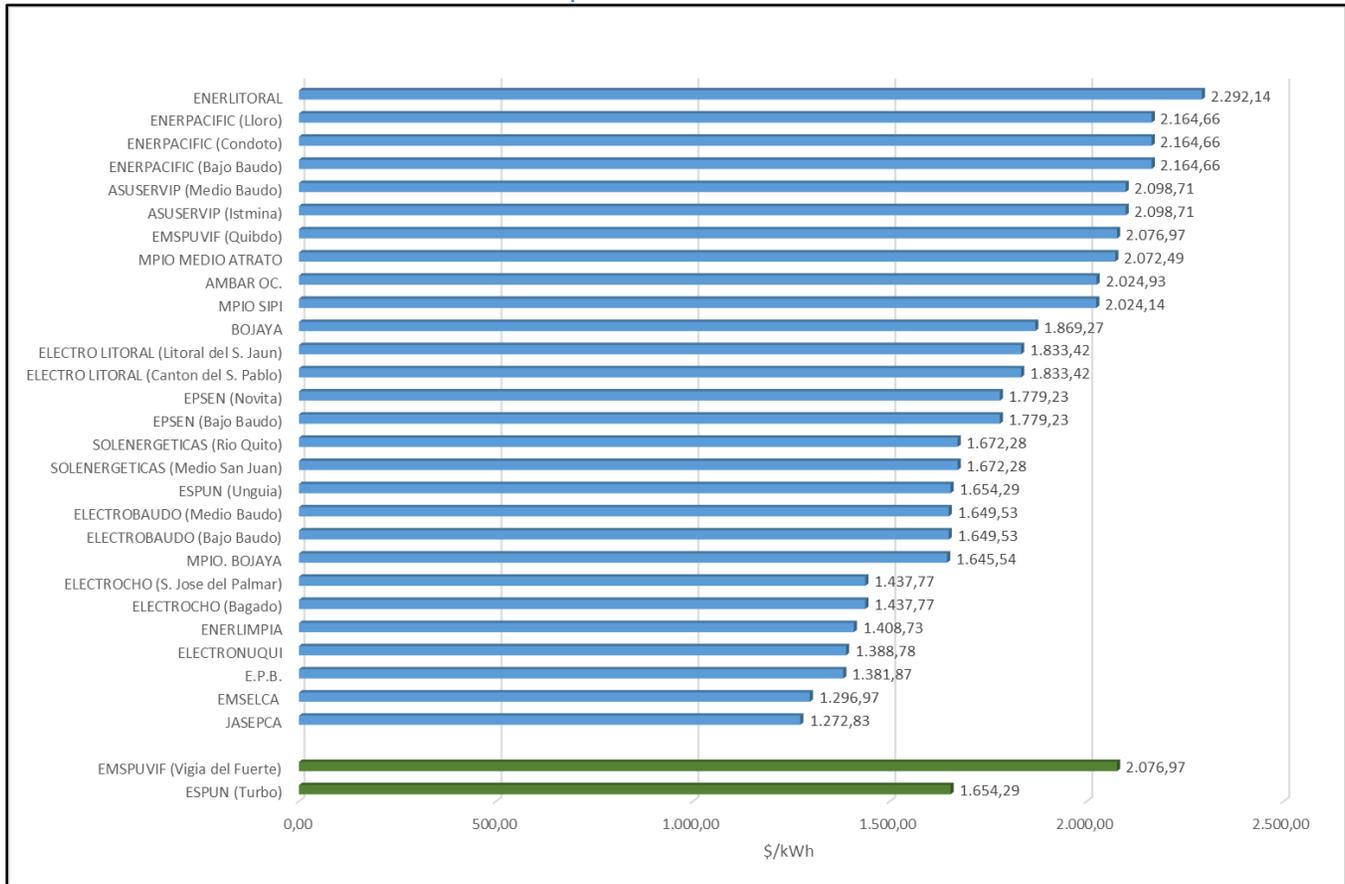


ANTIOQUIA	ENERO (\$kWh)	FEBRERO (\$kWh)	MARZO (\$kWh)
ELECTRO LITORAL	1.058,35	1.058,23	1.073,39
ENERLITORAL	2.276,10	2.287,24	2.313,08
ISTMINA			
ASUSERVIP	2.085,39	2.098,32	2.112,42
LORO			
ENERPACIFIC	1.967,26	1.964,83	1.979,22
MEDIO ATRATO			
MPIO MEDIO ATRATO	2.096,29	2.057,64	2.063,55
MEDIO BAUDO			
ASUSERVIP	2.085,39	2.098,32	2.112,42
ELECTROBAUDO	1.635,43	1.642,01	1.671,15
MEDIO SAN JUAN			
SOLENERGETICAS	1.657,74	1.663,65	1.695,44
NOVITA			
EPSEN	1.758,15	1.777,83	1.801,71
NUQUI			
AMBAR OC.	1.885,14	2.089,67	2.099,99
ELECTRONUQUI	1.378,28	1.392,93	1.395,13
QUIBDO			
EMSPUVIF	2.056,25	2.057,83	2.116,81
RIO QUITO			
SOLENERGETICAS	1.871,82	1.881,49	1.895,01
SAN JOSE DEL PALMAR			
ELECTROCHO	1.430,25	1.436,84	1.446,23
SIPI			
MPIO SIPI	2.013,19	2.017,70	2.041,52
UNGUIA			
ESPUN	1.662,64	1.658,73	1.641,50

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI



Ilustración 6 Comportamiento CUPS Territorial Occidente



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 en esta territorial, el valor promedio la tarifa aplicada en esta territorial para el estrato 1 fue de 388,66 \$/kWh y fue el mercado de Vigía del Fuerte donde se presentó la tarifa más baja.



Tabla 7 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Occidente

OCCIDENTE	Promedio de Trimestre	Mercado Referente del SIN
ANTIOQUIA		
TURBO	389,89	ANTIOQUIA CREG 078/07
VIGIA DEL FUERTE	363,05	ANTIOQUIA CREG 078/07
CHOCÓ		
ACANDI	389,89	CHOCO
BAGADO	389,89	CHOCO
BAHIA SOLANO	389,89	CHOCO
BAJO BAUDO	389,89	CHOCO
BOJAYA	390,64	CHOCO
CONDOTO	389,89	CHOCO
EL CANTON DEL SAN PABLO	389,89	CHOCO
EL LITORAL DEL SAN JUAN	389,89	CHOCO
ISTMINA	389,89	CHOCO
LLOORO	389,89	CHOCO
MEDIO BAUDO	389,89	CHOCO
MEDIO SAN JUAN	387,89	CHOCO
NOVITA	389,89	CHOCO
NUQUI	389,89	CHOCO
QUIBDO	389,89	CHOCO
RIO QUITO	389,89	CHOCO
UNGUIA	389,89	CHOCO
SIPI	389,89	CHOCO
SAN JOSE DEL PALMAR	389,89	CHOCO
MEDIO ATRATO	390,89	CHOCO

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

6.8. Subsidios

Para el primer trimestre de 2024 para esta territorial, el valor total de subsidios ascendió a 11.243.125.385 COP, de los cuales un 93.6% corresponden a subsidios del estrato 1 que ascendieron a 10.525.128.761 COP. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado.

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

Mes	enero		febrero		marzo	
	VALOR SUBSIDIO	%	VALOR SUBSIDIO	%	VALOR SUBSIDIO	%
Estrato 1	\$3.409.005.804	97,1%	\$3.624.790.012	91,0%	\$3.491.332.944	93,1%
Estrato 2	\$38.589.077	1,1%	\$45.258.703	1,1%	\$45.502.551	1,2%
Comercial	\$38.357.008	1,1%	\$198.283.263	5,0%	\$136.841.272	3,7%
Oficial	\$25.427.323	0,7%	\$114.897.269	2,9%	\$74.840.159	2,0%
Total	\$3.511.379.213	100,0%	\$3.983.229.247	100,0%	\$3.748.516.925	100,0%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

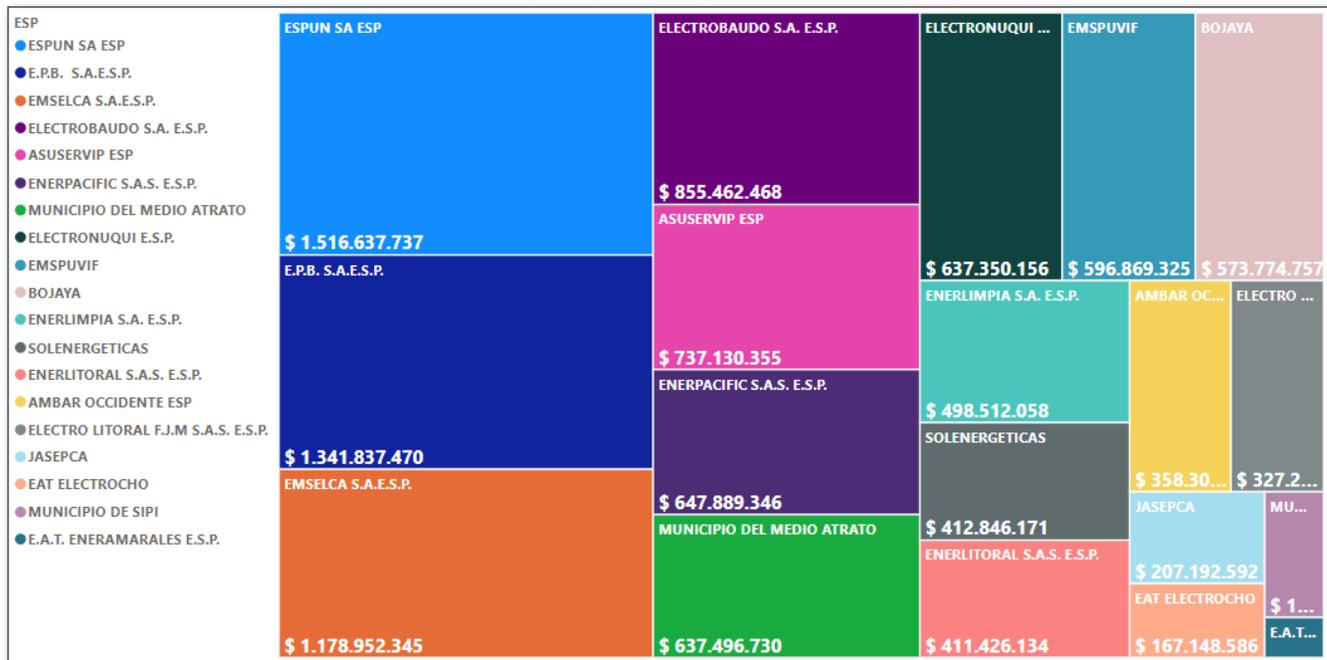


Los subsidios reportados para el periodo mostraron variaciones en febrero motivado por los suscriptores de uso comercial y oficial que tuvieron un incremento atípico respecto del mes inmediatamente anterior, así:

- i) El valor de subsidios reportado para los suscriptores comerciales tuvo un incremento del 417%
- ii) El valor de subsidios reportado para los suscriptores oficiales tuvo un incremento del 352%.

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.

Ilustración 7 Distribución de subsidios por empresa en el primer trimestre 2024 (COP) – Territorial Occidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se observa que las empresas ESPUN SA ESP, E.P.B. S.A. E.S.P. y EMSELCA S.A. E.S.P. fueron las empresas que reportaron mayor porcentaje de subsidios aplicados para el trimestre, que registraron valores superiores a los 1.100 Millones de pesos cada una.

7. Territorial Suroriente

7.1. Cargo de Generación (G)

El análisis realizado del comportamiento del cargo de generación para el primer trimestre del año 2024 se basó en la información reportada por las empresas que prestan el servicio mediante tecnología Diésel para generación de energía.

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, agrupados por cada dirección territorial, con relación a los cargos de generación, así como su comportamiento por departamento de acuerdo a la información reportada en SUI.

En la territorial suroriente se cuenta con información reportada de 10 prestadores, distribuidos en los departamentos de Caquetá, Guaviare, Meta, Putumayo, Vaupés, y Vichada, atendiendo un total de 183 localidades, con un promedio de 19542 suscriptores lo que representan un 13,98% del total de los suscriptores atendidos en las ZNI durante el periodo de análisis.

Tabla 9 Cargos Componente (G) Territorial Suroriente

SURORIENTE	ENERO	FEBRERO	MARZO	PROMEDIO
CAQUETÁ	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
GENDECAR	1.552,78	1.556,59	1.560,72	1.556,70
GUAVIARE	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
MPIO MIRAFLORES	1.316,87	1.318,68	1.318,67	1.318,07
META	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
ELECTRIMAPIRI	1.207,18	1.238,73	1.240,97	1.228,96
PUTUMAYO	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
EMPOGUZMAN	1.143,53	1.146,29	1.161,56	1.150,46
EMPULEG	1.120,30	1.262,82	1.521,99	1.301,70
VAUPÉS	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
UND. SP MPIO CARURU	1.100,09	1.097,52	1.098,45	1.098,69
CEELVA S.A.S E.S.P.	2.016,13	1.524,74		1.770,44
MPIO TARAIRA	2.149,02	2.155,11	2.155,11	2.153,08
VICHADA	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
SIGLO XXI	985,52	1.107,53	1.109,43	1.067,49
ELECTROVICHADA	995,74	1.177,69	1.188,15	1.120,53

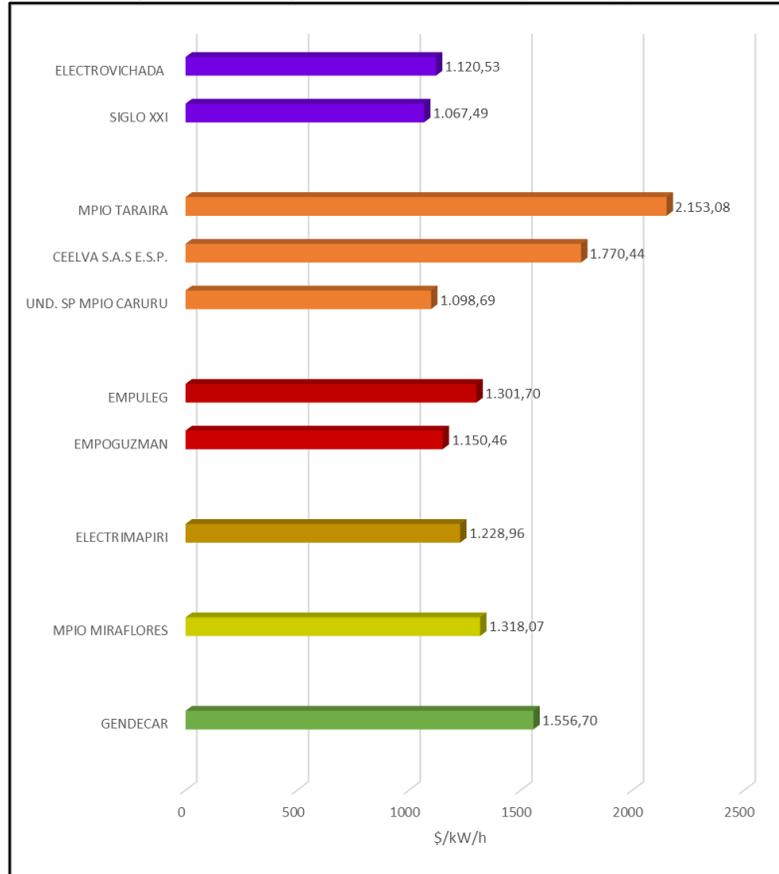
Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

El comportamiento que presenta la empresa CEELVA para los meses reportados demuestran una disminución equivalente al 24% en el valor de la generación de energía de enero respecto al mes de febrero, lo anterior obedece al costo del mantenimiento a grupos electrógenos para el mes de enero por un valor de \$636.691.386, información reportada por el generador puro GENSA quien realiza el ejercicio de generación para la cabecera municipal de Mitú. Cabe aclarar que en este caso al generador puro se le reconocen los costos reales mediante Resolución del MME 91873 del 2012.

Las empresas CEELVA y MPIO DE TARAIRA presentan el valor más alto de generación durante el trimestre analizado para la territorial suroriente, toda vez que conforme a lo indicado en el anexo 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 restantes 11 grupos que cita tal anexo.



Ilustración 8 Comportamiento del promedio trimestral Componente (G) Territorial Suroriente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

La generación del servicio de energía eléctrica en los municipios de Puerto Leguizamo, y Mitú se encuentra a cargo de Cedonar y Gensa, quienes son clasificados como generadores puros, por tal motivo son ellos quienes asumen la responsabilidad de realizar el reporte de información correspondiente a la operación y mantenimiento de la infraestructura de generación eléctrica mediante el formato IC6.

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 primer trimestre del 2024 evidenciando lo siguiente:

Para la territorial Suroriente se cuenta con un reporte de información en el SUI de 8 empresas prestadoras, quienes tienen un consumo de 611.862 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 la empresa EMPULEG, toda vez que, se identifica un presunto error en el reporte de la energía generada localidad de Puerto Nariño para el mes de enero de 2024.

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 MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE alcanzó durante el trimestre una



eficiencia de 13 kWh/gal, caso contrario la empresa USP MUNICIPIO DE CARURU presenta una eficiencia 9.1 kWh/gal con respecto a un total de consumo de combustible de 6.654 galones.

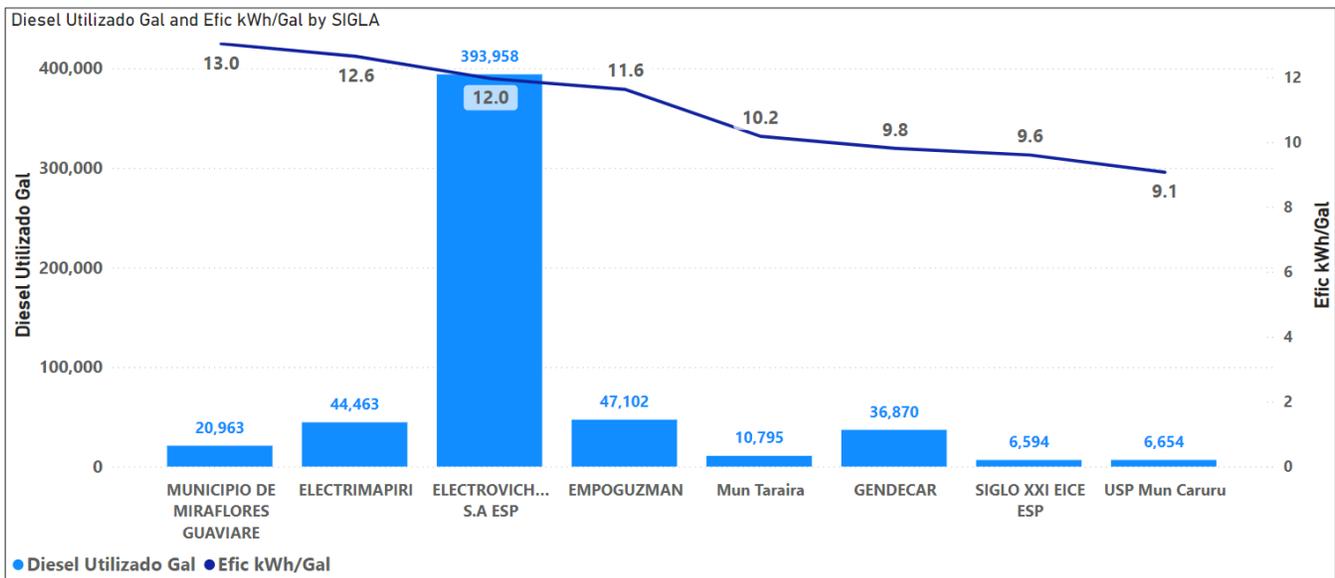
Tabla 10 Consumo combustible Territorial Surorient

Mes	enero		febrero		marzo	
SIGLA	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal
ELECTRIMAPIRI	15,008	12.52	14,479	12.70	14,976	12.70
ELECTROVICHADA S.A ESP	116,986	12.70	132,486	10.84	144,486	12.36
EMPOGUZMAN	16,169	11.62	15,125	11.62	15,808	11.62
GENDECAR	12,290	9.73	12,290	9.68	12,290	10.00
Mun Taraira	3,600	10.51	3,590	9.68	3,605	10.33
MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	8,828	10.66	8,780	10.51	3,355	25.86
SIGLO XXI EICE ESP	2,062	11.17	2,307	8.34	2,225	9.44
USP Mun Caruru	2,586	9.08	2,301	7.89	1,767	10.59

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Adicionalmente, el comportamiento del consumo de combustible para la empresa MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE muestra un cambio significativo en el mes de marzo, puesto que en la cabecera municipal se presentó una disminución de 6.095 galones de combustible utilizado con relación al mes de febrero, lo anterior debido a la inclusión de un sistema de generación híbrido en la cabecera municipal, no obstante, la empresa aun no presenta cargos de generación aprobados por la comisión.

Ilustración 9 Eficiencia de Consumo combustible Territorial Surorient



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

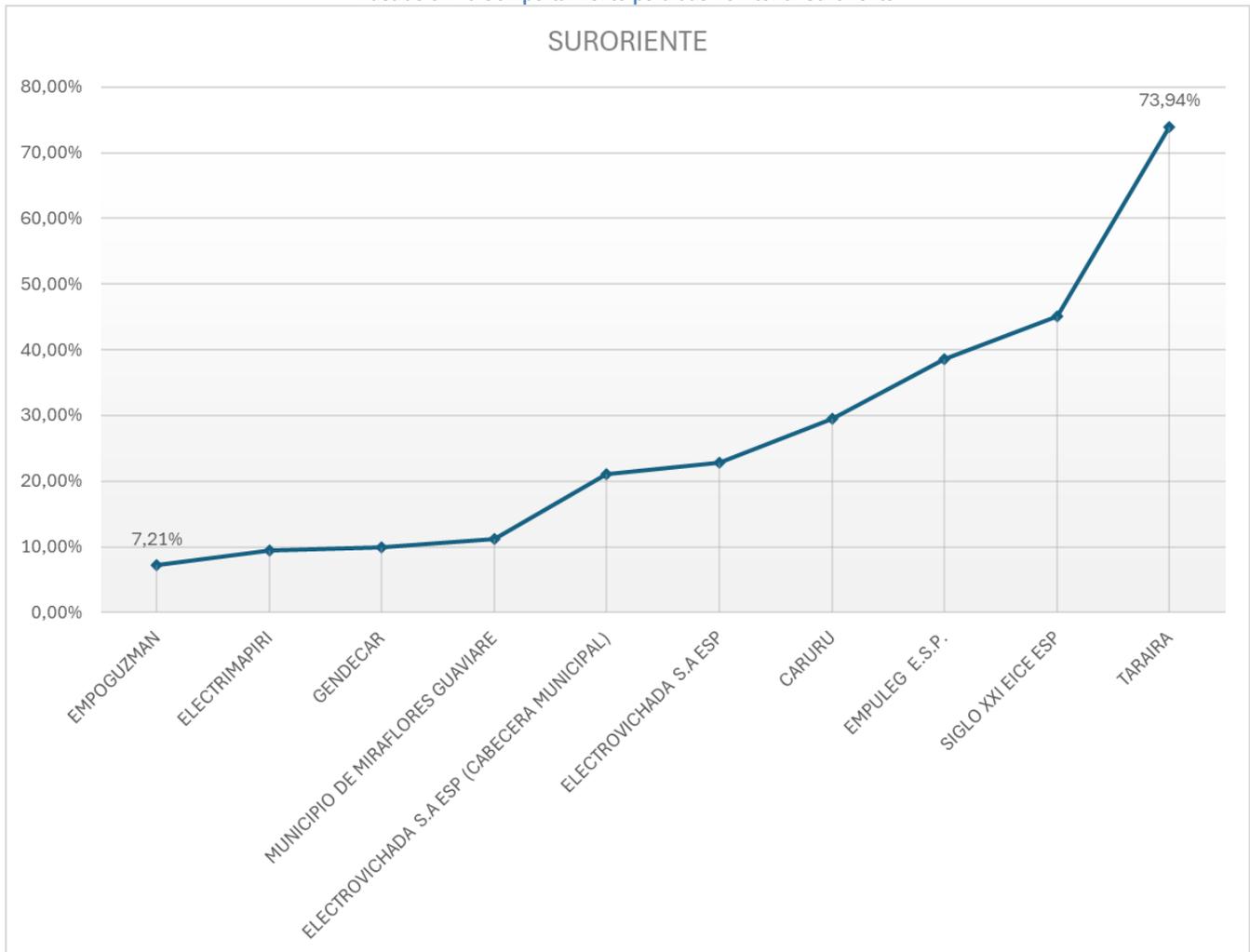
La empresa ELECTROVICHADA reporta la mayor cantidad de Diésel utilizado, quien durante el trimestre tuvo un total de 9.947.912 kwh de energía generada por REFOENERGY para los municipios de Cumaribo, Puerto Carreño y Santa Rosalia donde presta el servicio de energía.



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 en el SUI por parte de los prestadores de la territorial de Suroriente para el primer trimestre del año en curso, se puede concluir que el prestador Taraira, es el que presenta una baja gestión en el proceso de control, medición y facturación de energía con 73,94% de pérdidas comerciales, caso contrario al prestador Empoguzman quien presenta pérdidas comerciales de 7,21%, estas pérdidas pueden ser ocasionadas por la toma de energía de manera ilegal en usuarios finales, o por la falta de sistemas de medición y control por parte del prestador.

Ilustración 10 Comportamiento pérdidas Territorial Suroriente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

7.4. Componente de Distribución (D)

El análisis realizado del comportamiento del cargo de distribución para el primer 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 suroriente con los prestadores de las ZNI que reportaron información respecto a los cargos de distribución:

Se observa que los prestadores ELECTRIMAPIRI y ELECTROVICHADA para el trimestre analizado reportan los cargos de distribución más altos a los valores máximos permitidos por la regulación, esto debido a que presuntamente los prestadores tienen en cuenta para la misma componente la suma del cargo de distribución del nivel de tensión 1 más el nivel de tensión 2, así como el 100% de la propiedad de activos cuando no le corresponde a la ESP. Por lo anterior, se evidencia que los prestadores anteriormente mencionados tienen la incorrecta interpretación de la Resolución CREG 091 DE 2007.

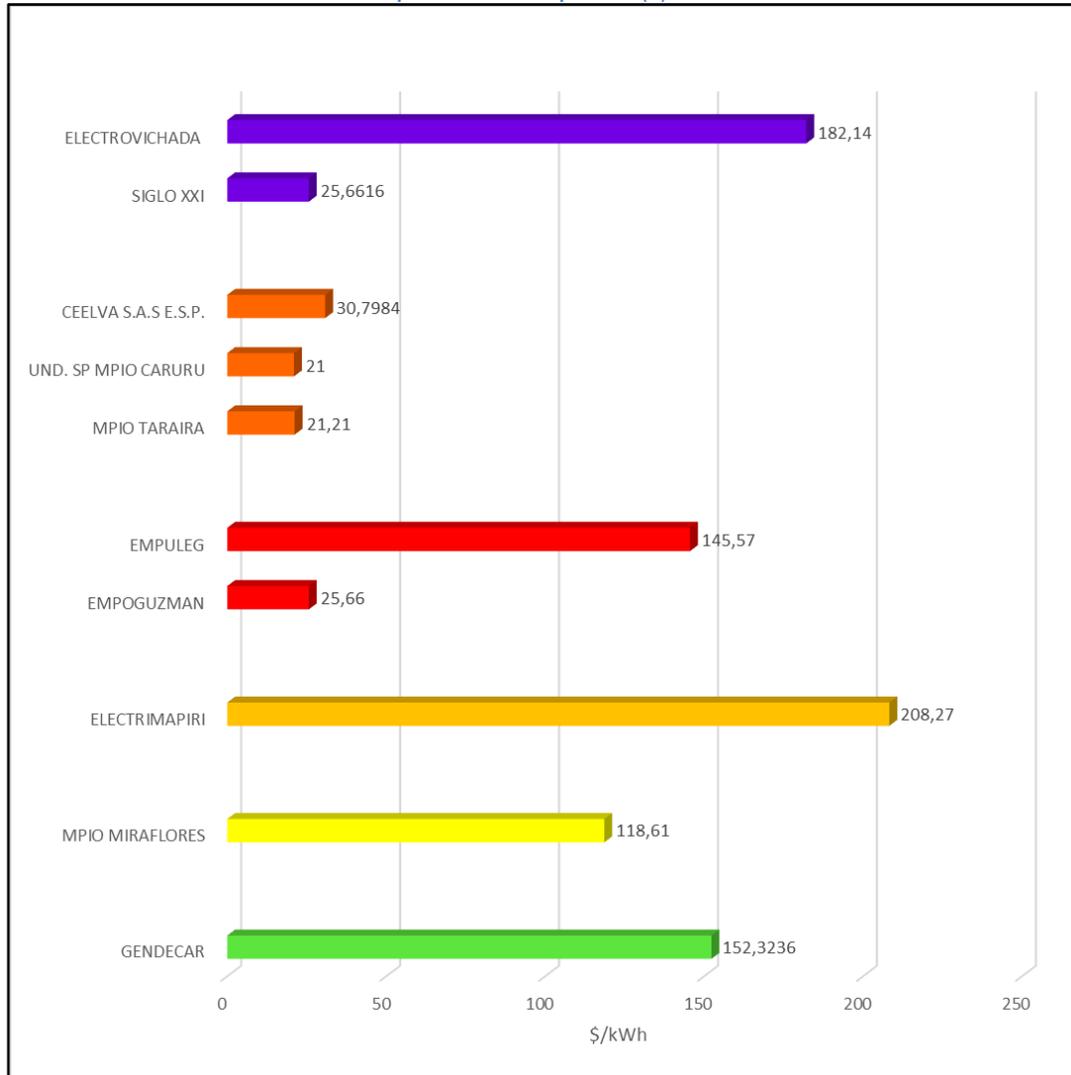
Tabla 11 Cargos Componente (D) Territorial Suroriente

SURORIENTE	ENERO	FEBRERO	MARZO	PROMEDIO
CAQUETÁ	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
GENDECAR	152,32	152,29	152,21	152,27
GUAVIARE	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
MPIO MIRAFLORES	118,61	117,23	117,23	117,69
META	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
ELECTRIMAPIRI	208,27	209,98	211,87	210,04
PUTUMAYO	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
EMPOGUZMAN	25,66	25,82	26,07	25,85
EMPULEG	145,57	146,43	148,25	146,75
VAUPÉS	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
MPIO TARAIRA	21,21	21,00	21,00	21,07
UND. SP MPIO CARURU	21,00	21,15	21,15	21,10
CEELVA S.A.S E.S.P.	30,80	31,05		30,92
VICHADA	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
SIGLO XXI	25,66	25,82	26,07	25,85
ELECTROVICHADA	182,14	178,44	179,52	180,03

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI



Ilustración 11 Comportamiento Componente (D) Territorial Surorient



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZN

7.5. Componente de Comercialización (C)

El Cargo Máximo Base de Comercialización C*o, 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.

El cargo de comercialización presenta diferencias entre los valores reportados por los prestadores de acuerdo con sus condiciones particulares de facturación en sus localidades, de esta forma, se tiene que, del total de información certificada para la territorial, un 6% de localidades les facturan de acuerdo con un consumo promedio, el 70% lo realizan mediante estimación y el 24% de localidades reportan facturación con base en diferencia de lecturas, durante el trimestre analizado.



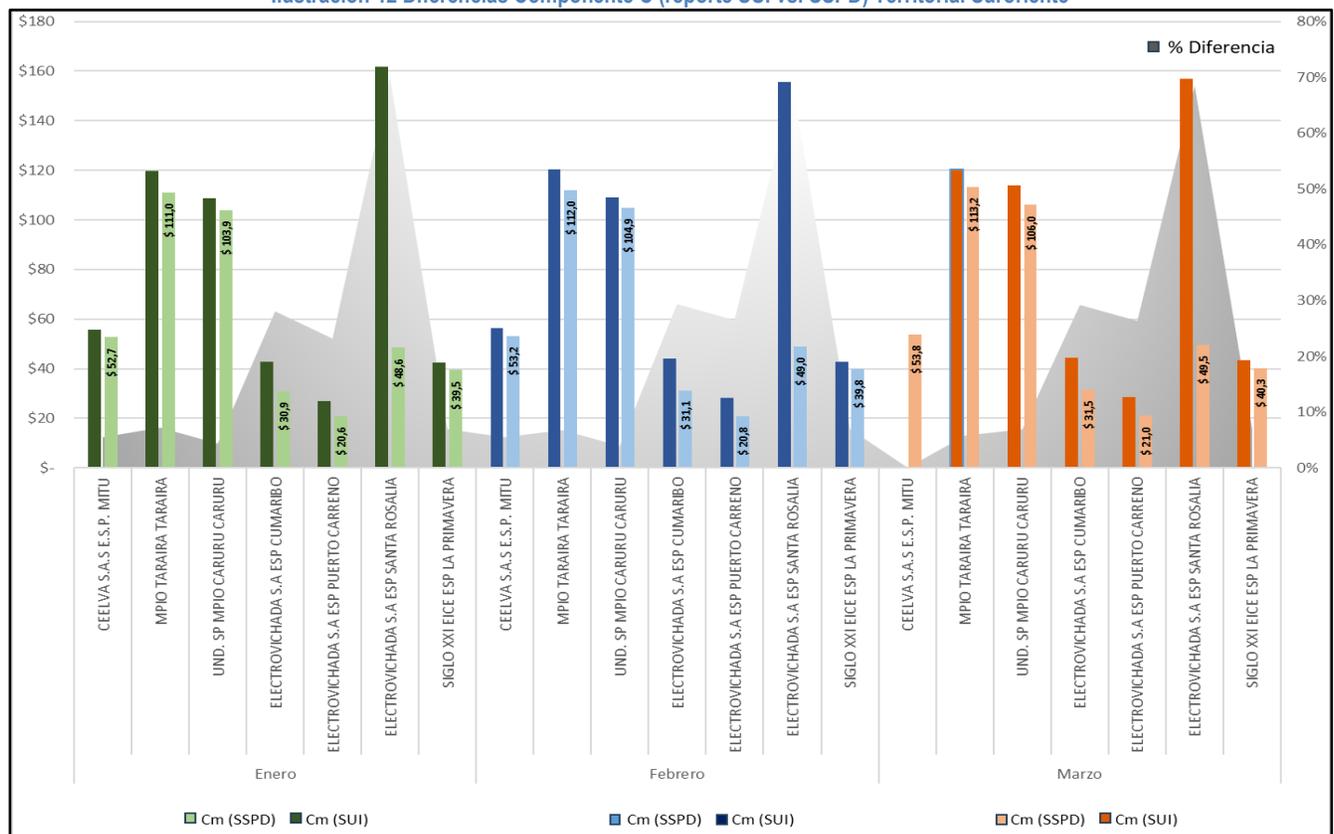
Tabla 12 Comportamiento del componente de distribución - Territorial surorient

SIGLA	enero	febrero	marzo
CEELVA S.A.S E.S.P.	56.0	56.0	
ELECTRIMAPIRI	51.0	51.0	52.0
ELECTROVICHADA S.A ESP	77.3	76.0	76.7
EMPOGUZMAN	93.0	94.0	95.0
EMPULEG E.S.P.	54.0	54.0	55.0
GENDECAR	126.7	128.0	129.7
Mun Taraira	120.0	120.0	120.0
MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	85.0	84.0	84.0
SIGLO XXI EICE ESP	42.0	43.0	43.0
USP Mun Caruru	109.0	109.0	114.0

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZN

Dado que, el componente de comercialización no posee afectación de acuerdo a las zonas en las cuales se encuentre ubicado cada prestador, 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), información que es certificada en el SUI, por lo anterior y, para el análisis de esta componente se tomaron las variables citadas anteriormente realizando el ejercicio comparativo se alcanzó hasta un 70% de diferencias entre el cargo de comercialización reportado por la empresa y el calculado por la SSPD, a continuación se muestran las empresas que superan los cargos máximos definidos por la regulación vigente:

Ilustración 12 Diferencias Componente C (reporte SUI vs. SSPD) Territorial Surorient



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 primer 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%.

Dentro de la territorial suroriente, el comportamiento de los Costos Unitarios de Prestación del Servicio para el primer trimestre del año 2024 se tiene que la empresa CEELVA quien presta el servicio en el municipio de Mitú manifiesta un comportamiento inusual, lo anterior debido a las diferencias en los valores de mantenimiento del grupo electrógeno reportado por el generador puro Gensa por valor de \$ 636.691.386 impactando directamente el cargo de generación en el mes de enero. Cabe aclarar que al generador puro se le reconocen los costos reales mediante Resolución del MME 91873 del 2012.

En el municipio de Cumaribo se ubica el valor promedio del CUPS más bajo que corresponde a la empresa ELECTROVICHADA por un valor de 1.212,18 \$/kWh, por otro lado, el mayor valor promedio corresponde a la empresa MUNICIPIO DE TARAIRA por un valor de 2.533,48 \$/kWh, lo que equivale a una diferencia del 52%, 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.

En la siguiente tabla, se evidencia que las empresas GENDECAR y ELECTROVICHADA reportan un CUPS para los diferentes municipios donde prestan el servicio de energía eléctrica dado que, de acuerdo al mercado tienen características propias como lo son energía generada, la cantidad de usuarios, el valor de transporte del combustible y el consumo facturado medio en el año t-1.

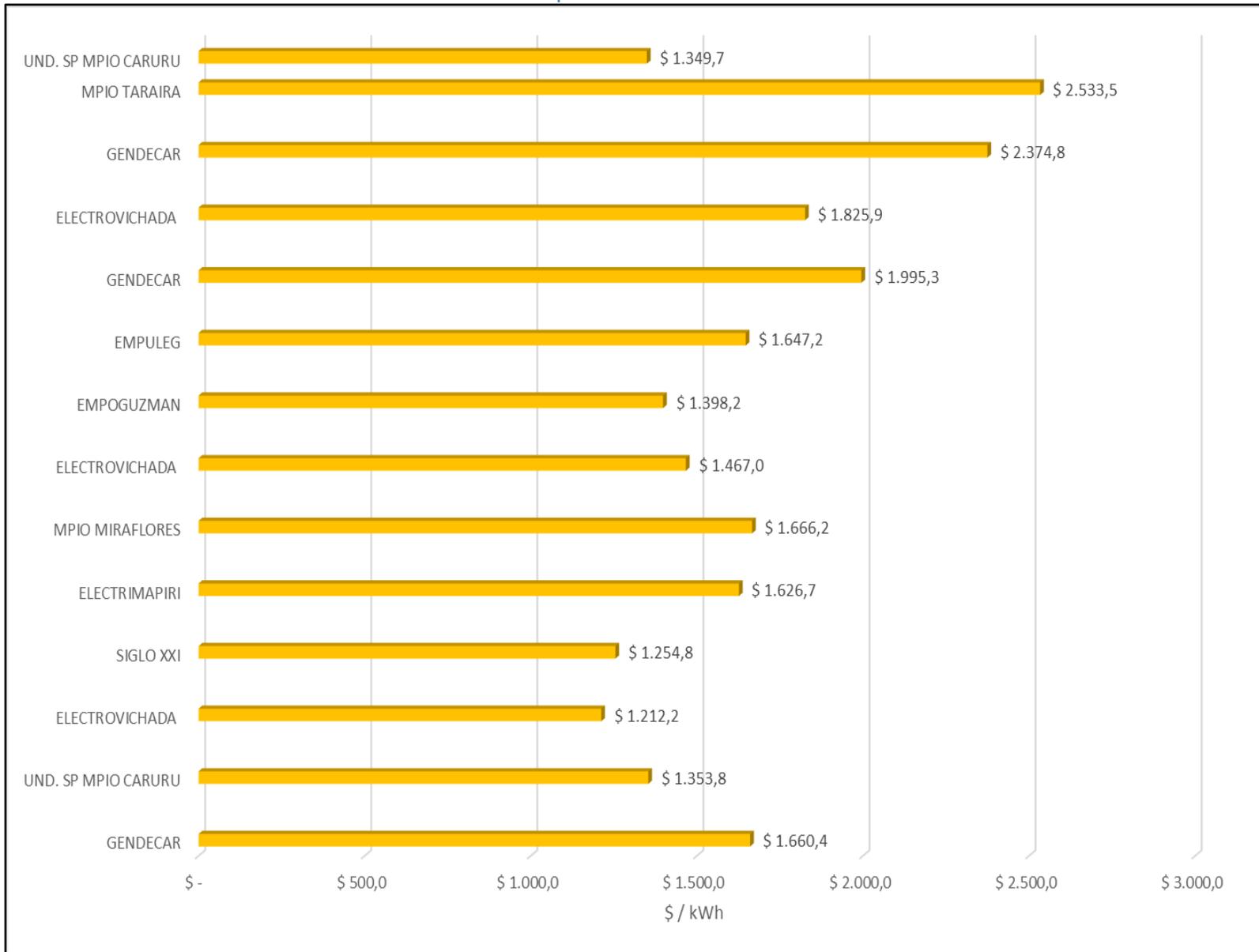


Tabla 13 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Surorientado

SURORIENTE	Enero (\$Kwh)	Febrero (\$Kwh)	Marzo (\$Kwh)
CARTAGENA DEL CHAIRA			
GENDECAR	1.664,95	1.661,52	1.654,68
CARURU			
UND. SP MPIO CARURU	1.351,92		1.355,61
CUMARIBO			
ELECTROVICHADA	1.237,36	1.184,35	1.214,82
LA PRIMAVERA			
SIGLO XXI	1.163,12	1.299,22	1.302,05
MAPIRIPAN			
ELECTRIMAPIRI	1.600,26	1.637,49	1.642,42
MIRAFLORES			
MPIO MIRAFLORES	1.666,71	1.666,01	1.665,99
MITU			
CEELVA S.A.S E.S.P.	2.326,73	1.781,50	
PUERTO CARRENO			
ELECTROVICHADA	1.476,87	1.458,79	1.465,31
PUERTO GUZMAN			
EMPOGUZMAN	1.389,41	1.393,49	1.411,72
PUERTO LEGUIZAMO			
EMPULEG	1.443,91	1.603,61	1.893,99
SAN VICENTE DEL CAGUAN			
GENDECAR	1.988,06	1.993,38	2.004,38
SANTA ROSALIA			
ELECTROVICHADA	1.382,68	2.045,83	2.049,06
SOLANO			
GENDECAR	2.360,78	2.374,96	2.388,53
TARAIRA			
MPIO TARAIRA	2.528,74	2.535,85	2.535,85
UND. SP MPIO CARURU		1.349,72	

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Ilustración 13 Comportamiento CUPS Territorial Suroriente



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 356,68 \$/kWh y fue el mercado de Caruru donde se presentó la tarifa más baja con un valor de 296,21 \$/kWh.

Tabla 14 Tarifas Aplicadas Estrato 1 – Territorial Suroriente

SURORIENTE	Promedio de Trimestre	Mercado Referente del SIN
CAQUETÁ		
CARTAGENA DEL CHAIRA	383,69	CAQUETÁ
SAN VICENTE DEL CAGUAN	383,69	CAQUETÁ
SOLANO	383,69	CAQUETÁ
GUAVIARE		
MIRAFLORES	305,62	GUAVIARE
META		
MAPIRIPAN	368,07	META
PUTUMAYO		
PUERTO GUZMAN	370,49	PUTUMAYO
PUERTO LEGUIZAMO	373,52	PUTUMAYO
VAUPÉS		
TARAIRA	308,31	GUAVIARE
CARURU	296,21	GUAVIARE
MITU	301,10	GUAVIARE
VICHADA		
CUMARIBO	376,95	ARAUCA
LA PRIMAVERA	388,29	ARAUCA
PUERTO CARRENO	376,95	ARAUCA
SANTA ROSALIA	376,95	ARAUCA

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI



7.8. Subsidios

Para el primer trimestre de 2024 para esta territorial, el valor total de subsidios ascendió a 7.708.809.167 COP de los cuales, un 55,3% corresponden a subsidios del estrato 1 que ascendieron a 4.259.965.133 COP. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado

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

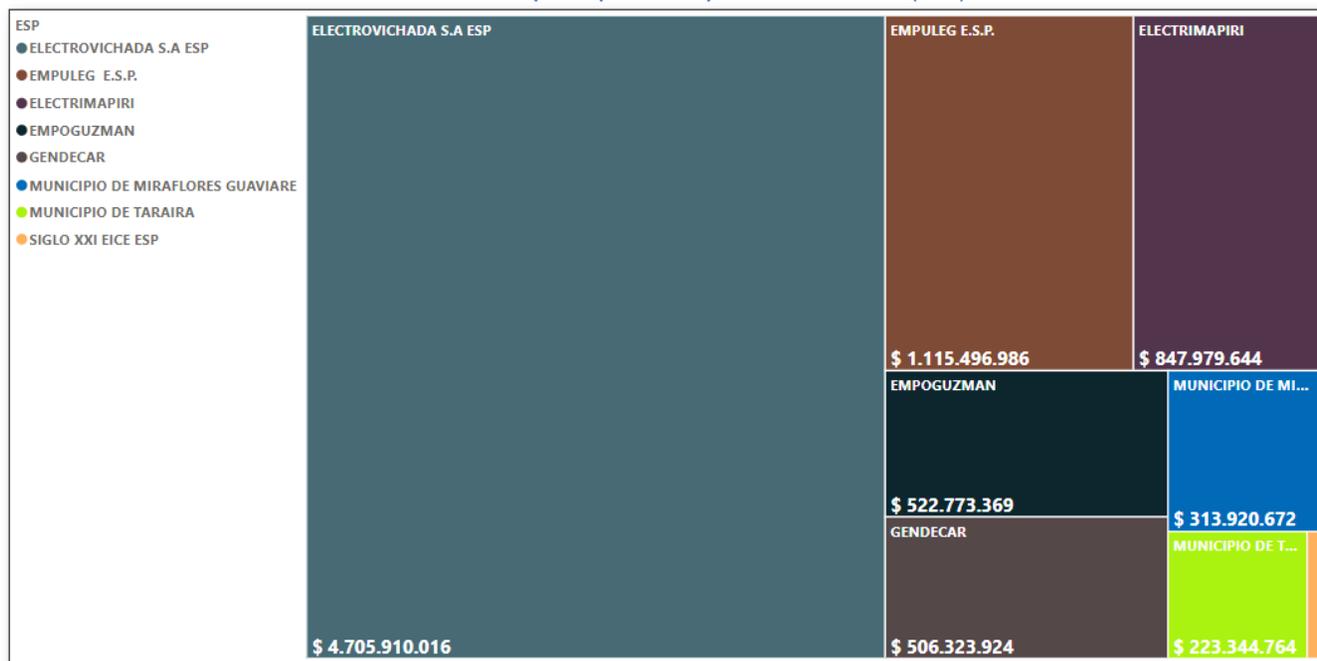
Mes	enero		febrero		marzo	
	VALOR SUBSIDIO	%	VALOR SUBSIDIO	%	VALOR SUBSIDIO	%
Estrato 1	\$1.404.529.121	55,1%	\$1.383.275.753	55,6%	\$1.472.160.259	55,1%
Estrato 2	\$396.899.367	15,6%	\$392.594.843	15,8%	\$445.127.998	16,6%
Estrato 3	\$23.589.489	0,9%	\$23.831.338	1,0%	\$27.748.109	1,0%
Comercial	\$191.065.870	7,5%	\$185.675.160	7,5%	\$214.349.648	8,0%
Oficial	\$531.651.705	20,9%	\$501.520.415	20,2%	\$514.790.090	19,3%
Provisional	\$0	0,0%	\$0	0,0%	\$0	0,0%
Total	\$2.547.735.552	100,0%	\$2.486.897.510	100,0%	\$2.674.176.104	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 surorient, para el trimestre analizado.

Ilustración 14 Distribución de subsidios por empresa en el primer trimestre 2024 (COP) – Territorial Surorient



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI



Se observa que la empresa ELECTROVICHADA S.A. ESP reportó 4.705.910.016 COP en subsidios, siendo este el mayor valor para la territorial durante el trimestre analizado pues representa 3.21 veces el valor de subsidios reportado por la empresa que reportó el segundo valor más alto de subsidios; así mismo, el valor reportado por ELECTROVICHADA S.A. ESP representa el 56.97% del total de subsidios reportados para la territorial.

8. Territorial Suoccidente

8.1. Cargo de Generación (G)

El análisis realizado del comportamiento del cargo de generación para el primer trimestre del año 2024 se basó en la información reportada por las empresas que prestan el servicio mediante tecnología Diésel para generación de energía.

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, agrupados por cada dirección territorial, con relación a los cargos de generación, así como su comportamiento por departamento de acuerdo a la información reportada en SUI.

En la territorial suoccidente se cuenta con información reportada de 16 prestadores, distribuidos en los departamentos de Cauca, Nariño y Valle del Cauca, atendiendo un total de 469 localidades, con un promedio de 39.146 suscriptores que representan un 28% de usuarios.



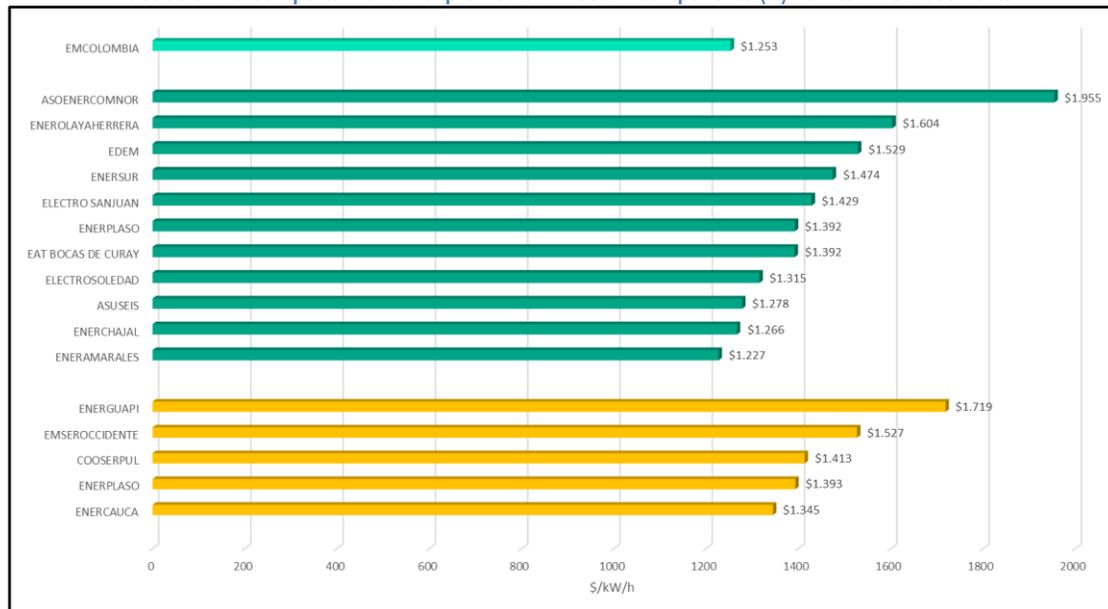
Tabla 16 Cargos Componente (G) Territorial Suroccidente

SUROCCIDENTE	ENERO	FEBRERO	MARZO	PROMEDIO
CAUCA	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
ENERCAUCA	1.355,89	1.331,77	1.346,30	1.344,65
ENERPLASO	1.382,38	1.387,45	1.409,46	1.393,10
COOSERPUL	1.517,66	1.356,34	1.366,18	1.413,39
EMSEROCCIDENTE	1.517,66	1.526,40	1.536,63	1.526,90
ENERGUAPI	1.706,60	1.717,87	1.731,56	1.718,68
NARIÑO	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
ENERAMARALES	1.220,35	1.226,42	1.233,35	1.226,71
ENERCHAJAL	1.258,93	1.269,18	1.271,20	1.266,44
ASUSEIS	1.271,51	1.276,23	1.285,22	1.277,65
ELECTROSOLEDAD	1.305,00	1.311,54	1.329,40	1.315,31
EAT BOCAS DE CURAY	1.383,00	1.392,00	1.400,00	1.391,67
ENERPLASO	1.382,38	1.387,45	1.406,46	1.392,10
ELECTRO SANJUAN	1.432,00	1.424,00	1.430,00	1.428,67
ENERSUR	1.468,16	1.470,93	1.483,28	1.474,12
EDEM	1.519,13	1.530,53	1.537,28	1.528,98
ENEROLAYAHERRERA	1.594,79	1.602,29	1.613,69	1.603,59
ASOENERCOMMONOR	1.939,28	1.953,88	1.971,06	1.954,74
VALLE DEL CAUCA	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
EMCOLOMBIA	1.247,25	1.251,96	1.259,58	1.252,93

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

En la Tabla anterior se evidencia que la empresa ENERPLASO aplica un cargo de generación Gm igual para sus mercados, a pesar de que estos mercados se encuentran en departamentos diferentes, no tienen en cuenta sus características propias como son la energía generada, la cantidad de usuarios y el valor de transporte del combustible.

Ilustración 15 Comportamiento del promedio trimestral Componente (G) Territorial Suroccidente



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, durante el primer trimestre del 2024 evidenciando lo siguiente:

Para la territorial Suroccidente se cuenta con un reporte de información en el SUI de 14 empresas prestadoras, quienes tienen un consumo de 761.372 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 ASOENCOMNOR alcanzó durante el trimestre una eficiencia de 33 kWh/gal, caso contrario la empresa ENERCAUCA S.A. E.S.P. presenta una eficiencia 10,4 kWh/gal para el trimestre, con respecto a un total de consumo de combustible de 55.017 galones en sus mercados.

Tabla 17 Consumo combustible Territorial Suroccidente

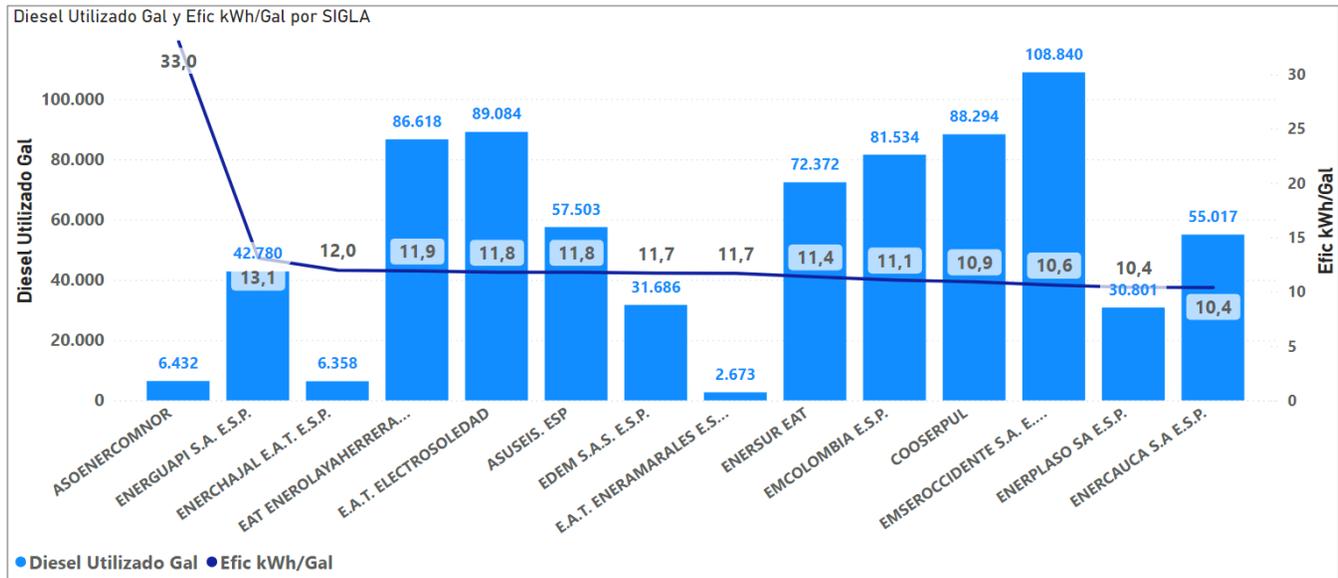
Mes SIGLA	enero		febrero		marzo	
	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal
ASOENCOMNOR	2.144	33,94	2.144	31,26	2.144	33,91
ASUSEIS. ESP	19.181	11,93	19.181	11,11	19.141	12,31
COOSERPUL	29.452	11,00	29.452	10,51	29.390	11,21
E.A.T. ELECTROSOLEDAD	30.529	12,20	30.529	11,24	28.026	11,94
E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	891	11,91	891	10,09	891	13,06
EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	28.879	12,27	28.860	10,99	28.879	12,46
EDEM S.A.S. E.S.P.	10.562	12,22	10.562	11,10	10.562	11,80
EMCOLOMBIA E.S.P.	27.178	11,26	27.178	10,58	27.178	11,38
EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	36.280	11,20	36.280	20,62	36.280	
ENERCAUCA S.A. E.S.P.	18.339	10,20	18.339	9,80	18.339	11,17
ENERCHAJAL E.A.T. E.S.P.	1.670	16,33	1.560	14,79	3.128	8,24
ENERGUAPI S.A. E.S.P.	14.332	13,34	14.224	12,21	14.224	13,72
ENERPLASO SA E.S.P.	10.267	10,95	10.267	9,92	10.267	10,31
ENERSUR EAT	24.124	11,52	24.124	10,81	24.124	11,77

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Adicionalmente, el comportamiento del consumo de combustible para la empresa ENERCHAJAL E.A.T. E.S.P. muestra un cambio significativo en marzo de 2024, puesto que los meses anteriores reportó un consumo promedio de 1.615 galones (enero y febrero) mientras que para marzo reportó consumo de 3.128 galones, esto, sin que se hayan generado incrementos en la energía generada ni en los consumos facturados.



Ilustración 16 Eficiencia de Consumo combustible Territorial Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

La empresa EMSEROCCIDENTE reporta la mayor cantidad de Diésel utilizado, quien durante el trimestre tuvo un total de 1.154.627 kwh de energía generada para los municipios de López de Micay y Timbiquí donde presta el servicio de energía.

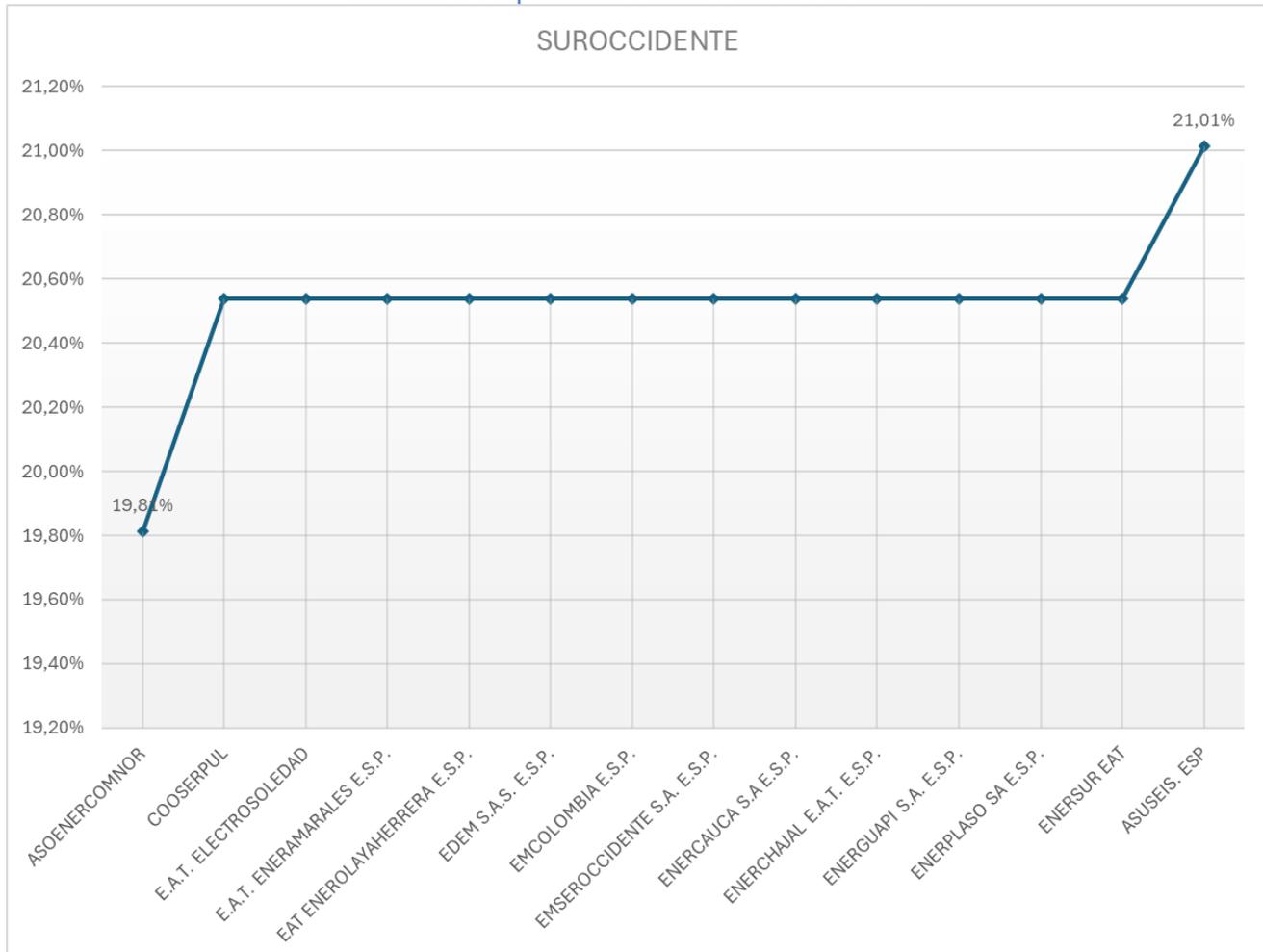
8.3. Pérdidas

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 los prestadores de la territorial de Suroriente para el primer trimestre del año en curso, se puede concluir que el prestador Asuseis, es el que presenta una baja gestión en el proceso de control, medición y facturación de energía con 21,01% de pérdidas comerciales, caso contrario al prestador Asoemcondor quien presenta pérdidas comerciales de 19,01%, estas pérdidas pueden ser ocasionadas por la toma de energía de manera ilegal en usuarios finales, o por la falta de sistemas de medición y control por parte del prestador.

Así mismo se observa que el comportamiento de las pérdidas en la territorial Suroriente tiene un comportamiento de 20,54 %, en la mayoría de los prestadores



Ilustración 17 Comportamiento Pérdidas Territorial Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

8.4. Componente de Distribución (D)

El análisis realizado del comportamiento del cargo de distribución para el primer 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:

Se observa que los prestadores COOSERPUL, EMSEROCCIDENTE, ENERGUAPI, ENEROLAYAHERRERA, ENERAMARALES, EDEN, ASOENERCOMNOR, ENERSUR y EMCOLOMBIA para el trimestre analizado reportan los cargos de distribución más altos a los valores máximos permitidos por la regulación, esto debido a que presuntamente los prestadores tienen en cuenta para la misma componente la suma del cargo de distribución del nivel de tensión 1 más el nivel de tensión 2, así como el 100% de la propiedad de activos cuando no corresponde a la ESP. Por lo anterior, se evidencia que los prestadores anteriormente mencionados tienen la incorrecta interpretación de la Resolución CREG 091 DE 2007.

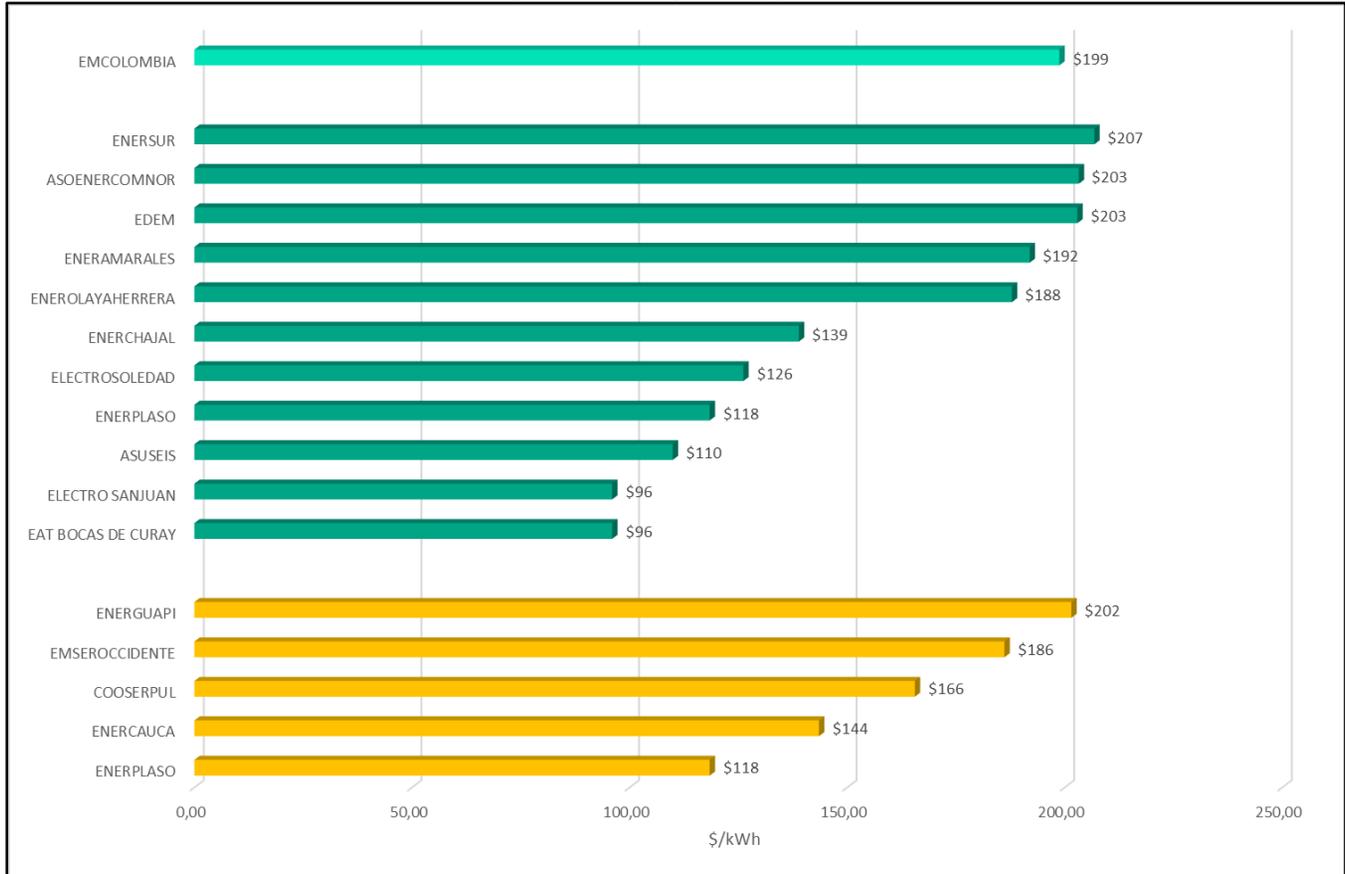
Tabla 18 Cargos Componente (D) Territorial Suroccidente

SUROCCIDENTE	ENERO	FEBRERO	MARZO	PROMEDIO
CAUCA	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
ENERPLASO	116,66	117,31	121,28	118,42
ENERCAUCA	146,80	140,27	143,49	143,52
COOSERPUL	184,55	155,43	156,69	165,56
EMSEROCCIDENTE	184,55	185,94	187,96	186,15
ENERGUAPI	199,97	201,57	203,03	201,52
NARIÑO	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
EAT BOCAS DE CURAY	95,00	96,00	97,00	96,00
ELECTRO SANJUAN	95,00	96,00	97,00	96,00
ASUSEIS	108,95	109,54	111,26	109,92
ENERPLASO	116,66	117,31	121,28	118,42
ELECTROSOLEDAD	123,85	124,71	129,88	126,15
ENERHAJAL	138,28	139,21	139,21	138,90
ENEROLAYAHERRERA	186,56	187,37	189,63	187,85
ENERAMARALES	190,38	191,93	193,53	191,95
EDEM	201,24	202,87	204,58	202,90
ASOENERCOMNOR	201,68	203,32	204,67	203,22
ENERSUR	204,91	207,16	208,35	206,81
VALLE DEL CAUCA	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
EMCOLOMBIA	197,15	198,77	200,35	198,76

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI



Ilustración 18 Comportamiento Componente (D) Territorial Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

8.5. Componente de Comercialización (C)

El Cargo Máximo Base de Comercialización C^* , 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.

El cargo de comercialización presenta diferencias entre los valores reportados por los prestadores de acuerdo con sus condiciones particulares de facturación, de esta forma, se tiene que, del total de información certificada para la territorial, la empresa ENERCHAJAL reportan facturación con base en diferencia de lecturas y las empresas restantes lo realizan mediante estimación, es decir, ninguna empresa reporta facturación de acuerdo con un consumo promedio.



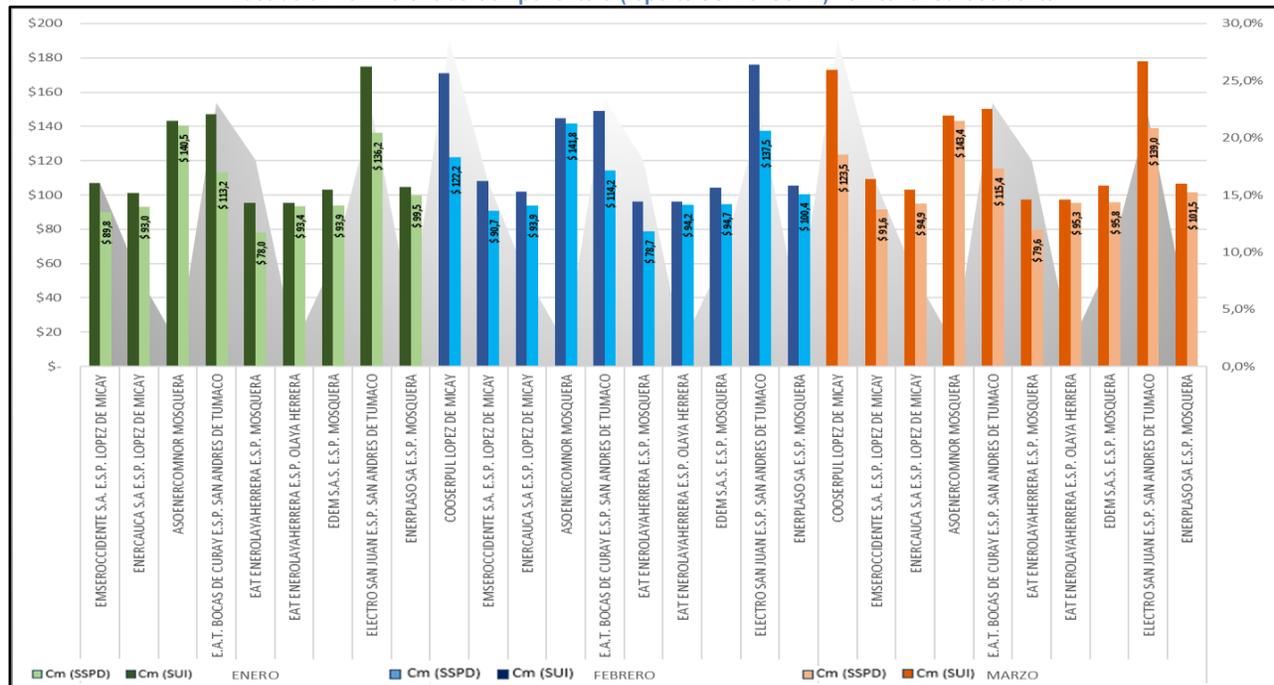
Tabla 19 Comportamiento del componente de distribución - Territorial suroccidente

SIGLA	enero	febrero	marzo
ASOENERCOMMONR	143.0	145.0	146.0
ASUSEIS. ESP	88.0	88.0	89.0
COOSERPUL	107.0	171.0	173.0
E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	147.0	149.0	150.0
E.A.T. ELECTROSOLEDAD	89.0	90.0	90.0
E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	250.0	252.0	255.0
EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	95.0	96.0	97.0
EDEM S.A.S. E.S.P.	103.0	104.0	105.0
ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	175.0	176.0	178.0
EMCOLOMBIA E.S.P.	96.0	97.0	98.0
EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	107.0	108.0	109.0
ENERCAUCA S.A. E.S.P.	101.0	102.0	103.0
ENERHAJAL E.A.T. E.S.P.	107.0	108.0	108.0
ENERGUAPI S.A. E.S.P.	128.0	129.0	130.0
ENERPLASO SA E.S.P.	105.0	106.0	107.0
ENERSUR EAT	91.0	92.0	93.0

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Dado que, el componente de comercialización no posee afectación de acuerdo a las zonas en las cuales se encuentre ubicado cada prestador, 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), información que es certificada en el SUI, por lo anterior y, para el análisis de esta componente se tomaron las variables citadas anteriormente realizando el ejercicio comparativo se supera un 25% de diferencias entre el cargo de comercialización reportado por la empresa y el calculado por la SSPD, a continuación se muestran las empresas que superan los cargos máximos definidos por la regulación vigente:

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



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI



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 2023, 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%.

Por otra parte, se evidencia que las empresas ENERPLASO, ENERCAUCA, EMSEROCCIDENTE y ENEROLAYAHERRERA reportan el mismo CUPS para los diferentes municipios donde prestan el servicio de energía eléctrica sin tener en cuenta sus características propias como lo son energía generada, la cantidad de usuarios, el valor de transporte del combustible y el consumo facturado medio en el año t-1.

En el municipio de Santa Barbara se ubica el valor promedio del CUPS más bajo que corresponde a la empresa ASUSEIS por un valor de 1.617,96 \$/kWh, por otro lado, el mayor valor promedio corresponde a la empresa ASOENERCOMNOR por un valor de 2.519,87 \$/kWh, lo que equivale a una diferencia del 36%, quien presuntamente supera los cargos máximos de distribución y comercialización conforme al análisis explicado en los numerales anteriores.



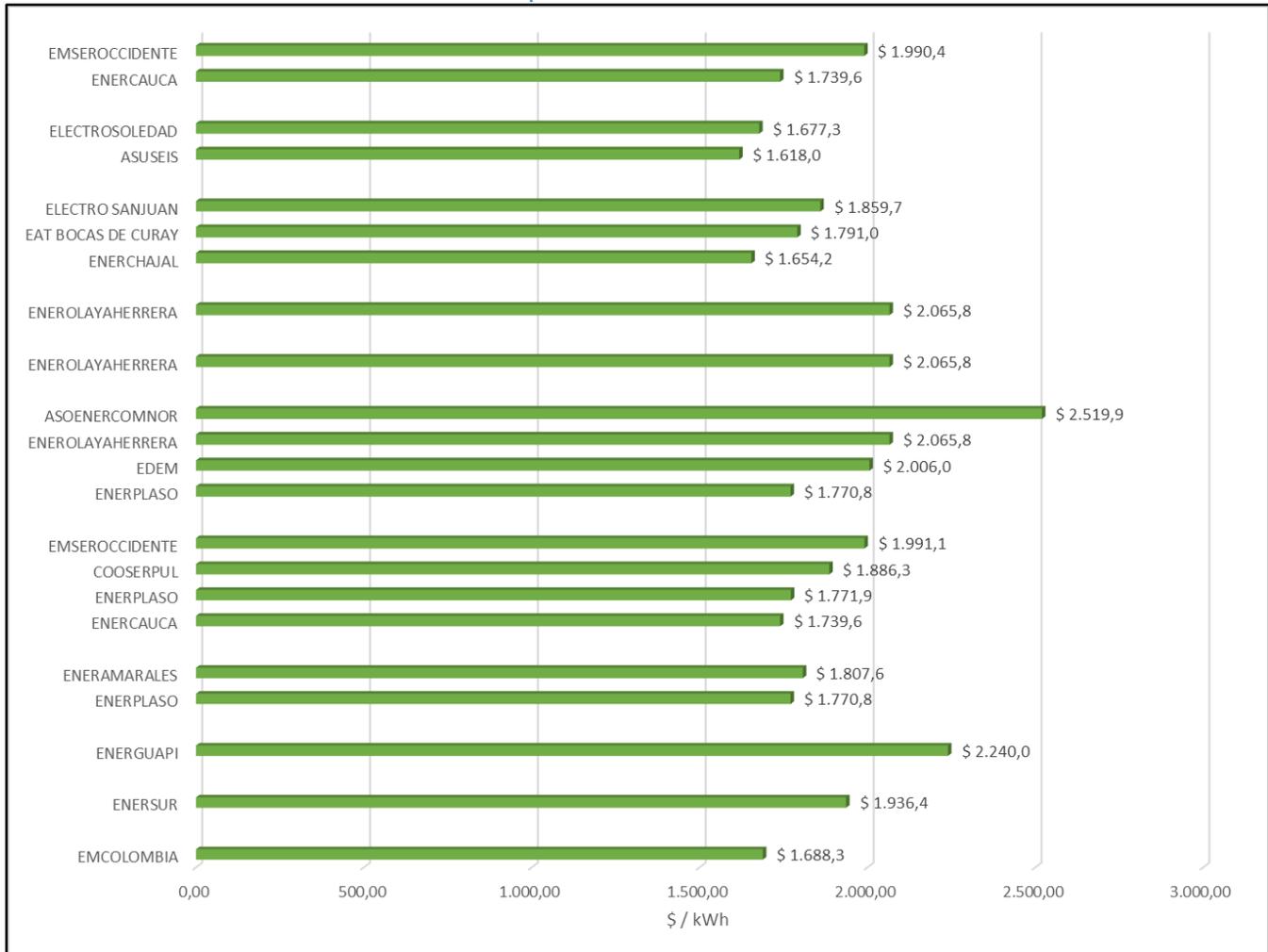
Tabla 20 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Suroccidente

SUROCCIDENTE	Enero (\$Kwh)	Febrero (\$Kwh)	Marzo (\$Kwh)
BUENAVENTURA			
EMCOLOMBIA	1.679,44	1.687,19	1.698,28
EL CHARCO			
ENERSUR	1.926,97	1.933,13	1.949,04
GUAPI			
ENERGUAPI	2.223,78	2.239,06	2.257,14
LA TOLA			
ENERPLASO	1.757,21	1.764,44	1.790,68
ENERAMARALES	1.796,51	1.807,10	1.819,15
LOPEZ DE MICAY			
ENERCAUCA	1.754,33	1.721,93	1.742,40
ENERPLASO	1.757,21	1.764,44	1.794,02
COOSERPUL	1.977,84	1.833,52	1.847,58
EMSEROCCIDENTE	1.977,84	1.991,03	2.004,48
MOSQUERA			
ENERPLASO	1.757,21	1.764,44	1.790,68
EDEM	1.992,37	2.007,63	2.017,95
ENEROLAYAHERRERA	2.053,78	2.063,79	2.079,76
ASOENERCOMNOR	2.499,76	2.518,93	2.540,94
OLAYA HERRERA			
ENEROLAYAHERRERA	2.053,78	2.063,79	2.079,76
ROBERTO PAYAN			
ENEROLAYAHERRERA	2.053,78	2.063,79	2.079,76
SAN ANDRES DE TUMACO			
ENERCHAJAL	1.644,53	1.657,84	1.660,08
EAT BOCAS DE CURAY	1.778,67	1.791,67	1.802,56
ELECTRO SANJUAN	1.861,11	1.854,22	1.863,89
SANTA BARBARA			
ASUSEIS	1.609,32	1.615,95	1.628,62
ELECTROSOLEDAD	1.663,06	1.672,00	1.696,82
TIMBIQUI			
ENERCAUCA	1.754,33	1.721,93	1.742,40
EMSEROCCIDENTE	1.977,84	1.988,81	2.004,48

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI



Ilustración 20 Comportamiento CUPS Territorial Suoccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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 en esta territorial, el valor promedio la tarifa aplicada en esta territorial para el estrato 1 fue de 398,95 \$/kWh y fue el mercado de Buenaventura donde se presentó la tarifa más baja con un valor de 374,63 \$/kWh.



Tabla 21 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Suroccidente

SUROCCIDENTE	Promedio de Trimestre	Mercado Referente del SIN
CAUCA		
GUAPI	415,92	CAUCA
LOPEZ DE MICAY	415,92	CAUCA
TIMBIQUI	415,92	CAUCA
NARIÑO		
EL CHARCO	397,19	NARINO
LA TOLA	397,19	NARINO
MOSQUERA	397,19	NARINO
OLAYA HERRERA	397,19	NARINO
SAN ANDRES DE TUMACO	382,93	NARINO
SANTA BARBARA	397,19	NARINO
ROBERTO PAYAN	397,19	NARINO
VALLE DEL CAUCA		
BUENAVENTURA	374,63	VALLE DEL CAUCA

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

8.8. Subsidios

Para el primer trimestre de 2024 para esta territorial, el valor total de subsidios ascendió a 10.293.613.971 COP, el 100% de este valor corresponde a subsidios del estrato 1. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado.

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

Mes	enero		febrero		marzo	
	VALOR SUBSIDIO	%	VALOR SUBSIDIO	%	VALOR SUBSIDIO	%
Estrato 1	\$3.481.288.507	100,0%	\$3.312.212.016	100,0%	\$3.500.113.448	100,0%
Total	\$3.481.288.507	100,0%	\$3.312.212.016	100,0%	\$3.500.113.448	100,0%

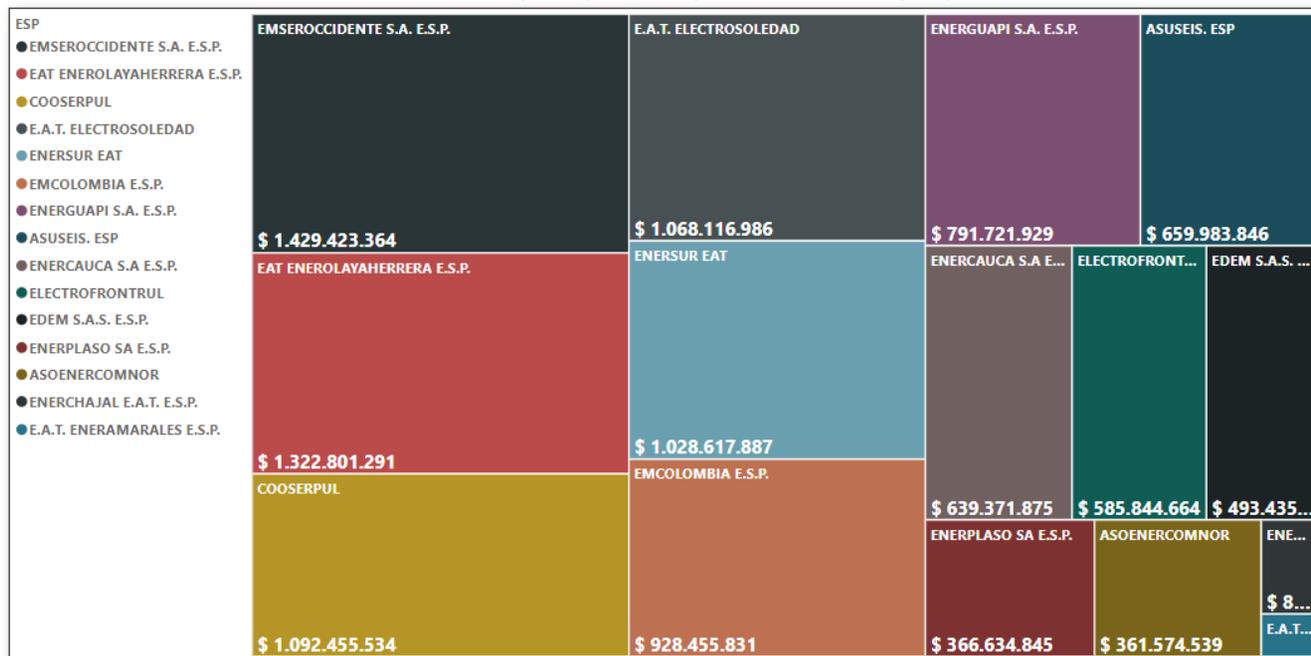
Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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.



Ilustración 21 Distribución de subsidios por empresa en el primer trimestre 2024 (COP) – Territorial Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

En esta territorial se observa que poco más del 60% de los subsidios está distribuida en 6 empresas; esto se debe a que la distribución de usuarios es más equilibrada que en otras territoriales.

9. Generadores Puros

El ejercicio de generación en algunos casos corresponde a los generadores puros a quienes se les reconocen costos reales mediante Resolución del MME 91873 del 2012, identificando que CEDENAR consumió la cantidad de combustible para la generación de energía en la cabecera municipal Puerto Leguizamo, mientras que GENSA reportó el combustible consumido para la generación de energía en la cabecera municipal de Inírida, Mitú, ciudad mutis y la localidad menor de Bahía Cupica.

Tabla 23 Consumo de combustible -Generadores Puros

Mes	enero		febrero		marzo	
	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	92.347	11,91	79.909	12,07	89.149	12,01
☐ GENSA S.A. ESP						
BAHIA CUPICA	5.971	13,16	4.249	13,28	5.444	13,20
CABECERA MUNICIPAL DE MITU	68.364	14,06	69.483	14,11	85.553	14,05
CIUDAD MUTIS - CABECERA MUNICIPAL	33.873	12,42	60.244	12,83	49.528	13,27
INIRIDA-CABECERA MUNICIPAL	164.535	12,98	158.222	13,21	164.265	13,33

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI



Para el análisis de eficiencia en los generadores puros se realiza tomando la energía generada para cada municipio en relación con el consumo de combustible reportado por el comercializador, logrando en la Cabecera Municipal de Mitú una eficiencia de 14.07 kWh/gal promedio durante el trimestre, caso contrario al municipio Puerto Leguizamo quien alcanza a generar 12 kWh/gal promedio, con un 15% por debajo del promedio alcanzado por GENSA para el municipio de Mitú.

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 que han sido otorgadas mediante contrato de concesión con exclusividad por el Ministerio de Minas y Energía, la primera es la correspondiente a 41 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 a las islas de San Andrés y Providencia, 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 primer trimestre del año 2024, se encontró que las empresas ENAM y SOPESA, prestan el servicio en 13 municipios y 41 localidades atendiendo a 39.383 suscriptores en promedio que representan el 27,93% del total analizado.

Para el primer trimestre de 2024 dentro de las ASES, en el comportamiento de la tarifa aplicada al estrato 1 se tiene que SOPESA aplico la tarifa más baja durante todo el trimestre.



Tabla 24 Tarifas Aplicadas primer Trimestre 2024 – ASE

ASES	Promedio de Trimestre	Mercado Referente del SIN
AMAZONAS		
LETICIA	346,52	ASES
PUERTO NARINO	346,52	ASES
EL ENCANTO	346,52	ASES
LA CHORRERA	346,52	ASES
LA PEDRERA	346,52	ASES
LA VICTORIA	346,52	ASES
MIRITI - PARANA	346,52	ASES
PUERTO ALEGRIA	346,52	ASES
PUERTO ARICA	346,52	ASES
PUERTO SANTANDER	346,52	ASES
TARAPACA	346,52	ASES
ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA		
PROVIDENCIA	314,88	ASES
SAN ANDRES	314,88	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 primer trimestre de 2024.



Tabla 25 Subsidios aplicados por estrato-Uso – Primer trimestre de 2024 (COP - %) – ASE

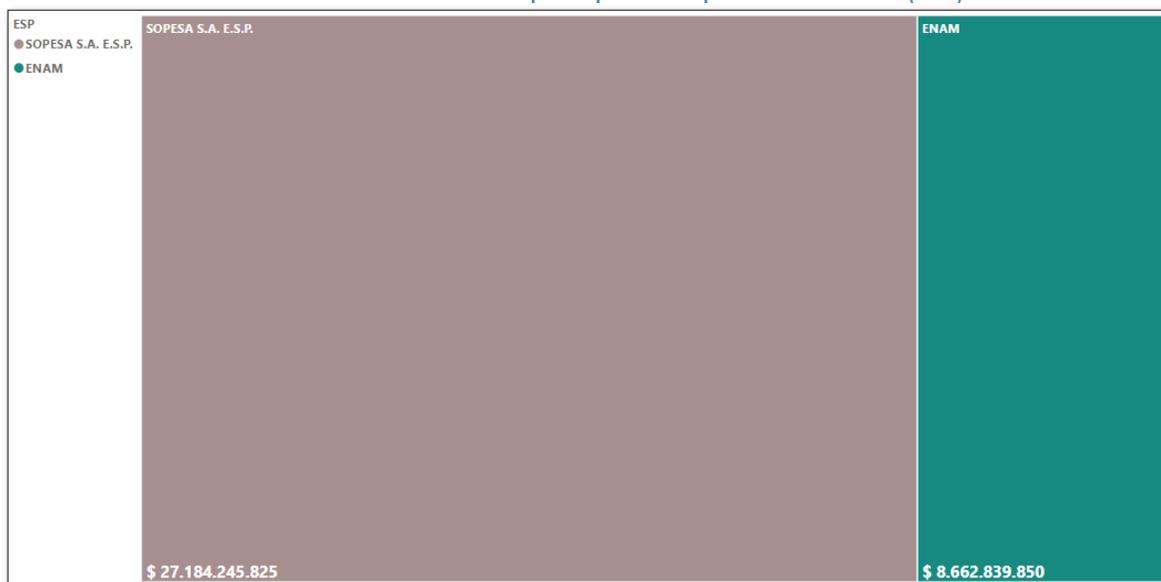
Mes ▲ Estrato-Uso	enero		febrero		marzo	
	VALOR SUBSIDIO	%	VALOR SUBSIDIO	%	VALOR SUBSIDIO	%
Estrato 1	\$1.480.201.282	11,7%	\$1.432.311.471	11,7%	\$1.306.881.763	11,9%
Estrato 2	\$2.139.008.912	16,9%	\$2.111.762.456	17,2%	\$1.884.070.191	17,2%
Estrato 3	\$1.693.581.260	13,4%	\$1.659.976.620	13,6%	\$1.443.817.571	13,2%
Estrato 4	\$269.342.553	2,1%	\$275.842.584	2,3%	\$228.558.938	2,1%
Estrato 5	\$160.398.846	1,3%	\$172.065.861	1,4%	\$136.697.051	1,2%
Estrato 6	\$22.108.980	0,2%	\$23.711.753	0,2%	\$20.414.949	0,2%
Industrial	\$209.020.095	1,7%	\$166.602.933	1,4%	\$135.435.088	1,2%
Comercial	\$4.956.815.091	39,2%	\$4.772.457.876	39,0%	\$4.245.080.903	38,8%
Oficial	\$1.052.434.489	8,3%	\$984.957.418	8,0%	\$943.183.085	8,6%
Sector Bombeo de agua	\$70.206.315	0,6%	\$57.720.716	0,5%	\$48.141.840	0,4%
Especial Educativo	\$77.212.727	0,6%	\$103.029.060	0,8%	\$116.430.234	1,1%
Especial Asistencia	\$207.006.213	1,6%	\$190.642.636	1,6%	\$174.603.888	1,6%
Provisional	\$140.853.762	1,1%	\$134.600.456	1,1%	\$119.426.609	1,1%
Alumbrado público	\$175.409.340	1,4%	\$160.133.201	1,3%	\$150.945.035	1,4%
Total	\$12.653.599.865	100,0%	\$12.245.815.041	100,0%	\$10.953.687.145	100,0%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Los subsidios reportados para marzo de 2024 mostraron una disminución del 10,55% respecto de febrero, sin embargo, 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 primer trimestre de 2024 en las ASE. La distribución de subsidios muestra una participación se observa que SOPESA general aproximadamente el 76% de los subsidios y ENAM el 24%.

Ilustración 22 Distribución de subsidios por empresa en el primer trimestre 2024 (COP) – ASE



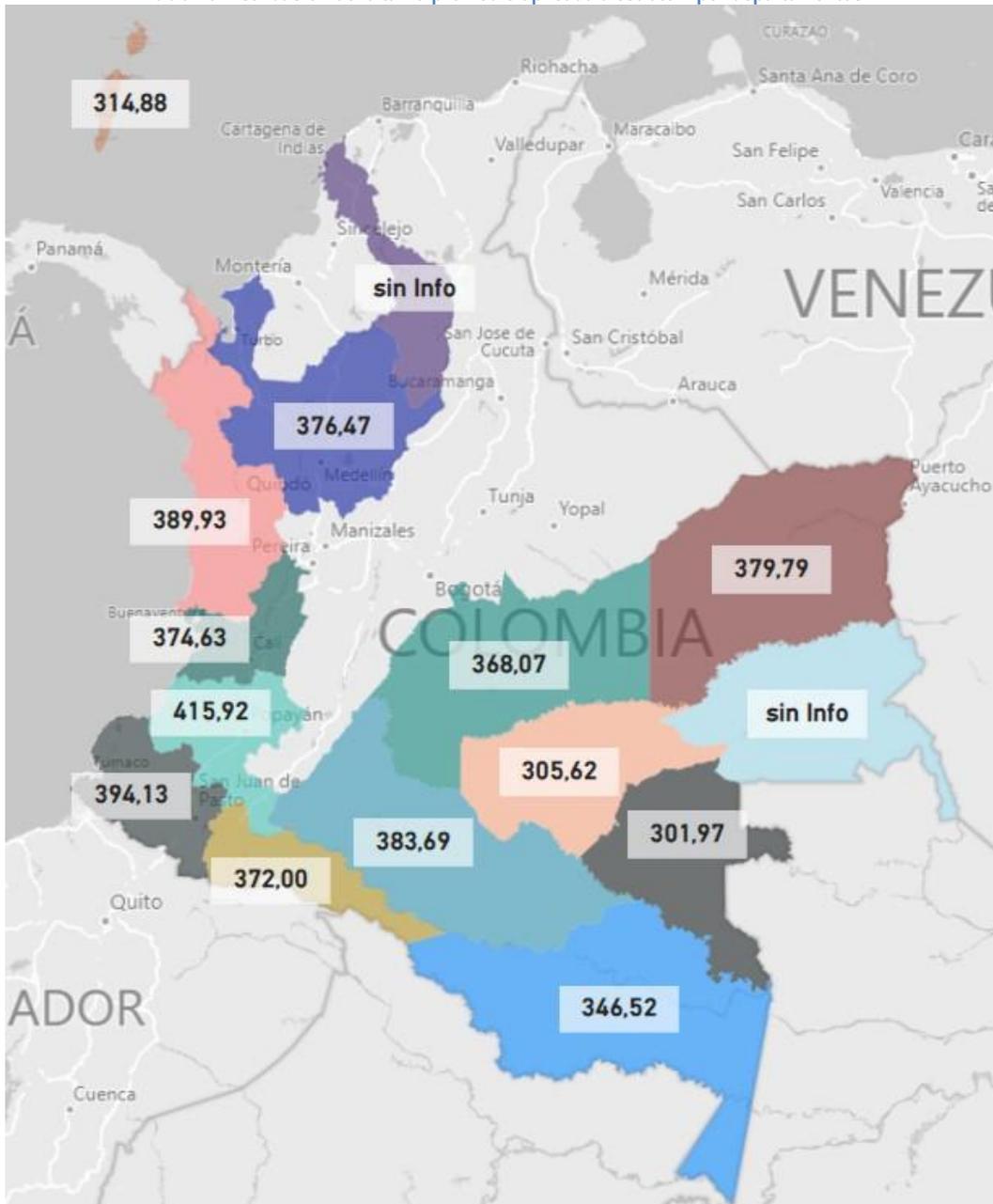
Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI



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.

Tabla 26 Distribución de la tarifa promedio aplicada a estrato 1 por departamentos



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI



Las empresas prestadoras en los departamentos de Bolívar y Guainía no certificaron información tarifaria para el primer trimestre de 2024 ante el SUI, en este orden, con base en los datos disponibles en el SUI no es posible obtener los promedios de tarifa aplicada en los citados departamentos.

De otra parte, para los estratos y/o usos restantes, 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 subsidiables, para las localidades de menos de trescientos (300) usuarios subsidiables se aplican los criterios de horas de prestación y consumos máximos subsidiables, 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.

Para el primer trimestre del año 2024, el 73,09% de los suscriptores promedio pertenecientes a las zonas no interconectadas ZNI que funcionan como libre competencia, se encuentran clasificados en el estrato 1, el 19,73% se ubican entre los estratos 2,3,4,5,6, y el 7,18% se ubican en los estratos y/o usos comercial e industrial, oficial, provisional y especiales; a continuación, se presenta el promedio de la tarifa aplicada al estrato 1, para el primer trimestre del año 2024 en cada departamento.

Tabla 27 Distribución Usuarios promedio por estrato / Uso

Estrato / Uso	Cantidad Usuarios	% Participación
1	102.984	73,09%
2	15.705	11,15%
3	10.014	7,11%
4	1.246	0,88%
5	723	0,51%
6	118	0,08%
Comercial	7.417	5,26%
Industrial	162	0,11%
Oficial	1.168	0,83%
Provisional	1.033	0,73%
Especial asistencial	234	0,17%
Especial Educativo	100	0,07%
	140.903	100,00%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios aplicados para el primer trimestre de 2024.



Tabla 28 Subsidios aplicados en el primer trimestre de 2024 (COP)

Mes ▲ Estrato-Uso	enero		febrero		marzo	
	VALOR SUBSIDIO	%	VALOR SUBSIDIO	%	VALOR SUBSIDIO	%
Estrato 1	\$9.775.024.714	44,0%	\$9.752.589.253	44,3%	\$9.770.488.414	46,8%
Estrato 2	\$2.574.497.356	11,6%	\$2.549.616.002	11,6%	\$2.374.700.740	11,4%
Estrato 3	\$1.717.170.749	7,7%	\$1.683.807.958	7,6%	\$1.471.565.680	7,0%
Estrato 4	\$269.342.553	1,2%	\$275.842.584	1,3%	\$228.558.938	1,1%
Estrato 5	\$160.398.846	0,7%	\$172.065.861	0,8%	\$136.697.051	0,7%
Estrato 6	\$22.108.980	0,1%	\$23.711.753	0,1%	\$20.414.949	0,1%
Industrial	\$209.020.095	0,9%	\$166.602.933	0,8%	\$135.435.088	0,6%
Comercial	\$5.186.237.969	23,4%	\$5.156.416.299	23,4%	\$4.596.271.823	22,0%
Oficial	\$1.609.513.517	7,3%	\$1.601.375.102	7,3%	\$1.532.813.333	7,3%
Sector Bombeo de agua	\$70.206.315	0,3%	\$57.720.716	0,3%	\$48.141.840	0,2%
Especial Educativo	\$77.212.727	0,3%	\$103.029.060	0,5%	\$116.430.234	0,6%
Especial Asistencia	\$207.006.213	0,9%	\$190.642.636	0,9%	\$174.603.888	0,8%
Provisional	\$140.853.762	0,6%	\$134.600.456	0,6%	\$119.426.609	0,6%
Alumbrado público	\$175.409.340	0,8%	\$160.133.201	0,7%	\$150.945.035	0,7%
Total	\$22.194.003.137	100,0%	\$22.028.153.814	100,0%	\$20.876.493.623	100,0%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se observa que la mayor parte de los subsidios corresponden a los usuarios del estrato 1 con un total de 29.298.102.381 COP para el trimestre, representando una participación del 45% sobre el total y distribuidos en un promedio mensual de 102.984 suscriptores, por su parte los suscriptores comerciales son el segundo grupo más representativo con un total de 14.938.926.090 COP para el trimestre, representando una participación del 22,9% del total de subsidios y distribuidos en un promedio mensual de 7.417 suscriptores.

De lo anterior se tiene que a un suscriptor residencial le corresponden 284.491 COP en el trimestre, mientras que a un suscriptor comercial le corresponden 2.014.237 COP en el trimestre. No obstante, es de anotar que un suscriptor residencial de estrato 1 consume un promedio de 246 kWh en el trimestre, por su parte, un suscriptor comercial consume 4.577 kWh en el trimestre; en este orden de ideas, los usuarios residenciales de estrato 1 reciben 1.154 COP/kWh consumido mientras que un usuario comercial recibe 440 COP/kWh consumido.

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 tarifario 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 cargue de información al SUI a partir del mes de noviembre de 2023, el cual fue publicado por esta superintendencia en el mes de Abril del 2024 por lo anterior, para el periodo de análisis de este boletín no se cuenta con información reportada por parte de las empresas que realizan la prestación del servicio de energía eléctrica mediante SSFVI.

14. Anexo 1 Tarifas aplicadas Territorial Occidente

Municipio	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
OCIDENTE										
ACANDI	487,36	779,14	916,64	549,98	701,03	916,64	1.099,96	458,32	458,32	1.279,25
BAGADO	487,36	779,14	-	-	-	916,64	916,64	-	-	1.437,70
BAHIA SOLANO	485,89	779,14	-	-	-	916,64	916,64	-	-	1.381,87
BAJO BAUDO	487,36	779,14	687,48	816,16	816,16	916,64	1.045,32	229,16	229,16	1.721,25
BOJAYA	488,30	770,87	906,90	428,31	428,31	906,90	1.088,28	356,92	356,92	1.735,03
CONDOTO	487,36	779,14	916,64	1.099,96	1.099,96	916,64	1.099,96	916,64	916,64	1.820,93
EL CANTON DEL SAN PABLO	487,36	779,14	916,64	1.099,96	1.099,96	916,64	1.099,96	916,64	916,64	1.833,42
EL LITORAL DEL SAN JUAN	487,36	779,14	916,64	549,98	549,98	916,64	1.099,96	458,32	458,32	1.677,73
ISTMINA	487,36	779,14	916,64	1.082,34	1.082,34	916,64	1.082,34	-	-	2.098,71
LORO	487,36	779,14	916,64	1.099,96	1.099,96	916,64	1.099,96	916,64	916,64	1.921,55
MEDIO BAUDO	487,36	779,14	916,64	1.082,34	1.082,34	916,64	1.082,34	-	-	1.874,12
MEDIO SAN JUAN	484,86	795,43	935,80	1.122,95	1.122,95	935,80	1.122,95	935,80	935,80	1.660,70
NOVITA	487,36	779,14	-	-	-	916,64	916,64	-	-	1.779,23
NUQUI	487,36	731,93	-	-	-	916,64	1.108,98	-	-	1.646,83
QUIBDO	487,36	779,14	916,64	-	-	916,64	1.099,96	-	-	2.076,97
RIO QUITO	487,36	779,14	916,64	1.099,96	1.099,96	916,64	1.099,96	916,64	916,64	1.882,78
TURBO	487,36	779,14	-	-	-	916,64	916,64	-	-	1.654,29
UNGUIA	487,36	779,14	-	-	-	916,64	916,64	-	-	1.654,29
VIGIA DEL FUERTE	453,81	751,82	884,50	-	-	884,50	1.061,40	-	-	2.076,97
SIPI	487,36	779,14	916,64	-	-	916,64	1.099,96	-	-	2.024,14
SAN JOSE DEL PALMAR	487,36	779,14	-	-	-	916,64	916,64	-	-	1.437,70
MEDIO ATRATO	488,61	771,00	907,06	1.088,47	1.088,47	907,06	1.088,47	907,06	907,06	1.978,23



15. Anexo 2 Tarifas aplicadas Territorial Suroriente

Municipio	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
SURORIENTE										
CARTAGENA DEL CHAIRA	479,61	804,47	946,43	1.135,72	1.135,72	946,43	1.135,72	946,43	946,43	1.660,38
CUMARIBO	471,19	801,03	312,25	374,70	374,70	942,38	1.130,86	-	-	1.031,31
LA PRIMAVERA	485,37	825,13	970,74	1.164,89	1.164,89	970,74	1.164,89	970,74	970,74	1.254,80
MAPIRIPAN	460,10	760,36	894,54	1.073,45	1.073,45	1.012,89	1.073,45	984,00	894,54	1.626,72
MIRAFLORES	382,02	649,44	-	-	-	764,05	916,86	-	-	1.666,24
PUERTO CARRENO	471,19	801,03	312,25	374,70	374,70	942,38	1.130,86	-	-	1.114,81
PUERTO GUZMAN	463,10	787,28	926,21	-	-	926,21	1.111,45	-	-	1.398,20
SAN VICENTE DEL CAGUAN	479,61	804,47	946,43	1.135,72	1.135,72	946,43	1.135,72	946,43	946,43	1.995,27
SANTA ROSALIA	471,19	801,03	312,25	374,70	374,70	942,38	1.130,86	-	-	1.309,39
SOLANO	479,61	804,47	946,43	1.135,72	1.135,72	946,43	1.135,72	946,43	946,43	2.374,75
TARAIRA	385,38	655,15	770,76	924,92	924,92	770,76	924,92	-	770,76	2.533,27
CARURU	370,26	629,45	740,52	888,63	888,63	740,52	888,63	-	740,52	1.352,40
PUERTO LEGUIZAMO	466,90	793,73	-	-	-	933,81	1.120,57	-	-	1.454,58
MITU	376,38	639,85	752,76	903,31	903,31	752,76	903,31	752,76	87,67	2.054,12



16. Anexo 3 Tarifas aplicadas Territorial Suroccidente

Municipio	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
SUROCCIDENTE										
BUENAVENTURA	468,29	781,43	922,67	1.103,20	1.103,20	922,67	1.136,53	-	-	1.688,30
EL CHARCO	496,49	843,80	992,71	1.191,25	1.191,25	992,71	1.191,25	-	-	1.933,37
GUAPI	519,90	841,66	990,18	1.188,22	1.188,22	990,18	1.188,22	-	-	2.240,00
LA TOLA	496,49	843,80	992,71	1.191,25	1.191,25	992,71	1.191,25	-	-	1.789,18
LOPEZ DE MICAY	519,91	841,66	990,18	1.188,19	1.188,22	990,18	1.089,02	-	-	1.833,95
MOSQUERA	493,74	843,80	992,71	1.191,25	1.191,25	992,71	1.191,25	-	-	2.090,60
OLAYA HERRERA	496,49	843,80	992,71	1.191,25	1.191,25	992,71	1.191,25	-	-	2.065,78
SAN ANDRES DE TUMACO	321,50	546,45	642,88	771,45	771,45	642,88	771,45	642,88	642,88	642,88
SANTA BARBARA	496,49	843,80	992,71	1.191,25	1.191,25	992,71	1.191,25	194,26	-	1.647,63
TIMBIQUI	519,90	841,66	990,18	1.188,22	1.188,22	990,18	1.188,22	-	-	1.864,95
ROBERTO PAYAN	496,49	843,80	992,71	1.191,25	1.191,25	992,71	1.191,25	-	-	2.065,78



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