



Superservicios

Boletín Tarifario ZNI

Primer trimestre de 2026



Contenido

Introducción:	10
1. Estructura Tarifaria (CREG 091 - 2007)	11
2. Resolución CREG 101 026 de 2022	12
3. Regulación Subsidios	13
3.1. Resolución MME 40239 (13-07-2022)	13
3.2. Resolución MME 40292 (05-08-2022)	13
4. Áreas geográficas de las ZNI	13
5. Suscriptores	16
6. Territorial Occidente	19
6.1. Cargo de Generación (G)	19
6.2. Combustible	22
6.3. Pérdidas	24
6.4. Componente de Distribución (D)	25
6.5. Componente de Comercialización (C)	29
6.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS)	31
6.7. Tarifas Aplicadas	33
6.8. Subsidios	35
7. Territorial Suroriente	38
7.1. Cargo de Generación (G)	38
7.2. Combustible	40
7.3. Pérdidas	42
7.4. Componente de Distribución (D)	43
7.5. Componente de Comercialización (C)	45

7.6.	Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS)	47
7.7.	Tarifas Aplicadas.....	49
7.8.	Subsidios	51
8.	Territorial Suroccidente	52
8.1.	Cargo de Generación (G).....	52
8.2.	Combustible	56
8.3.	Pérdidas.....	58
8.4.	Componente de Distribución (D)	59
8.5.	Componente de Comercialización (C).....	63
8.6.	Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS)	65
8.7.	Tarifas Aplicadas.....	68
8.8.	Subsidios	69
9.	Territorial Nororiente	71
9.1.	Cargo de Generación (G).....	71
9.2.	Combustible	72
9.3.	Pérdidas.....	72
9.4.	Componente de Distribución (D)	73
9.5.	Componente de Comercialización (C).....	74
9.6.	Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS)	75
9.7.	Tarifas Aplicadas.....	76
9.8.	Subsidios	76
10.	Generadores Puros.....	77
11.	Áreas de Servicio Exclusivo (ASE).....	78
11.1.	Tarifas aplicadas	78
11.2.	Subsidios ASE	79

12.	Información consolidada de Tarifas Aplicadas para el trimestre	81
13.	Información consolidada de Subsidios para el trimestre	82
14.	Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas (SISFV).....	83
15.	Resolución SSPD No. 20211000859995 (24-12-2021)	87
16.	Comparación entre indicadores de territoriales.	88
16.1.	Generación	88
16.2.	Eficiencia.....	90
16.3.	CUPS Vs Tarifa.....	91
16.4.	Galones/Suscriptores	93

Tabla de figuras

Figura 1 Distribución de suscriptores por territorial para el 1 ^{er} trimestre de 2026 con relación a generación distribuida.....	16
Figura 2 Distribución de suscriptores por territorial para el 1er trimestre de 2026 con relación a Sistemas Solares Fotovoltaicos.....	17
Figura 3 Comparación entre suscriptores mediante generación distribuida y SISFV para el 1 ^{er} trimestre de 2026 en las ZNI	18
Figura 4 Comportamiento del promedio trimestral componente (G) Territorial Occidente	21
Figura 5 Eficiencia de Consumo combustible en el trimestre - Territorial Occidente	23
Figura 6 Combustible utilizado Vs Suscriptores atendidos - Territorial Occidente	24
Figura 7 Comportamiento Pérdidas Territorial Occidente.....	25
Figura 8 Comportamiento Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial de Occidente	28
Figura 9 Comportamiento Componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial de Occidente.....	30
Figura 10 Diferencias Componente C (reporte SUI vs. SSPD) Territorial Occidente	31
Figura 11 Comportamiento CUPS (COP/kWh) - Territorial Occidente.....	33
Figura 12 Comportamiento Tarifas aplicadas (COP/kWh) - Territorial Occidente.....	35
Figura 13 Distribución de subsidios por empresa en el primer trimestre 2026 (COP) – Territorial Occidente	36
Figura 14 Pareto para subsidios por empresa en el primer trimestre 2026 (COP) – Territorial Occidente.....	37
Figura 15 Comportamiento del promedio trimestral Componente (G) Territorial Suroriente	40
Figura 16 Eficiencia de Consumo combustible en el trimestre - Territorial Suroriente	41
Figura 17 Consumo combustible en el trimestre vs Suscriptores - Territorial Suroriente.....	42
Figura 18 Comportamiento pérdidas Territorial Suroriente.....	43
Figura 19 Comportamiento Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroriente	45
Figura 20 Comportamiento Componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Suroriente	46
Figura 21 Diferencias Componente C (reporte SUI vs. SSPD) Territorial Suroriente	47

Figura 22 Comportamiento CUPS (COP/kWh) - Territorial Suroriente	49
Figura 23 Tarifas aplicadas - Territorial Suroriente	50
Figura 24 Distribución de subsidios por empresa en el primer trimestre 2026 (COP) – Territorial Suroriente	51
Figura 25 Pareto de subsidios por empresa en el primer trimestre 2026 (COP) – Territorial Suroriente .	52
Figura 26 Comportamiento del promedio trimestral Componente (G) Territorial Suroccidente.....	55
Figura 27 Eficiencia de Consumo combustible en el trimestre - Territorial Suroccidente.....	57
Figura 28 Consumo combustible en el trimestre vs Suscriptores - Territorial Suroccidente	57
Figura 29 Comportamiento Pérdidas Territorial Suroccidente	59
Figura 30 Comportamiento Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroccidente	62
Figura 31 Comportamiento Componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Suroccidente	64
Figura 32 Diferencias Componente C (reporte SUI vs. SSPD) Territorial Suroccidente	65
Figura 33 Comportamiento CUPS Territorial Suroccidente	67
Figura 34 Comportamiento Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Suroccidente.....	69
Figura 35 Distribución de subsidios por empresa en el primer trimestre 2026 (COP) – Territorial Suroccidente.....	70
Figura 36 Pareto para subsidios por empresa en el primer trimestre 2026 (COP) – Territorial Suroccidente.....	70
Ilustración 37 Comportamiento Pérdidas Territorial Nororiente	73
Figura 37 Comportamiento Componente de Comercialización - Territorial Nororiente	75
Figura 40 Distribución de subsidios por empresa en el primer trimestre 2026 (COP) – ASE.....	80
Figura 41 Pareto de subsidios por empresa en el primer trimestre 2026 (COP) – ASE.....	81
Figura 42 Distribución de la tarifa promedio aplicada a estrato 1 por departamentos	82
Figura 43. Costo Unitario Promedio de SISFV I Trimestre 2026	87
Figura 44 Comparación cargos de generación promedio a nivel territorial	89
Figura 45 Mapa de calor a nivel territorial respecto a eficiencias de consumo de combustible Diésel.....	90

Figura 46 CUPS VS Tarifa a nivel Territorial.....	91
Figura 47 Galones/Usuarios a nivel Territorial	93

Tabla de figuras

Tabla 1 Áreas geográficas Información reportada al RUPS	14
Tabla 2 Áreas geográficas de prestación del servicio de energía eléctrica	15
Tabla 3 Cargos Componente (G) Territorial Occidente	20
Tabla 4 Consumo combustible Territorial Occidente	22
Tabla 5 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial de Occidente	27
Tabla 6 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Occidente.....	29
Tabla 7 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Occidente	32
Tabla 8 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Occidente (COP/kWh).....	34
Tabla 9 Subsidios aplicados por estrato-Uso – Primer trimestre 2026 (COP - %) – Territorial Occidente	36
Tabla 10 Cargos Componente (G) Territorial Suroriente.....	39
Tabla 11 Consumo combustible Territorial Suroriente.....	41
Tabla 12 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroriente	44
Tabla 13 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial suroriente	46
Tabla 14 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Suroriente.....	48
Tabla 15 Tarifas Aplicadas Estrato 1 – Territorial Suroriente	50
Tabla 16 Subsidios aplicados por estrato-Uso – primer trimestre de 2026 (COP - %) – Territorial Suroriente	51
Tabla 17 Cargos Componente (G) Territorial Suroccidente	54
Tabla 18 Consumo combustible Territorial Suroccidente	56
Tabla 19 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroccidente	61

Tabla 20 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial suroccidente..	63
Tabla 21 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Suroccidente	66
Tabla 22 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Suroccidente	68
Tabla 23 Subsidios aplicados por estrato-Uso – primer trimestre de 2026 (COP - %) – Territorial Suroccidente.....	69
Tabla 24 Cargos Componente (G) Territorial Nororiente.....	72
Tabla 26 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Nororiente	74
Tabla 27 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Nororiente	74
Tabla 28 Costos Unitarios de Prestación del Servicio Territorial Nororiente.....	76
Tabla 29 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Nororiente	76
Tabla 30 Subsidios aplicados por estrato-Uso – Primer trimestre de 2026 (COP - %) – Territorial Nororiente.....	77
Tabla 31 Consumo de combustible -Generadores Puros.....	77
Tabla 32 Tarifas Aplicadas 1er trimestre 2026 – ASE	79
Tabla 33 Subsidios aplicados por estrato-Uso – primer trimestre de 2026 (COP - %) – ASE	80
Tabla 34 Subsidios aplicados en el primer trimestre de 2026 (COP)	83
Tabla 35 Costo Unitario Promedio Esquema Ciclos– Primer Trimestre de 2026 (COP).....	85

Proyectó:

Mario Andrés Botto Rojas
Manuel Felipe Becerra Gómez
Camilo Eduardo Guayara Martínez
Rocío del Pilar Bernal Lara
Geraldin Sánchez Castiblanco

Revisó

Camilo Eduardo Guayara Martínez
Coordinador Grupo ZNI – DTGE
Andrés Felipe Peñaranda Bayona
Director Técnico de Gestión de Energía (E)

Aprobó:

Andrés Felipe Peñaranda Bayona
Director Técnico de Gestión de Energía (E)

Introducción:

El presente Boletín Tarifario tiene por objeto poner en conocimiento de los agentes del sector, entidades de control, autoridades locales y demás actores interesados, la información correspondiente al Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica (CUPS) y a las tarifas efectivamente aplicadas por los prestadores que operan en las Zonas No Interconectadas (ZNI) del país, durante el primer trimestre del año 2026. Los análisis y cifras presentadas se fundamentan en la información reportada, certificada y validada a través del Sistema Único de Información – SUI, en cumplimiento de la regulación vigente.

El CUPS representa una relación técnico-económica que refleja el costo por unidad de energía entregada al usuario final, teniendo en cuenta las condiciones particulares de prestación del servicio en las ZNI. Este valor integra los componentes asociados a la generación, distribución y comercialización, permitiendo determinar los costos máximos a los que los prestadores se acogen para realizar la prestación del servicio de energía eléctrica, teniendo en cuenta la regulación vigente para el cálculo de este, también es insumo importante para la determinación y reconocimiento de subsidios con base en el régimen diferencial que rige para estas zonas.

La elaboración de este documento estuvo a cargo del Grupo de Zonas No Interconectadas (GZNI) adscrito a la Dirección Técnica de Gestión de Energía (DTGE) de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). En desarrollo de este ejercicio técnico se analizaron los componentes que conforman el CUPS (generación, distribución y comercialización) así como las tarifas aplicadas a los suscriptores finales por parte de los prestadores, incluyendo además el estudio del consumo de combustible destinado a la generación en las ZNI. La organización del boletín responde a un enfoque territorial, atendiendo la distribución de empresas por Dirección Territorial de la SSPD.

Este Boletín se compone de dieciséis (16) secciones principales. Se inicia con la presentación de la estructura tarifaria definida por la Resolución CREG 091 de 2007 y sus modificaciones, como parte del marco normativo para la prestación del servicio en ZNI mediante tecnologías convencionales. Posteriormente, se aborda la Resolución CREG 101 026 de 2022, que establece la metodología para la determinación del CUPS en mercados donde la prestación se realiza mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas (SISFV).

Posteriormente se hace análisis respectivo al marco normativo expedido por el Ministerio de Minas y Energía mediante las Resoluciones MME 40239 y 40292 de 2022, que regulan el procedimiento de asignación y giro de subsidios, diferenciando los esquemas de generación diésel y solar fotovoltaica individual (SISFV). Se clasificaron las empresas prestadoras del servicio de energía en ZNI inscritas en el RUPS, agrupándolas por departamento conforme a la jurisdicción de cada Dirección Territorial de la SSPD, así mismo, un análisis comparativo del total de usuarios que reciben de este servicio público mediante los diferentes tipos de tecnologías.

Las secciones siguientes examinan en detalle los componentes tarifarios del CUPS, el consumo específico de combustible por galón, los niveles de pérdidas reconocidas, las tarifas aplicadas por los prestadores y los montos de subsidio asignado en cada mercado. Se incorpora un análisis particular de los generadores puros, focalizado en la eficiencia declarada y el total de combustible utilizado.

Asimismo, se presenta un panorama de las tarifas y subsidios en las Áreas de Servicio Exclusivo (ASE), seguido de una consolidación de tarifas de referencia del Sistema Interconectado Nacional (SIN), con fines comparativos. Se incluyen los subsidios facturados discriminados por estrato socioeconómico y una descripción del comportamiento tarifario específico en mercados con prestación mediante SISFV. Adicionalmente, se incorpora información sobre los lineamientos para el cargue de datos al SUI conforme a la Resolución SSPD No. 20211000859995 del 24 de diciembre de 2021, la cual establece las obligaciones de reporte por parte de los prestadores. Finalmente, un análisis comparativo entre direcciones territoriales que abarca indicadores de cargos de generación distribuida, eficiencias del consumo de combustible diésel, autosuficiencia tarifaria y galones de combustible utilizados por usuario atendido.

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.

De acuerdo con las consideraciones de la Resolución CREG 056 de 2009, se estableció como necesaria la actualización la tasa de retorno con la que se determinan los costos de inversión utilizados para remunerar las actividades de generación y distribución de energía eléctrica en las ZNI, por lo cual se expidió la Resolución CREG 057 de 2009, con la que se actualizaron los artículos 22 y 29 de la Resolución CREG 091 de 2007.

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

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

Es importante tener en cuenta que las fórmulas para cada componente anteriormente expuesto varían para cada prestador de acuerdo a la exposición de ciertas variables tales como tipo de tecnología de generación de energía eléctrica, cantidad de unidades de generación, gastos de AOM, transporte del

combustible de acuerdo a la ubicación de las plantas generadoras, nivel de tensión, propiedad de activos, así como la utilización de indicadores macroeconómicos como IPC e IPP, necesarios para la actualización de cada uno de los cargos.

2. Resolución CREG 101 026 de 2022

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

Mediante la Resolución CREG 101 026 de 2023, se definió la tasa de descuento aplicable para la remuneración de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas (SISFV) en las Zonas No Interconectadas (ZNI), esta resolución fue publicada el pasado 31 de octubre de 2023 en el diario oficial No. 52565. Así, una vez quedó definida la tasa de descuento, entró en vigencia plena la Resolución CREG 101 026 de 2022 a partir del 01 de noviembre de 2023, derogando las disposiciones que al respecto se tenían en la Resolución CREG 091 de 2007, la Resolución CREG 072 de 2013 y la Resolución CREG 166 de 2020.

La metodología tarifaria de la Resolución CREG 101 026 de 2022, incorpora elementos que determinan el costo particular en cada región del país, mediante la identificación de los indicadores de costo en los que se descompone el cargo, entre otros el costo de transporte de personal para zonas de difícil acceso y usuarios dispersos, los cuales no guardan una relación directa con la potencia de la solución, caso contrario a lo definido en la Resolución CREG 091 de 2007 en donde el componente que reconoce los gastos de administración, operación y mantenimiento es una función directa de la potencia instalada de la solución individual.

Por tal razón, se establecieron lineamientos para el reporte de información requerida para la validación de los costos de prestación definidos en la Resolución CREG 101 026 de 2022, también para el reporte de datos relacionados con la prestación del servicio, esta información viabiliza las actividades de Vigilancia e Inspección que adelanta la SSPD y sirve como insumo para actividades en otras entidades del sector.

3. Regulación Subsidios

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

El 13 de julio de 2022 el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 40239, mediante la cual estableció 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 suscriptores residenciales en las ZNI, 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 suscriptores de las ZNI y las tarifas de los suscriptores del Sistema Interconectado Nacional-SIN.

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

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

Por otra parte, el cinco de agosto del 2022, el Ministerio de Minas y Energía expidió la resolución 40292, mediante la cual se establecen los subsidios a la prestación de energía eléctrica mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas – (SISFV) en las Zonas No Interconectadas (ZNI) y se deroga la Resolución 40296 del 2020. En esta resolución se tiene en cuenta la disponibilidad del servicio y el factor de consumo para cada ciclo de facturación.

4. Áreas geográficas de las ZNI

Con el fin de facilitar el análisis de la información, los prestadores se agruparon teniendo en cuenta la distribución por direcciones territoriales de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y los departamentos que conforman cada una de ellas; para cada territorial se presentan y analizan los datos que fueron reportados y certificados por los prestadores del servicio de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas ante el Sistema Único de Información SUI, para el primer trimestre de 2026.

Tabla 1 Áreas geográficas Información reportada al RUPS

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	NÚMERO DE PRESTADORES
ASES	AMAZONAS	1
ASES	ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA	1
CENTRO	BOGOTÁ, D.C.	8
NOROCCIDENTE	ATLÁNTICO	2
NOROCCIDENTE	LA GUAJIRA	1
NOROCCIDENTE	MAGDALENA	3
NORORIENTE	BOLÍVAR	2
NORORIENTE	CÓRDOBA	2
NORORIENTE	SUCRE	2
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	3
OCCIDENTE	CALDAS	1
OCCIDENTE	CHOCÓ	23
ORIENTE	NORTE DE SANTANDER	1
ORIENTE	SANTANDER	1
SUORIENTE	CAQUETÁ	3
SUORIENTE	CASANARE	1
SUORIENTE	GUAINÍA	2
SUORIENTE	GUAVIARE	2
SUORIENTE	PUTUMAYO	5
SUORIENTE	VAUPÉS	6
SUORIENTE	VICHADA	2
SUROCCIDENTE	CAUCA	4
SUROCCIDENTE	NARIÑO	28
SUROCCIDENTE	VALLE DEL CAUCA	24

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

A marzo de 2026, mediante consulta al Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS se identificaron 128 empresas registradas para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas (ZNI).

De acuerdo con la información reportada en SUI por parte de los prestadores del servicio de energía se evidencio lo siguiente, 124 empresas cumplieron con la actividad de reporte de información respecto a la prestación del servicio de energía eléctrica a **212.610 suscriptores** para el primer trimestre de 2026 (suscriptores residenciales, comerciales, industriales, oficiales, provisionales y especiales), ubicados en **3051 localidades**, esto es con datos a marzo de 2026.

Por otra parte, respecto a las 4 empresas que no reportaron información en SUI en los tiempos establecidos por la regulación, desde la DTGE se realiza seguimiento con el fin de identificar las situaciones que dan origen a la falta de reporte:

- I. Empresas que dejaron de realizar la prestación del servicio
- II. Empresas que prestan el servicio, y que no han manifestado situaciones particulares que les impidan dar cumplimiento al reporte de información ante el SUI.

Aunado a lo anterior, cuando la motivante corresponda al numeral I, se adelantará el debido proceso de cancelación por oficio, con el propósito de actualizar la base de datos de prestadores del servicio vigentes en la ZNI. Por otra parte, cuando se identifican situaciones del numeral II, se adelantan acciones frente a la empresa para que, mediante comunicación formal, exponga las razones por las cuales no ha dado cumplimiento a las fechas establecidas para la certificación ante el SUI.

Ahora bien, teniendo en cuenta que en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS, los prestadores reportan el departamento de domicilio, con base en las localidades reportadas por las empresas al SUI, se procede a analizar los departamentos en los cuales efectivamente se presta el servicio de energía eléctrica de la siguiente manera:

Tabla 2 Áreas geográficas de prestación del servicio de energía eléctrica

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	NÚMERO DE PRESTADORES
ASES	AMAZONAS	1
ASES	ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA	1
NOROCCIDENTE	LA GUAJIRA	4
NOROCCIDENTE	MAGDALENA	2
NORORIENTE	BOLÍVAR	4
NORORIENTE	CESAR	4
NORORIENTE	CÓRDOBA	3
NORORIENTE	SUCRE	1
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	3
OCCIDENTE	CHOCÓ	26
ORIENTE	NORTE DE SANTANDER	1
ORIENTE	SANTANDER	1
SUORIENTE	CAQUETÁ	4
SUORIENTE	CASANARE	3
SUORIENTE	GUAINIÁ	3
SUORIENTE	GUAVIARE	3
SUORIENTE	META	3
SUORIENTE	PUTUMAYO	8
SUORIENTE	VAUPÉS	4
SUORIENTE	VICHADA	5
SUORIENTE	AMAZONAS	1
SUROCCIDENTE	CAUCA	7
SUROCCIDENTE	NARIÑO	27
SUROCCIDENTE	VALLE DEL CAUCA	5

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

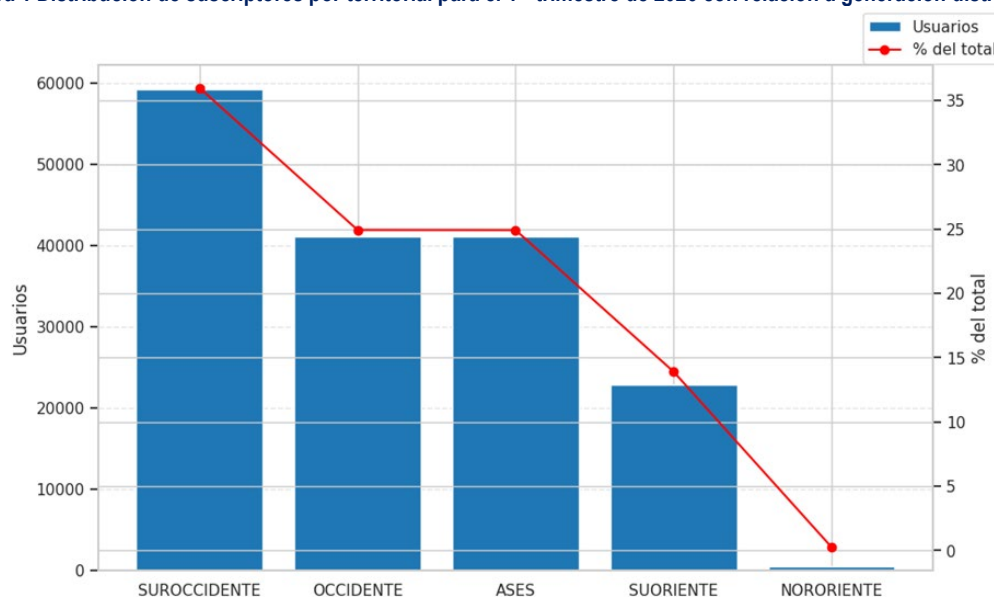
Al respecto cabe resaltar, que existen prestadores de energía eléctrica que reportan un único departamento de domicilio, pero suministran el servicio en más de un departamento, como es el caso de ESPDELCA SAS ESP quien reporta prestación en 13 departamentos (Amazonas, Antioquia, Arauca, Bolívar, Caquetá, Casanare, Cesar, Chocó, Córdoba, La Guajira, Meta, Nariño, Putumayo) y HELIOS ENERGIA S.A.S ESP registra prestación en 10 departamentos (Bolívar, Caquetá, Casanare, Cesar, Córdoba, La Guajira, Magdalena, Meta, Putumayo, Vaupés), seguido de las empresas EGYT S.A.S. E.S.P. y DISPOWER S.A.S. E.S.P. con prestación del servicio de energía en 10 departamentos.

5. Suscriptores

El presente análisis consolida la información más reciente sobre los suscriptores de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas (ZNI), discriminada por territorial y tecnología de suministro —Generación Distribuida (IC1) y Sistemas Solares Fotovoltaicos Individuales (IUF1)— con corte a marzo de 2026. La interpretación técnica se complementa con una lectura regulatoria conforme a los principios de eficiencia económica, suficiencia financiera y solidaridad social establecidos en los artículos 87 a 90 de la Ley 142 de 1994, el Decreto 1073 de 2015 y la Resolución CREG 101-026 de 2022.

El propósito de este ejercicio es caracterizar la estructura actual del parque de suscriptores y su relación con el modelo de prestación, identificando regulación, brechas tecnológicas y oportunidades de transición energética por territorial. Así las cosas, inicialmente se procede a mostrar los suscriptores por territorial mediante Generación Distribuida, así:

Figura 1 Distribución de suscriptores por territorial para el 1er trimestre de 2026 con relación a generación distribuida.

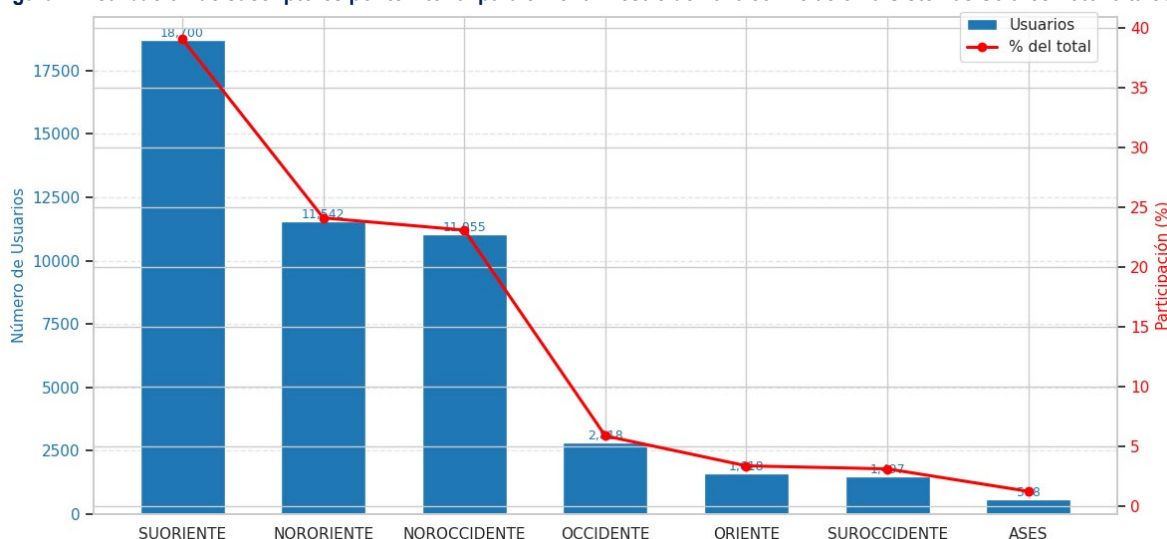


Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

La Figura 1 muestra que la territorial SUROCCIDENTE concentra la mayor proporción de suscriptores de energía eléctrica en ZNI, seguido por la territorial OCCIDENTE y las ASES. En conjunto, estas tres territoriales superan el 80 % del total de suscriptores, lo que refleja una fuerte concentración demográfica y operativa del servicio. En contraste, la territorial SURORIENTE representa una menor participación relativa, aunque su peso técnico y fiscal es significativo debido al tipo de tecnología implementada. En esta zona predomina una alta dispersión geográfica con menor densidad de carga, lo

que incrementa los costos unitarios de prestación (CUPS) y condiciona la sostenibilidad operativa de los prestadores. El comportamiento descrito evidencia la asimetría estructural del sector ZNI, pocas territoriales concentran la mayoría de los suscriptores que reciben suministro a partir de tecnologías de generación con combustibles fósiles, mientras que las zonas solares exhiben menor masa crítica pero mayor eficiencia marginal. Continuando con el análisis, se presenta el comportamiento de las SISFV a lo largo de la geografía nacional, así:

Figura 2 Distribución de suscriptores por territorial para el 1er trimestre de 2026 con relación a Sistemas Solares Fotovoltaicos.



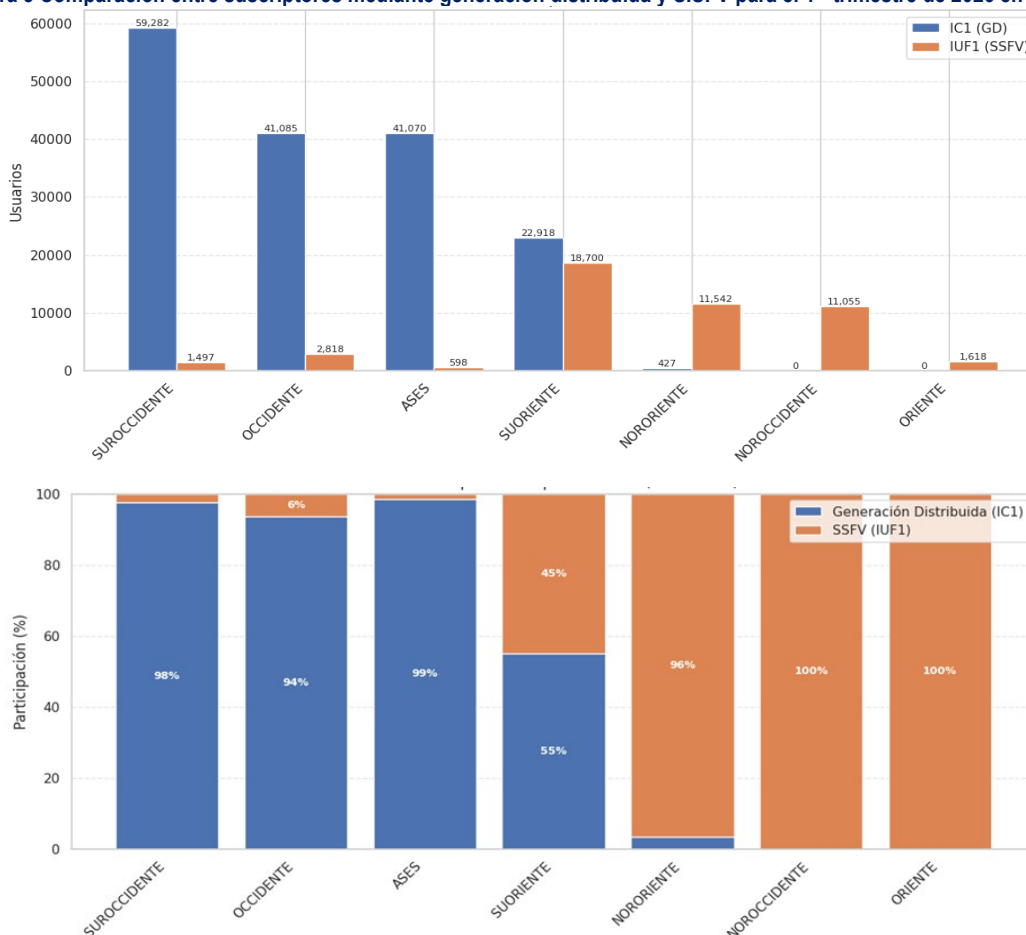
Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

En la anterior figura, referida exclusivamente a Sistemas Solares Fotovoltaicos (IUF1), se observa una reconfiguración espacial de la cobertura energética:

- SURORIENTE lidera en número absoluto de suscriptores que reciben suministro a partir de soluciones solares, quienes se encuentran ubicados geográficamente en seis departamentos del territorio nacional, alcanzando en el departamento del Putumayo la mayor concentración de suscriptores.
- NORORIENTE Y NOROCCIDENTE, superan un total de 10.000 suscriptores, superando una participación del 20%, no obstante, la prestación del servicio mediante generación fotovoltaica es crítica respecto a la cobertura de la territorial Suroriental.

Desde la óptica técnica, esta distribución es coherente con la accesibilidad logística; las regiones donde la conectividad terrestre es más limitada adoptaron más tempranamente soluciones SISFV autónomas. Sin embargo, el predominio fotovoltaico en zonas de baja densidad plantea retos de sostenibilidad para las actividades de Administración, Mantenimiento y de Gestión Comercial (AMGC) así como en la gestión de reposiciones de la infraestructura de almacenamiento.

Figura 3 Comparación entre suscriptores mediante generación distribuida y SISFV para el 1^{er} trimestre de 2026 en las ZNI



Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

En las territoriales Suroccidente, Occidente y ASES, más del 90% de los suscriptores dependen de Generación Distribuida Diésel (IC1), con altos costos variables y fuerte dependencia de los subsidios aportados por el gobierno nacional. Por otro lado, en las territoriales Nororiente, Noroccidente y Oriente, la cobertura es esencialmente solar (más del 95 %) donde también se identifica una alta dependencia de los subsidios. En este sentido, las ZNI en Colombia resaltan dos tipos de generación claramente definidas.

6. Territorial Occidente

6.1. Cargo de Generación (G)

El análisis efectuado para el componente de cargo de generación correspondiente al primer trimestre del 2026 se desarrolló con base en la información reportada y certificada por los prestadores que operan mediante esquemas de generación distribuida con tecnología diésel y PCH, en el marco del régimen tarifario aplicable a las Zonas No Interconectadas (ZNI).

La determinación de los Cargos Máximos de Generación obedece a la metodología regulatoria definida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), particularmente en las Resoluciones CREG 091 de 2007 y CREG 057 de 2009. Dicha metodología contempla como elementos fundamentales el costo regulado de la inversión, los gastos asociados a la administración, operación y mantenimiento (AOM), las horas efectivas de prestación del servicio y las pérdidas reconocidas en el proceso de generación y entrega de energía. Es importante tener en cuenta que gran parte del parque de generación instalado en las ZNI funciona con combustibles derivados de la refinación del petróleo, de modo que, los cargos máximos regulados deben obedecer a la aplicación correcta de las variables asociadas a la operación y mantenimiento de los generadores, siendo el consumo de combustible uno de los elementos que produce cambios más significativos en los valores del Costo Unitario de Prestación del Servicio CUPS.

A continuación, se presentan los valores observados con relación a los cargos de generación, así como su comportamiento por departamento de acuerdo con la información reportada en SUI. En este contexto, los prestadores deben calcular los cargos máximos por unidad de energía generada o por capacidad disponible, conforme al tipo de tecnología instalada, bajo el principio de eficiencia económica y el reconocimiento de costos necesarios para garantizar la sostenibilidad técnica del servicio. Para el caso de la tecnología diésel (predominante en el parque de generación de las ZNI), esta evaluación adquiere especial relevancia debido a la alta sensibilidad del costo frente a variables como el consumo específico de combustible, el rendimiento operativo de los generadores y las condiciones logísticas de abastecimiento.

Seguidamente, se presentan los valores observados para el cargo de generación en el período analizado discriminados por la Departamento y Municipio, con base en la información reportada por los prestadores en el Sistema Único de Información (SUI). Este análisis permite identificar diferencias regionales atribuibles a la eficiencia de los equipos, el tipo de combustible utilizado, la escala de operación, así como las condiciones particulares de aislamiento y accesibilidad de cada zona del país.

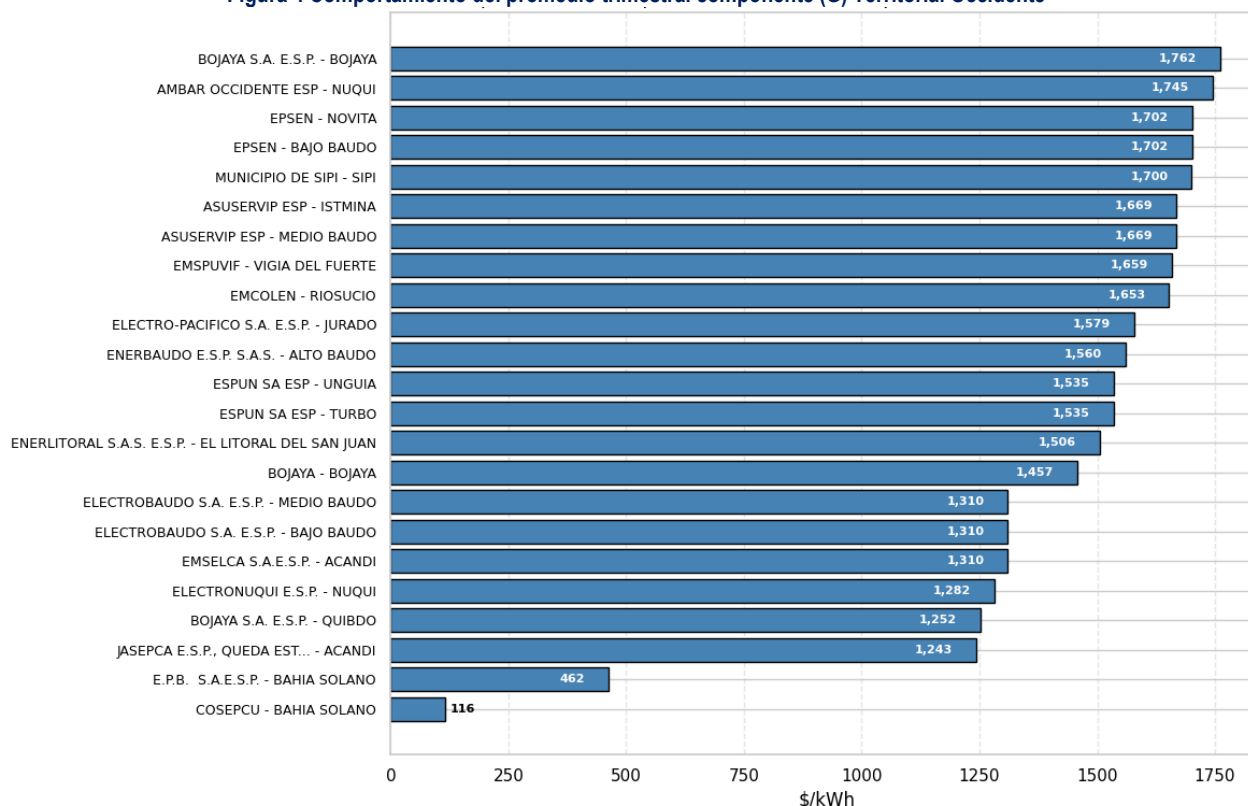
En la Territorial Occidente, durante el primer trimestre de 2026, 18 empresas reportaron información al SUI, las cuales operan en 2 departamentos y 17 municipios, atendiendo **59.282 suscriptores** con corte al mes de marzo de 2026, lo que equivale al **36% del total de suscriptores atendidos en las ZNI** durante el periodo analizado.

Tabla 3 Cargos Componente (G) Territorial Occidente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Enero COP/kWh	Febrero COP/kWh	Marzo COP/kWh	PROMEDIO COP/kWh
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	TURBO	ESPUN SA ESP	1520.38	1544.66	1539.11	1534.72
		VIGIA DEL FUERTE	EMSPUVIF	1692.96	1630.45	1653.17	1658.86
	CHOCÓ	ACANDI	EMSELCA S.A.E.S.P.	1283.30	1272.36	1374.80	1310.15
			JASEPCA E.S.P	1220.32	1252.69	1255.90	1242.97
		ALTO BAUDO	ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	1568.15	1580.06	1532.82	1560.34
		BAHIA SOLANO	COSEPCU	133.74	101.62	112.55	115.97
			E.P.B. S.A.E.S.P.	290.83	428.23	668.18	462.41
		BAJO BAUDO	ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	1314.38	1316.66	1299.43	1310.16
			EPSEN	1698.83	1709.80	1698.02	1702.22
		BOJAYA	BOJAYA	1435.30	1454.02	1482.73	1457.35
			BOJAYA S.A. E.S.P.	1746.95	1774.37	1765.42	1762.25
		EL LITORAL DEL SAN JUAN	ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	1561.52	1493.70	1462.13	1505.78
		ISTMINA	ASUSERVIP ESP	1668.81	1670.93	1666.79	1668.84
		JURADO	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	1577.70	1577.89	1580.67	1578.75
		MEDIO BAUDO	ASUSERVIP ESP	1668.81	1670.93	1666.79	1668.84
			ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	1314.38	1316.66	1299.43	1310.16
		NOVITA	EPSEN	1698.83	1709.80	1698.02	1702.22
		NUQUI	AMBAR OCCIDENTE ESP	1733.28	1750.57	1749.80	1744.55
			ELECTRONUQUI E.S.P.	1272.61	1288.96	1284.76	1282.11
		QUIBDO	BOJAYA S.A. E.S.P.	1258.46	1269.36	1229.61	1252.48
		RIOSUCIO	EMCOLEN	1651.37	1655.67	1651.16	1652.73
		SIPI	MUNICIPIO DE SIPI	1689.12	1694.68	1717.09	1700.30
		UNGUIA	ESPUN SA ESP	1520.38	1544.66	1539.11	1534.72

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

Figura 4 Comportamiento del promedio trimestral componente (G) Territorial Occidente



Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

En la revisión del comportamiento del componente de generación (Gm) aplicado por los prestadores de energía en los departamentos de Antioquia y Chocó durante el primer trimestre de 2026, se identifican diferencias relevantes tanto en la magnitud de los valores como en su consistencia mensual, que permiten formular las siguientes observaciones:

El prestador ESPUN S.A. E.S.P. el cual presta el servicio de energía en Antioquia y Choco aplica el mismo valor del cargo de generación (Gm) en los mercados de Antioquia y Chocó durante el trimestre analizado, por tanto, este componente no refleja las diferencias técnicas, logísticas ni operativas que podrían existir entre estos territorios. Esta homogeneización tarifaria plantea dudas sobre la trazabilidad del costo aplicado y podría estar desconociendo las particularidades propias de cada zona, contraviniendo los principios de eficiencia y desagregación territorial exigidos en el régimen diferencial de Zonas No Interconectadas.

El cargo de generación para la territorial occidente varía entre \$116 y \$1762 con un valor promedio para la generación de \$1422, para el caso de COSEPCU y E.P.B. S.A.E.S.P. es particularmente atípico, al reportar un cargo de generación muy por debajo del promedio regional. Este comportamiento

excepcional puede explicarse por el uso de una fuente hidráulica local a través de Centrales Hidroeléctricas a Pequeña Escala, para el caso de E.P.B. S.A.E.S.P. se observa un incremento atípico del 129% el cual es ocasionado debió a una reducción en los niveles de la fuente hídrica en la Micro Central Eléctrica (MCE), y al tratarse de un sistema híbrido, la planta diésel tuvo que compensar la falta de generación hidráulica, lo que ha generado el aumento en el costo de generación.

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 2026 evidenciando lo siguiente:

Tabla 4 Consumo combustible Territorial Occidente

TERRITORIAL	SIGLA	ENERO		FEBRERO				MARZO			
		Diésel Utilizado (Gal)	Efic (kWh/Gal)	Diésel Utilizado (Gal)	Δ Diésel %	Efic (kWh/Gal)	Δ Efic %	Diésel Utilizado (Gal)	Δ Diésel %	Efic (kWh/Gal)	Δ Efic %
OCCIDENTE	AMBAR OCCIDENTE ESP	13092	5.95	13362	2.06	5.17	-13.16	10968	-17.92	7.42	43.62
	ASUSERVIP ESP	20091	9.21	20091	0.00	8.41	-8.76	20091	0.00	9.20	9.43
	BOJAYA	11250	11.54	8399	-25.34	11.35	-1.69	7617	-9.31	11.26	-0.80
	BOJAYA S.A. E.S.P.	10243	10.38	10243	0.00	9.88	-4.81	10243	0.00	10.30	4.27
	ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	26040	9.60	26040	0.00	9.99	4.00	26040	0.00	9.97	-0.18
	ELECTRONUQUI E.S.P.	27105	11.76	27105	0.00	10.69	-9.12	17885	-34.02	18.97	77.50
	EMCOLEN	13594	9.33	12198	-10.27	9.56	2.55	12198	0.00	9.62	0.56
	EMSELCA S.A.E.S.P.	60000	9.87	60000	0.00	8.50	-13.88	60000	0.00	10.91	28.43
	EMSPUVIF	10886	9.36	10886	0.00	8.91	-4.80	10886	0.00	9.37	5.14
	ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	28080	7.59	25919	-7.70	8.03	5.82	25763	-0.60	7.04	-12.38
	ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	15394	9.91	14357	-6.74	11.21	13.14	14908	3.84	11.26	0.48
	EPSEN	7534	10.15	7534	0.00	9.55	-5.96	7574	0.53	10.26	7.49
	ESPUN SA ESP	6120	10.75	5880	-3.92	10.04	-6.58	5820	-1.02	11.96	19.09
	GENERCOL SAS ESP	33880	11.11	33880	0.00	11.11	0.00	28640	-15.47	15.62	40.56
	GENSA S.A. ESP	17836	12.98	27808	55.91	13.46	3.74	53543	92.55	12.94	-3.88
	MUNICIPIO DE SIPI	2679	10.27		0.00		0.00	2639	-1.49	10.27	0.02
	JASEPCA	33150	12.12	20080	-39.43	12.12	0.00	35700	77.79	11.87	-2.03

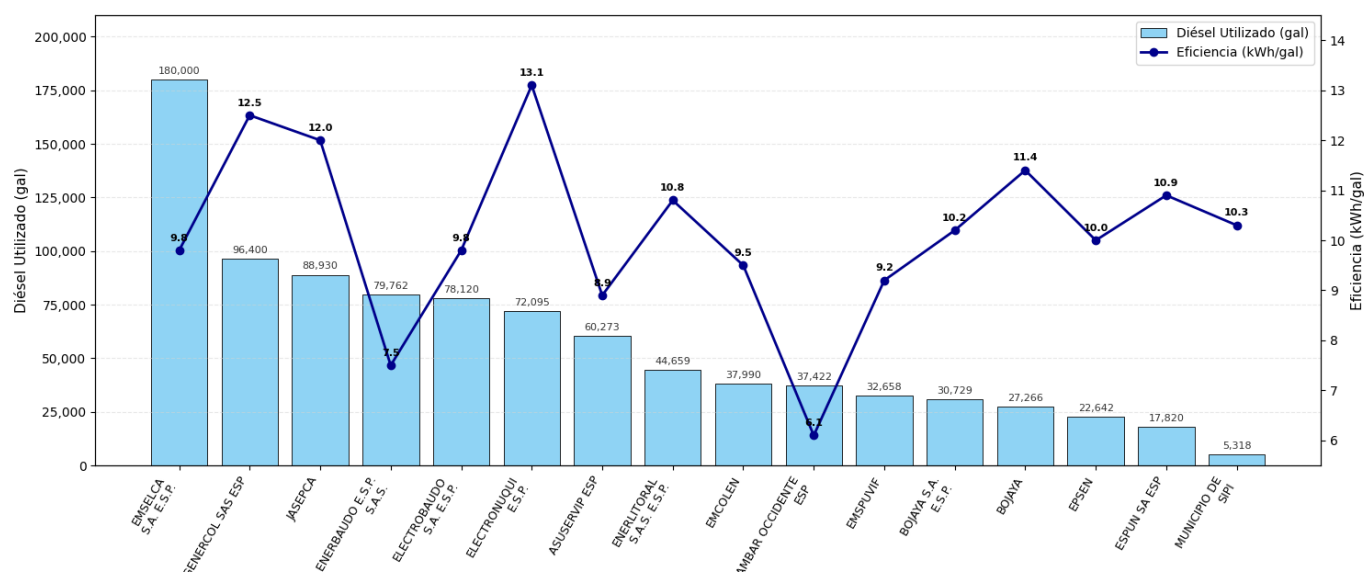
Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

En la [Tabla 4](#) se presenta el comportamiento mensual de cada empresa en relación con la cantidad de galones de diésel utilizado y la eficiencia en el consumo de combustible (kWh/gal) usado para la generación. Para el primer trimestre del 2026 el prestador que reporto una menor eficiencia fue AMBAR OCCIDENTE con un promedio de 6.18 kWh/Gal muy por debajo de la media general de 10.36 kWh/Gal, por el contrario, el prestador con la eficiencia más alta para este trimestre es Electronuqui con un promedio de 13.80 kWh/Gal.

El prestador Municipio de Sipi no reportó en SUI la información correspondiente al Diésel utilizado mediante el formato comercial IC6 para el periodo de febrero, desde la DTGE se procederá a requerir al

prestador para solicitar justificación al incumplimiento de reporte en los tiempos estipulados en la regulación.

Figura 5 Eficiencia de Consumo combustible en el trimestre - Territorial Occidente

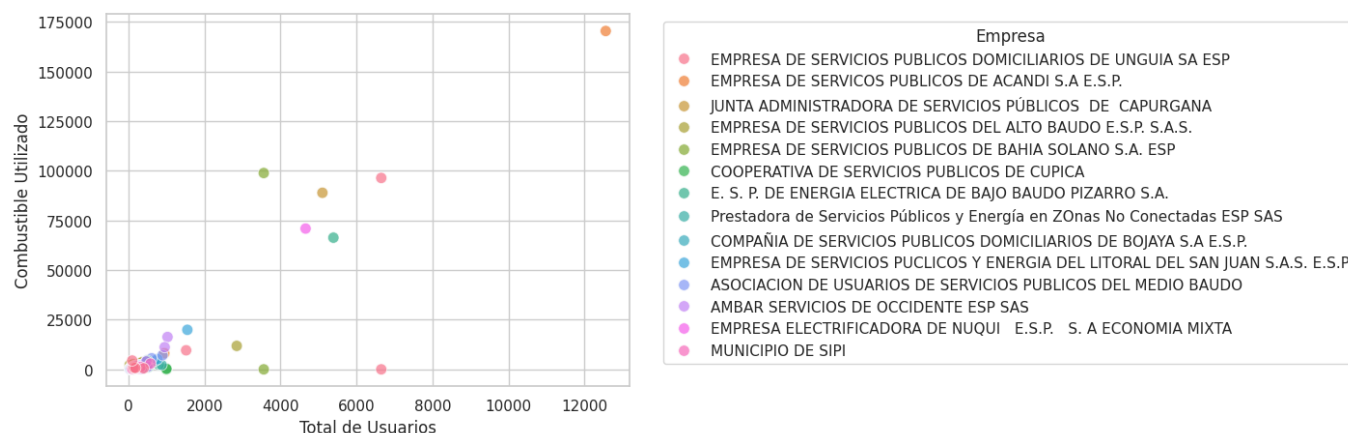


Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

Como se muestra en la [Figura 5](#) la mayor parte de los prestadores se encuentran en el rango de eficiencia entre 8 y 12 kWh generados por cada galón de diésel consumido a excepción de Electronuqui y AMBAR OCCIDENTE como ya se mencionó previamente.

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. En una lectura más profunda, el patrón de consumo y eficiencia revela inequidades operativas que, en el marco de la regulación energética para Zonas No Interconectadas (ZNI), tienen un impacto directo en la sostenibilidad financiera del esquema de subsidios.

Figura 6 Combustible utilizado Vs Suscriptores atendidos - Territorial Occidente



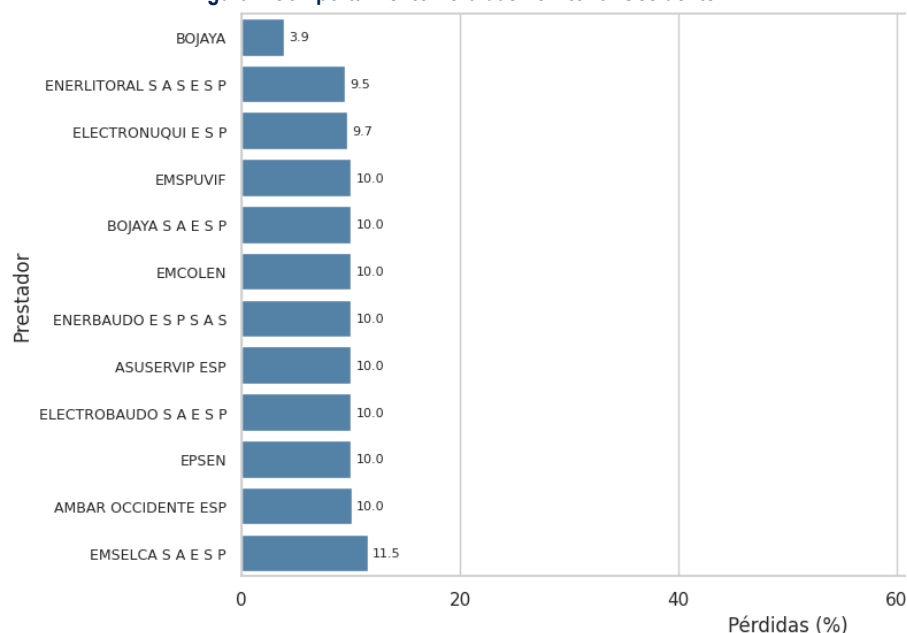
Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

La **Figura 6** muestra que EMSELCA es el prestador con mayor cantidad de suscriptores y mayor consumo de combustible para satisfacer la demanda de energía eléctrica por encima de los demás prestadores de la territorial occidente, la Empresa de Servicios Públicos de Unguia no reporta consumo de combustible debido a que la actividad de generación de energía corresponde a GENERCOL como generador puro; para la Empresa de Servicios Públicos de Bahía Solano no se requiere de combustible para la generación de energía debido a que se genera mediante tecnología hidráulica con pequeñas centrales hidroeléctricas PCH.

6.3. Pérdidas

Las pérdidas comerciales son producto de la diferencia entre energía generada y energía facturada; por lo anterior y conforme a la información reportada y certificada ante el SUI por parte de los prestadores de la territorial de occidente para el primer trimestre de 2026, se puede evidenciar lo siguiente:

Figura 7 Comportamiento Pérdidas Territorial Occidente



Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

La información evidencia que, en la territorial Occidente, las pérdidas de energía medidas como la diferencia entre energía generada y facturada se mantienen en un rango muy estrecho, con la mayor parte de los prestadores en un rango cercano al 10 %, rango que se posiciona cerca al límite de las pérdidas comerciales reconocidas para las Zonas No Interconectadas (ZNI), cabe aclarar que debido a las condiciones típicas de estas zonas este es el rango normal. Prestadores como BOJAYA registra las pérdidas por debajo de la media con un valor de 3.9%, lo que sugiere una gestión eficiente por parte de la empresa, que se refleja en la cantidad de energía que se logra facturar. Es importante mencionar que en la gráfica no se muestra la información ESPUN S.A. ESP en razón que, en este caso se tiene un comportamiento anómalo debido a que en Unguia la actividad de generación es realizada por GENERCOL SAS ESP como se ya mencionó. Si bien, en la operación del sistema se pueden dar pérdidas técnicas, hay otras pérdidas que pueden ser ocasionadas por conexiones y uso de energía de manera ilegal por parte de los usuarios finales, también se puede dar por la falta control en la gestión de medida por parte del prestador.

6.4. Componente de Distribución (D)

El análisis del cargo de distribución correspondiente al primer trimestre de 2026 considera a las empresas que prestan el servicio a través de redes de distribución local. La aplicación de estos cargos por uso de los sistemas de distribución tiene como finalidad remunerar al distribuidor por la infraestructura requerida para transportar la energía desde el punto de entrega del generador hasta el

punto de suministro al usuario. Dichos cargos incluyen los costos asociados a la conexión del sistema de distribución al generador, pero excluyen los costos de conexión del usuario al sistema de distribución y los costos de equipos auxiliares y transformadores elevadores que el generador requiera para su conexión.

En las Zonas No Interconectadas (ZNI), la actividad de distribución de energía eléctrica se remunera con base en 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. Este cargo reconoce remuneración por inversiones (tenencia de activos) para la actividad de distribución, y de acuerdo con la información certificada en SUI se observa que algunas empresas no han reportado inventarios y/o tenencia de activos en distribución; lo anterior explica las diferencias significativas entre prestadores para el cargo de distribución.

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. Cabe resaltar que, al haberse cumplido los plazos establecidos en la regulación, el inventario certificado por las empresas a la fecha debe estar totalmente reportado y actualizado.

En este contexto, se presentan los valores reportados por los operadores de las ZNI en la territorial Occidente que informaron cargos de distribución, agrupados por departamento, a fin de facilitar su comparación y análisis.

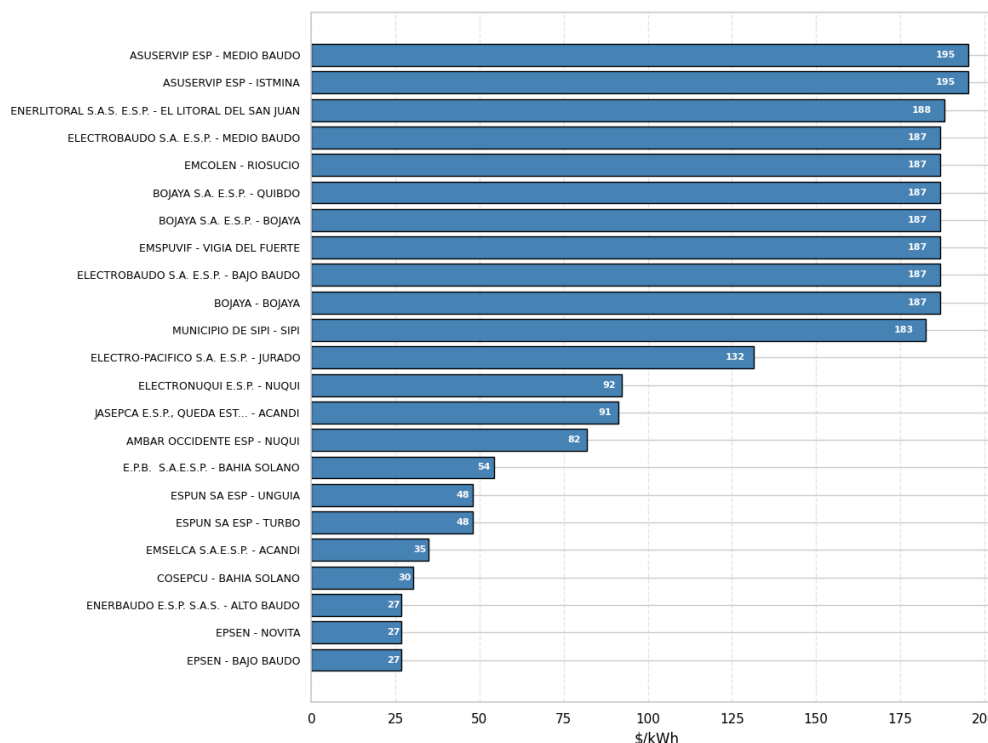
Tabla 5 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial de Occidente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Enero (COP/kWh)	Febrero (COP/kWh)	Marzo (COP/kWh)	PROMEDIO (COP/kWh)
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	TURBO	ESPUN SA ESP	47.56	48.12	48.41	48.03
		VIGIA DEL FUERTE	EMSPUVIF	185.10	187.05	188.24	186.80
	CHOCÓ	ACANDI	EMSELCA S.A.E.S.P.	35.56	35.13	34.05	34.91
			JASEPCA	90.35	91.30	91.88	91.18
		ALTO BAUDO	ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	26.62	26.90	27.07	26.86
		BAHIA SOLANO	COSEPCU	29.95	30.26	30.46	30.22
			E.P.B. S.A.E.S.P.	53.75	54.31	54.66	54.24
		BAJO BAUDO	ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	185.10	187.05	188.24	186.80
			EPSN	26.62	26.90	27.07	26.86
		BOJAYA	BOJAYA	185.10	187.05	188.24	186.80
			BOJAYA S.A. E.S.P.	185.10	187.05	188.24	186.80
		EL LITORAL DEL SAN JUAN	ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	185.10	189.63	189.93	188.22
		ISTMINA	ASUSERVIP ESP	193.6	195.62	196.86	195.36
		JURADO	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	130.33	131.70	132.54	131.52
		MEDIO BAUDO	ASUSERVIP ESP	193.6	195.62	196.86	195.36
			ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	185.10	187.05	188.24	186.80
		NOVITA	EPSN	26.62	26.90	27.07	26.86
		NUQUI	AMBAR OCCIDENTE ESP	81.06	81.92	82.44	81.81
			ELECTRONUQUI E.S.P.	91.36	92.65	92.82	92.28
		QUIBDO	BOJAYA S.A. E.S.P.	185.10	187.05	188.24	186.80
		RIOSUCIO	EMCOLEN	185.10	187.05	188.24	186.80
		SIPI	MUNICIPIO DE SIPI	181.30	183.21	183.21	182.57
		UNGUIA	ESPUN SA ESP	47.56	48.12	48.41	48.03

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

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

Figura 8 Comportamiento Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial de Occidente



Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

El análisis de los cargos de distribución reportados para el primer trimestre de 2026 en la territorial Occidente evidencia una marcada dispersión de valores entre prestadores, con promedios que oscilan entre \$27/kWh y \$195/kWh. Esta variabilidad está directamente relacionada con la estructura de costos y la propiedad de los activos de distribución en cada prestador, tal como lo prevé la regulación para las ZNI. En el extremo inferior se encuentran prestadores como ENERBAUDO E.S.P. S.A.S. y EPSSEN, con un cargo constante de \$27/kWh, lo que sugiere una base de activos más reducida o plenamente amortizada, así como menores costos asociados a la infraestructura de distribución.

Por otra parte, ASUSERVIP ESP., con cargos superiores a los valores máximos permitidos por la regulación (\$197/kWh promedio trimestre), se presume que para el cálculo de la componente los cargos de distribución del nivel de tensión 1, también pueden estar teniendo en cuenta el nivel de tensión 2, así mismo, puede que el prestador esté incurriendo en inconsistencias al momento de calcular el costo de Distribución.

6.5. Componente de Comercialización (C)

El Cargo Máximo Base de Comercialización Co, fue establecido en el artículo 37 de la Resolución CREG 091 de 2007 y corresponde a un valor mensual que varía entre 3.834 COP y 2.739 COP¹ por factura (valores a diciembre de 2006); éste depende de la existencia de medición o aforo de carga.

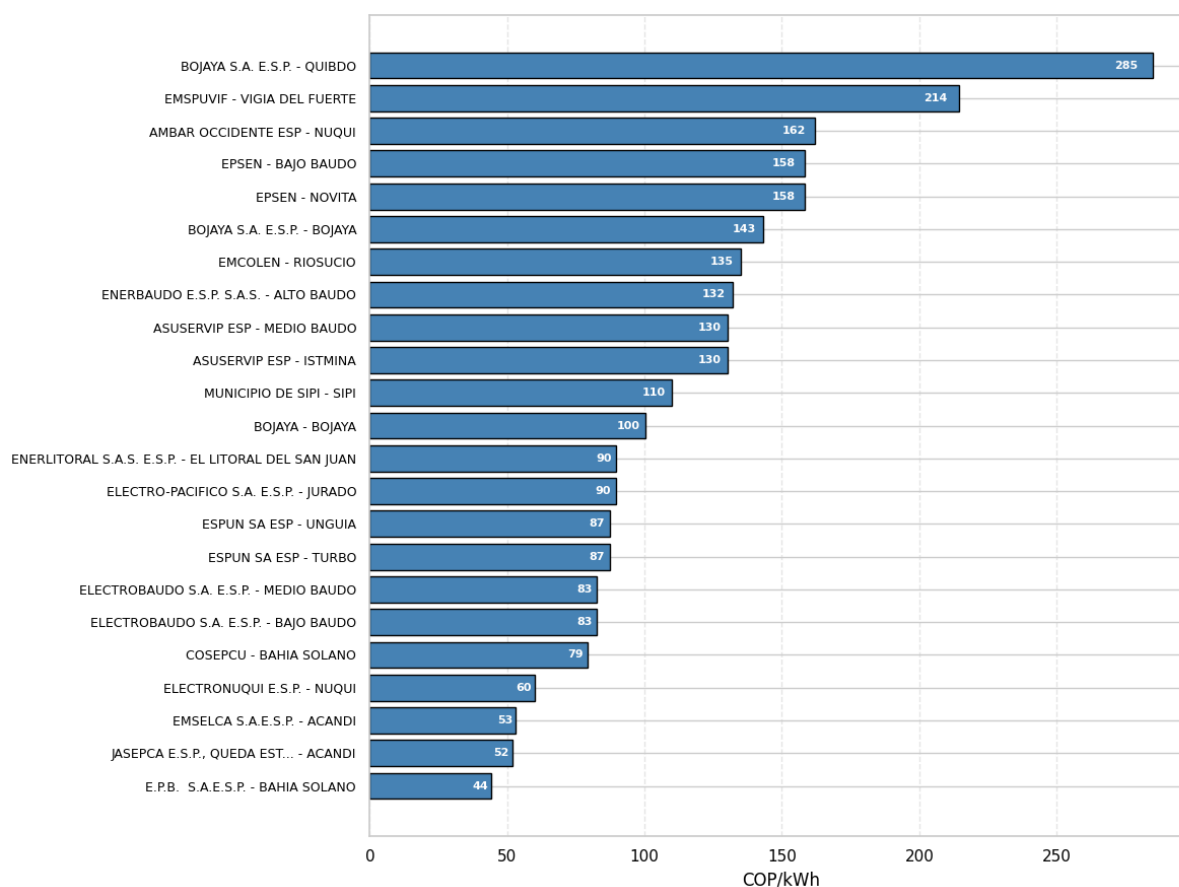
Tabla 6 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Occidente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	MUNICIPIO	Enero COP/kWh	Febrero COP/kWh	Marzo COP/kWh	PROMEDIO COP/kWh
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	ESPUN SA ESP	TURBO	86.53	87.31	88.28	87.37
		EMSPUVIF	VIGIA DEL FUERTE	211.89	214.39	216.70	214.33
	CHOCÓ	EMSELCA S.A.E.S.P.	ACANDI	52.53	53.15	53.72	53.13
		JASEPCA		51.26	51.87	52.43	51.85
		ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	ALTO BAUDO	130.74	132.28	133.71	132.24
		COSEPCU	BAHIA SOLANO	78.29	79.21	80.07	79.19
		E.P.B. S.A.E.S.P.		43.71	44.22	44.70	44.21
		ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	BAJO BAUDO	81.64	82.61	83.50	82.58
		EPSEN		156.35	158.20	159.90	158.15
		BOJAYA	BOJAYA	99.25	100.42	101.51	100.39
		BOJAYA S.A. E.S.P.		141.68	143.35	144.90	143.31
		ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	EL LITORAL DEL SAN JUAN	91.82	88.18	89.18	89.73
		ASUSERVIP ESP	ISTMINA	128.86	130.38	131.79	130.34
		ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	JURADO	89.54	89.54	89.54	89.54
		ASUSERVIP ESP	MEDIO BAUDO	128.86	130.38	131.79	130.34
		ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.		81.64	82.61	83.50	82.58
		EPSEN	NOVITA	156.35	158.20	159.90	158.15
		AMBAR OCCIDENTE ESP	NUQUI	158.83	162.58	164.33	161.91
		ELECTRONUQUI E.S.P.		59.78	59.67	60.59	60.01
		BOJAYA S.A. E.S.P.	QUIBDO	281.90	285.23	288.30	285.14
		EMCOLEN	RIOSUCIO	133.60	135.18	136.64	135.14
		MUNICIPIO DE SIPI	SIPI	109.10	110.39	110.39	109.96
		ESPUN SA ESP	UNGUIA	86.53	87.31	88.28	87.37

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

¹ Para los casos en los que se realiza aforos de carga

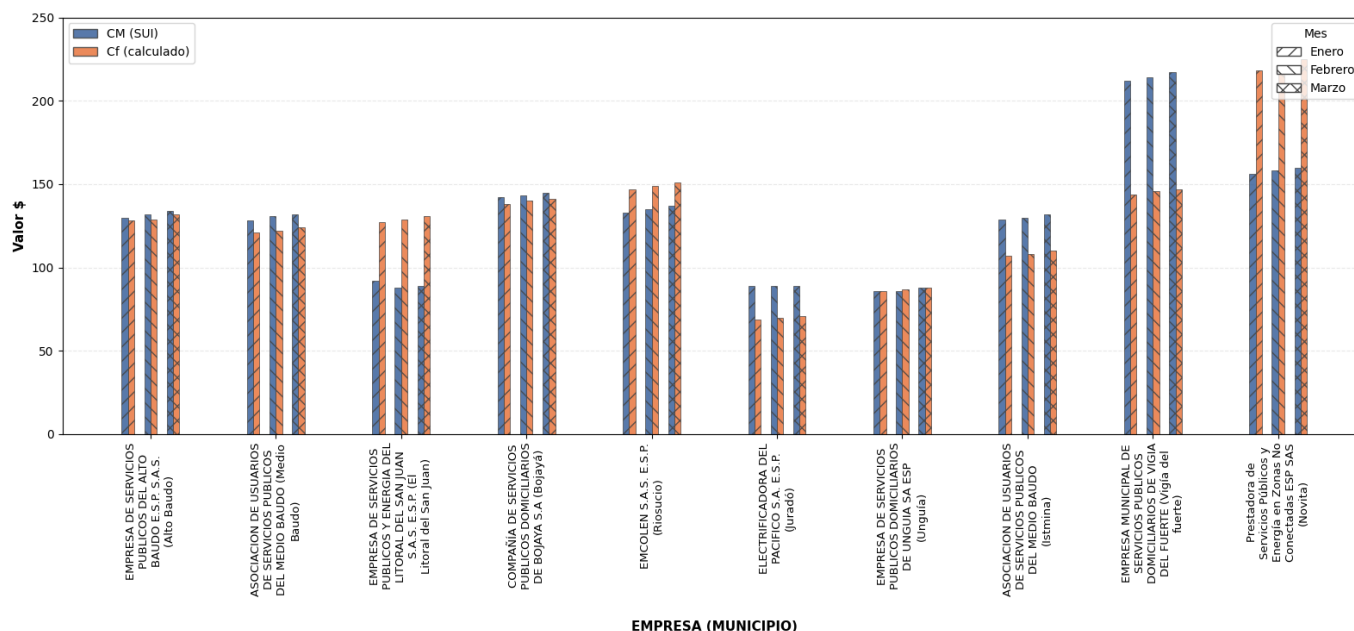
Figura 9 Comportamiento Componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial de Occidente



Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

El componente de comercialización no posee afectación de acuerdo a las zonas en las cuales se encuentre ubicado cada prestador, pero si presenta variación por número de facturas expedidas, así como la existencia de un sistema de medición y el consumo facturado medio en el año t-1 de cada mercado (CFM t-1). A continuación, se muestra el análisis adelantado tomando como base los cargos máximos definidos por la regulación vigente para las 10 empresas con mayor número de suscriptores en la territorial correspondiente:

Figura 10 Diferencias Componente C (reporte SUI vs. SSPD) Territorial Occidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Al respecto, se identifica que las empresas ENERBAUDO E.S.P. (Alto Baudó), ASUSERVIP (Istmina, Medio Baudó), BOJAYA S.A. E.S.P. (Bojaya), ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P. (Jurado), EMSPUVIF (Vigia del Fuerte) certificaron en el SUI un valor superior al calculado por la SSPD, esto, con base en la información reportada por el mismo prestador. Las diferencias identificadas pueden originarse en el análisis de variables como el Consumo Facturado Medio (CFM) o en la aplicación del valor correspondiente a la medición.

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 de 2026, 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 suscriptores 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:

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

Dónde:
CU: Costo Unitario (\$/Kwh)
Gm: Cargo de Generación (\$/Kwh)
Dm: Cargo de Distribución (\$/Kwh)
Cm: Cargo de Comercialización (\$/Kwh)
p: Pérdidas de energía (10%)

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

Tabla 7 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Occidente

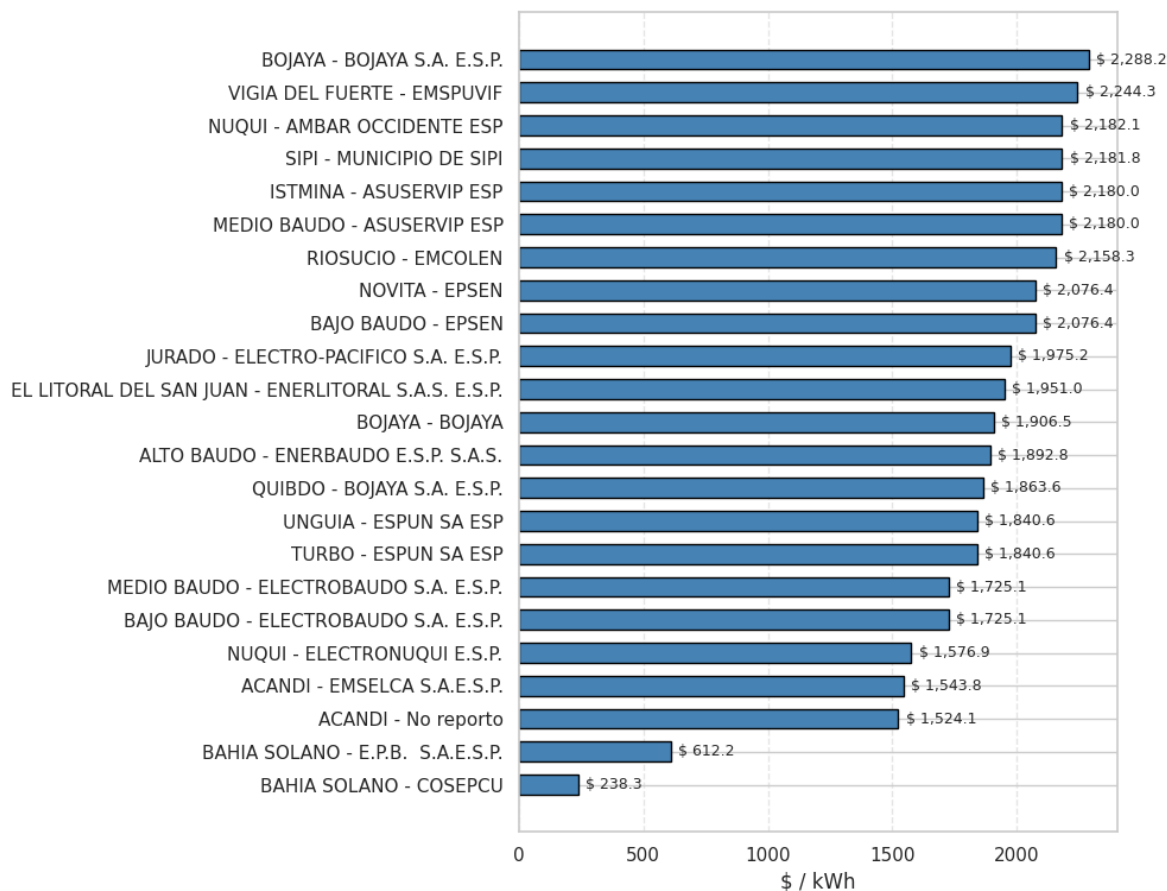
TERRITORIAL	MUNICIPIO	SIGLA	Enero COP/kWh	Febrero COP/kWh	Marzo COP/kWh
OCCIDENTE	ACANDI	EMSELCA S.A.E.S.P.	1513.98	1502.01	1615.33
		JASEPCA	1497.52	1535.05	1539.75
	ALTO BAUDO	ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	1899.75	1914.80	1863.91
	BAHIA SOLANO	COSEPCU	256.84	222.38	235.59
		E.P.B. S.A.E.S.P.	420.60	574.34	841.78
	BAJO BAUDO	ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	1727.16	1732.62	1715.55
		EPSEN	2070.56	2084.88	2073.66
	BOJAYA	BOJAYA	1879.13	1903.05	1937.23
		BOJAYA S.A. E.S.P.	2267.84	2301.93	2294.71
	EL LITORAL DEL SAN JUAN	ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	2011.94	1937.48	1903.70
	ISTMINA	ASUSERVIP ESP	2176.69	2182.59	2180.64
	JURADO	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	1972.87	1974.45	1978.38
	MEDIO BAUDO	ASUSERVIP ESP	2176.69	2182.59	2180.64
		ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	1727.16	1732.62	1715.55
	NOVITA	EPSEN	2070.56	2084.88	2073.66
	NUQUI	AMBAR OCCIDENTE ESP	2165.76	2189.58	2190.99
		ELECTRONUQUI E.S.P.	1565.15	1584.50	1580.92
	QUIBDO	BOJAYA S.A. E.S.P.	1865.29	1882.68	1842.78
	RIOSUCIO	EMCOLEN	2153.56	2161.87	2159.50
	SIPI	MUNICIPIO DE SIPI	2167.20	2176.58	2201.48
	TURBO	ESPUN SA ESP	1823.40	1851.72	1846.81
	UNGUIA	ESPUN SA ESP	1823.40	1851.72	1846.81
	VIGIA DEL FUERTE	EMSPUVIF	2278.05	2213.06	2241.80

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Durante el periodo de marzo de 2026, el CUPS reportado en la territorial Occidente presenta una dispersión significativa, con valores que varían desde \$235/kWh en Bahía Solano COSEPCU, hasta alrededor de \$2.294 /kWh en Bojaya (BOJAYA S.A. E.S.P.).

Los costos más bajos corresponden a prestadores con posibles economías de escala, mejores condiciones logísticas o generación de energía con PCH; mientras que los más altos se concentran en municipios de difícil acceso, con baja densidad de usuarios y mayores costos de operación, transporte de combustible y mantenimiento. En la mayoría de los casos, las tarifas se mantienen estable mes a mes, lo que indica que la estructura de costos fijos predomina sobre las variaciones de demanda.

Figura 11 Comportamiento CUPS (COP/kWh) - Territorial Occidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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

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 suscriptores residenciales de las ZNI corresponden a las tarifas de referencia aplicadas a los Suscriptores 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 las cuentas de

suscriptores Residenciales de una ZNI. En caso de que dichas cuentas de suscriptor se encuentren en un departamento que no pertenezca al SIN, se debe tomar 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 las cuentas de Suscriptores 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. En este análisis se evaluarán las tarifas aplicadas al estrato 1, dado que, en las zonas no interconectadas, dicho estrato representa la mayoría de la base de suscriptores, lo que lo convierte en un segmento clave para la evaluación tarifaria y el impacto socioeconómico del servicio.

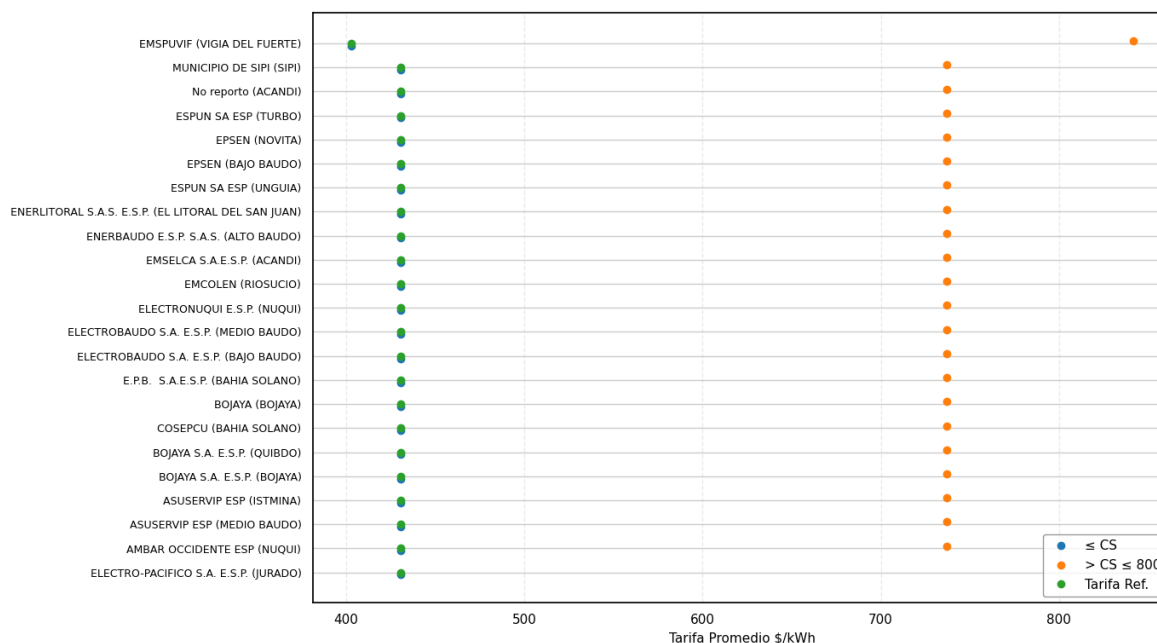
Tabla 8 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Occidente (COP/kWh)

TERRITORIAL	Departamento	Municipio	Prestador	Estrato 1 <=CS	Estrato 1 >CS <=800	Tarifa Referencia
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	TURBO	ESPUN SA ESP	430.78	737.00	430.78
		VIGIA DEL FUERTE	EMSPUVIF	403.15	841.71	403.15
	CHOCÓ	ACANDI	EMSELCA S.A.E.S.P.	430.78	737.00	430.78
		ACANDI	JASEPCA	430.78	737.00	430.78
		ALTO BAUDO	ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	430.78	737.00	430.78
		BAHIA SOLANO	COSEPCU	430.78	737.00	430.78
		BAHIA SOLANO	E.P.B. S.A.E.S.P.	430.78	737.00	430.78
		BAJO BAUDO	ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	430.78	737.00	430.78
		BAJO BAUDO	EPSEN	430.78	737.00	430.78
		BOJAYA	BOJAYA	430.78	737.00	430.78
		BOJAYA	BOJAYA S.A. E.S.P.	430.78	737.00	430.78
		EL LITORAL DEL SAN JUAN	ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	430.78	737.00	430.78
		ISTMINA	ASUSERVIP ESP	430.78	737.00	430.78
		JURADO	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	430.78	0.00	430.78
		MEDIO BAUDO	ASUSERVIP ESP	430.78	737.00	430.78
		MEDIO BAUDO	ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	430.78	737.00	430.78
		NOVITA	EPSEN	430.78	737.00	430.78
		NUQUI	AMBAR OCCIDENTE ESP	430.78	737.00	430.78
		NUQUI	ELECTRONUQUI E.S.P.	430.78	737.00	430.78
		QUIBDO	BOJAYA S.A. E.S.P.	430.78	737.00	430.78
		RIOSUCIO	EMCOLEN	430.78	737.00	430.78
		SIPI	MUNICIPIO DE SIPI	430.78	737.00	430.78
		UNGUIA	ESPUN SA ESP	430.78	737.00	430.78

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se identifica que el prestador ELECTRO-PACIFICO S.A.E.S.P. para el municipio de Jurado registra mediante el formato IC1 usuarios con consumos de energía eléctrica superiores al Consumo Básico de Subsistencia hasta 800 kWh, información que presuntamente el prestador no está teniendo en cuenta para el reporte del formato de tarifas aplicadas, mediante comunicación formal se solicitará al prestador aclarar por los motivos por los cuales reportan cero en el campo Estrato 1 >CS <=800.

Figura 12 Comportamiento Tarifas aplicadas (COP/kWh) - Territorial Occidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

En el trimestre evaluado, las tarifas aplicadas por los prestadores en las ZNI para suscriptores residenciales de estrato 1 muestran una alta homogeneidad, con valores recurrentes de \$430.78/kWh para consumos iguales o inferiores al consumo de subsistencia (CS) y de \$737/kWh para el rango entre el CS y 800 kWh, en la mayoría de los prestadores de Chocó y Antioquia.

En términos de convergencia regulatoria, el alineamiento tarifario observado sugiere un cumplimiento generalizado de la obligación de referenciar las tarifas de ZNI a las del SIN, lo que reduce la dispersión y facilita la vigilancia por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Sin embargo, la uniformidad también resalta la dependencia estructural de estas zonas respecto a la señal de precios del SIN, limitando la posibilidad de que los prestadores reflejen costos reales de generación y comercialización en contextos aislados.

6.8. Subsidios

En esta territorial, para el primer trimestre de 2026 el valor total de subsidios ascendió a \$ 11.911.644.464,86 de los cuales un 91,6% corresponden a subsidios del estrato 1 que ascendieron a \$10.909.959.956,29 como se observa en la [Tabla 9](#).

Tabla 9 Subsidios aplicados por estrato-Uso – Primer trimestre 2026 (COP - %) – Territorial Occidente

Mes	Enero - Valor Subsidio	Enero - %	Febrero - Valor Subsidio	Febrero - %	Marzo - Valor Subsidio	Marzo - %
Estrato 1	\$ 3,629,265,250.85	91.90%	\$ 3,446,344,092.52	92.50%	\$ 3,834,350,612.92	90.50%
Estrato 2	\$ 59,612,846.00	1.50%	\$ 54,941,402.00	1.50%	\$ 68,562,439.00	1.60%
Estrato 3	\$ -	0.00%	\$ -	0.00%	\$ -	0.00%
Oficial	\$ 94,021,308.01	2.40%	\$ 101,170,883.54	2.70%	\$ 141,254,295.38	3.30%
Comercial - Ind.	\$ 166,686,465.38	4.20%	\$ 123,752,404.75	3.30%	\$ 191,682,462.96	4.50%
Total	\$ 3,949,585,870.11	100.00%	\$ 3,726,208,783.15	100.00%	\$ 4,235,849,811.60	100.00%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

A continuación, se presenta un diagrama de rectángulos con la distribución de subsidios reportados por las empresas con más subsidios asignados de la dirección territorial occidente, para el trimestre analizado.

Figura 13 Distribución de subsidios por empresa en el primer trimestre 2026 (COP) – Territorial Occidente

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

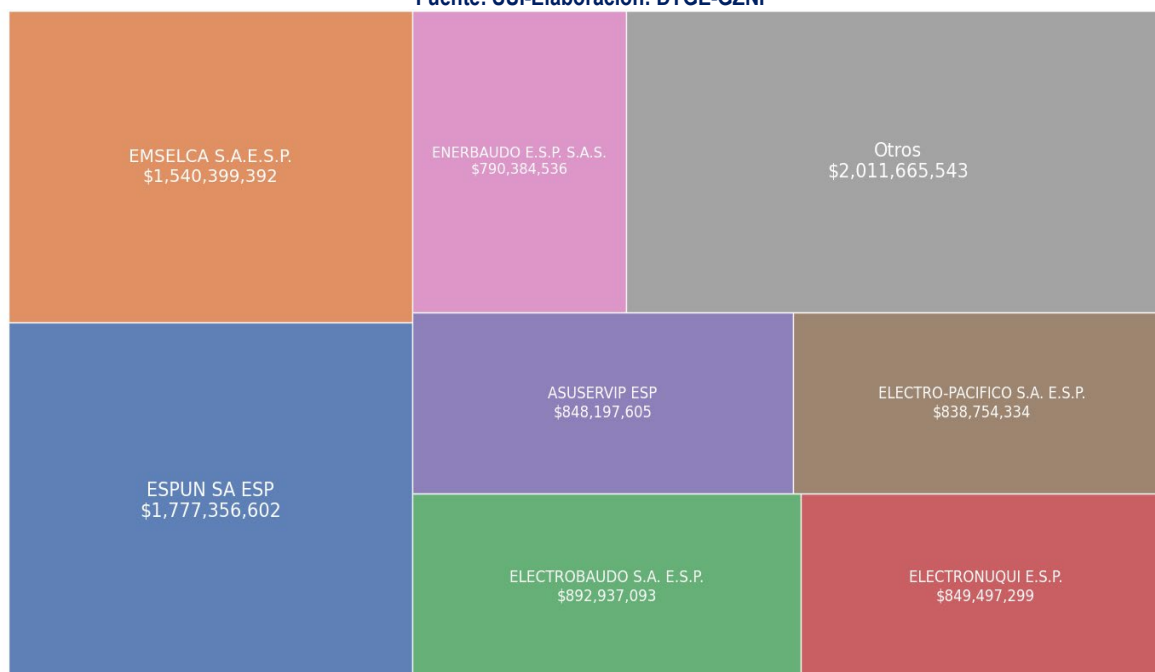
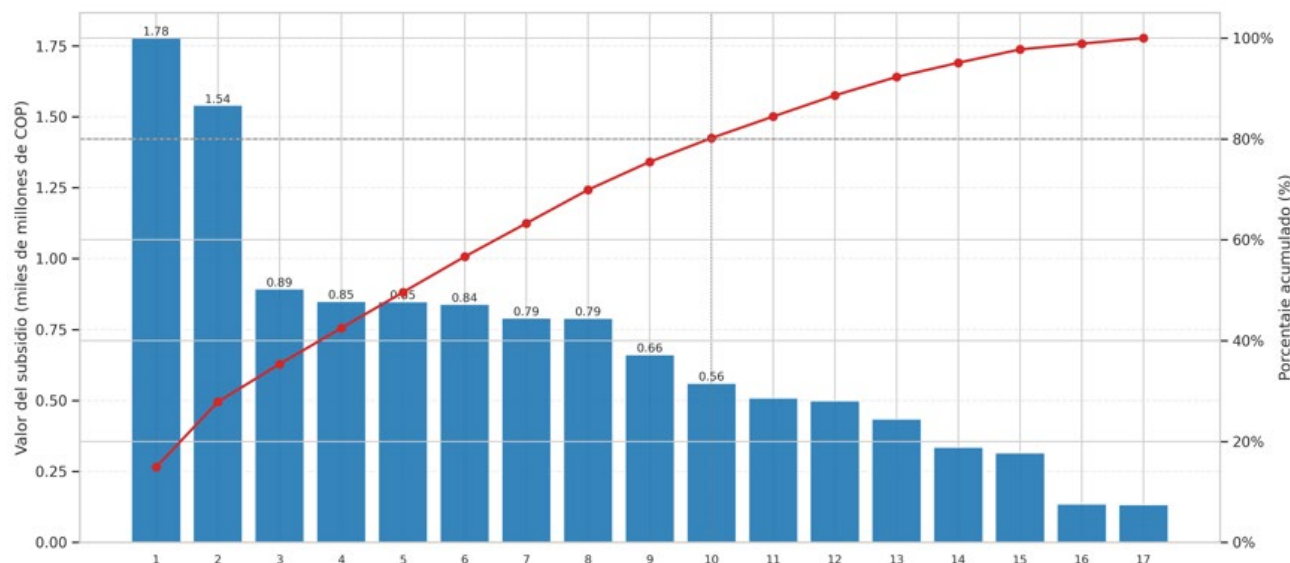


Figura 14 Pareto para subsidios por empresa en el primer trimestre 2026 (COP) – Territorial Occidente



#	Prestador (SIGLA)	Valor (mm COP)	% acumulado
1	ESPUN SA ESP	1.78	14.9%
2	EMSELCA S.A.E.S.P.	1.54	27.9%
3	ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	0.89	35.3%
4	ELECTRONUQUI E.S.P.	0.85	42.5%
5	ASUSERVIP ESP	0.85	49.6%
6	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	0.84	56.6%
7	ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	0.79	63.3%
8	JASEPCA	0.79	69.9%
9	ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	0.66	75.5%
10	EMCOLEN	0.56	80.2%
11	BOJAYA S.A. E.S.P.	0.51	84.4%
12	EMSPUVIF	0.50	88.6%
13	BOJAYA	0.44	92.3%
14	EPSEN	0.33	95.1%
15	AMBAR OCCIDENTE ESP	0.32	97.7%
16	MUNICIPIO DE SIPI	0.14	98.9%
17	E.P.B. S.A.E.S.P.	0.13	100.0%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

El análisis del gráfico revela una alta concentración de los recursos en pocos prestadores dentro de la zona evaluada, con ESPUN S.A. E.S.P. liderando ampliamente. Este nivel de concentración sugiere una asimetría significativa en la estructura del mercado, lo que puede obedecer tanto a diferencias en el número de suscriptores atendidos como en la magnitud de los costos reconocidos por la regulación, particularmente en contextos de generación aislada y baja densidad de demanda.

Prestadores como ESPUN y EMSELCA S.A. E.S.P., con subsidios superiores a los mil millones de pesos, se ubican en un segundo bloque de relevancia, mientras que empresas como MUNICIPIO DE SIPI y EPB S.A.S. E.S.P. presentan valores sustancialmente menores, lo que podría implicar limitaciones en economías de escala o menores volúmenes de energía facturada.

7. Territorial Suroriente

7.1. Cargo de Generación (G)

Dando un análisis al comportamiento del cargo de generación durante el primer trimestre de 2026 fundamentado en la información reportada por las empresas que prestan el servicio en Zonas No Interconectadas (ZNI) mediante esquemas de generación distribuida con tecnología diésel.

La determinación de los Cargos de Generación se establece a partir del costo regulado de inversión para cada tecnología, incorporando los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM), las horas efectivas de prestación del servicio y las pérdidas reconocidas. En este sentido, el prestador define los cargos máximos por energía generada o capacidad disponible como la suma de los costos de inversión y los costos de AOM para cada tipo de tecnología, conforme a lo dispuesto en la Resolución CREG 091 de 2007 y su modificación contenida en la Resolución CREG 057 de 2009.

Cabe resaltar que la mayor parte del parque de generación en las ZNI opera con combustibles fósiles, particularmente diésel, lo que hace que los cargos máximos regulados estén fuertemente influenciados por la correcta aplicación de las variables asociadas a la operación y mantenimiento de los generadores. Dentro de estos factores, el consumo específico de combustible adquiere especial relevancia, al ser uno de los principales determinantes de las diferencias observadas en el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS).

En consecuencia, se presentan a continuación los valores observados para los cargos de generación y su comportamiento por departamento, con base en la información reportada al Sistema Único de Información (SUI), permitiendo identificar patrones y posibles desviaciones frente a los parámetros regulatorios establecidos.

Para la territorial suroriente, durante el primer trimestre de 2026 en los departamentos de Guainía, Guaviare, Meta, Putumayo, Vaupés y Vichada, 9 empresas mediante 53 localidades atienden en promedio **22.918 suscriptores**, lo que representa un **13.91% del total de los suscriptores atendidos en ZNI** durante el periodo de análisis.

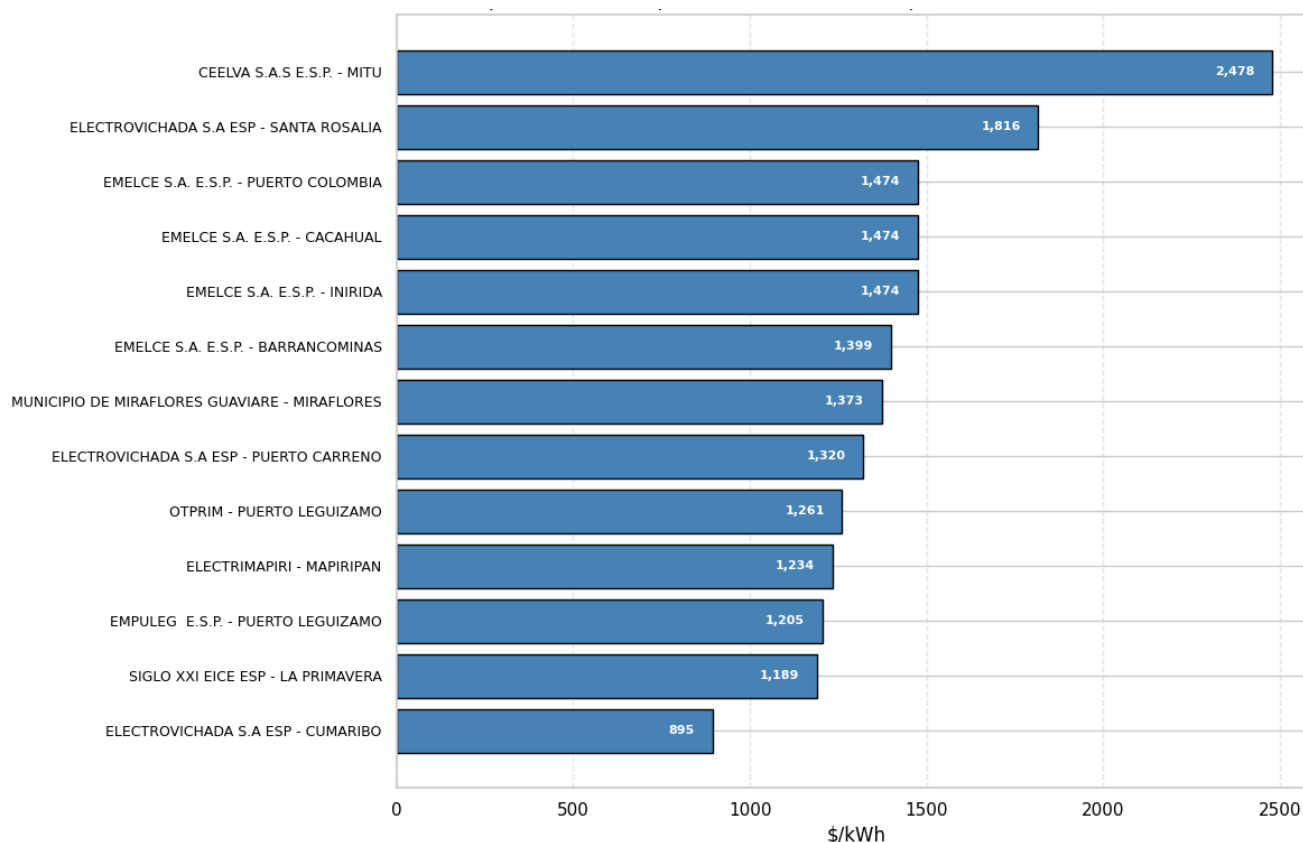
Tabla 10 Cargos Componente (G) Territorial Suroriente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Enero COP/kWh	Febrero COP/kWh	Marzo COP/kWh	PROMEDIO COP/kWh
SURORIENTE	GUAINÍA	BARRANCOMINAS	EMELCE S.A. E.S.P.	1390	1395	1411	1399
		CACAHUAL	EMELCE S.A. E.S.P.	1467	1478	1477	1474
		INIRIDA	EMELCE S.A. E.S.P.	1467	1478	1477	1474
		PUERTO COLOMBIA	EMELCE S.A. E.S.P.	1467	1478	1477	1474
	GUAVIARE	MIRAFLORES	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	1372	1371	1375	1373
	META	MAPIRIPAN	ELECTRIMAPIRI	1240	1238	1225	1234
	PUTUMAYO	PUERTO GUZMAN	EMPOGUZMAN	0	0	0	0
		PUERTO LEGUIZAMO	EMPULEG E.S.P.	1206	1193	1217	1205
		PUERTO LEGUIZAMO	OTPRIM	1264	1264	1255	1261
	VAUPÉS	MITU	CEELVA S.A.S E.S.P.	2457	2513	2463	2478
	VICHADA	CUMARIBO	ELECTROVICHADA S.A ESP	870	906	908	895
		LA PRIMAVERA	SIGLO XXI EICE ESP	1195	1180	1191	1189
		PUERTO CARRENO	ELECTROVICHADA S.A ESP	1293	1317	1352	1320
		SANTA ROSALIA	ELECTROVICHADA S.A ESP	1816	1816	1817	1816

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

El componente de generación en la territorial Suroriente muestra una dispersión relevante, con promedios trimestrales que van de \$895/kWh (ELECTROVICHADA S.A. E.S.P. – Cumaribo) a \$2.478/kWh (CEELVA – Mitú). Este rango es consistente con sistemas diésel en ZNI y refleja diferencias en la base regulatoria de activos, los costos de AOM, las horas de prestación y las pérdidas reconocidas conforme a la metodología de la CREG 091 de 2007. Es importante mencionar que para la fecha de consulta en SUI, EMPOGUZMAN certifica en cero el costo de la generación para todos los meses del trimestre, por lo cual se procederá a requerir al prestador información al respecto.

Figura 15 Comportamiento del promedio trimestral Componente (G) Territorial Suroriente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

7.2. Combustible

El análisis de este componente se basa en los datos reportados al SUI mediante el formato IC6 'Reporte Comercial Generadores Diésel' para el primer trimestre de 2026. Se cuenta con información de 9 empresas prestadoras, la cuales presentan en total un consumo promedio mensual de 76.130 galones en el trimestre.

Para este análisis se identifica primero al operador de la generación. Así, la información de Puerto Leguizamo (EMPULEG E.S.P.) la reporta CEDENAR. Por su parte, los datos de Inírida y Mitú los suministra GENSA, encargada de generar energía para los prestadores EMELCE y CEELVA (estos datos se detallan en el Capítulo 10).

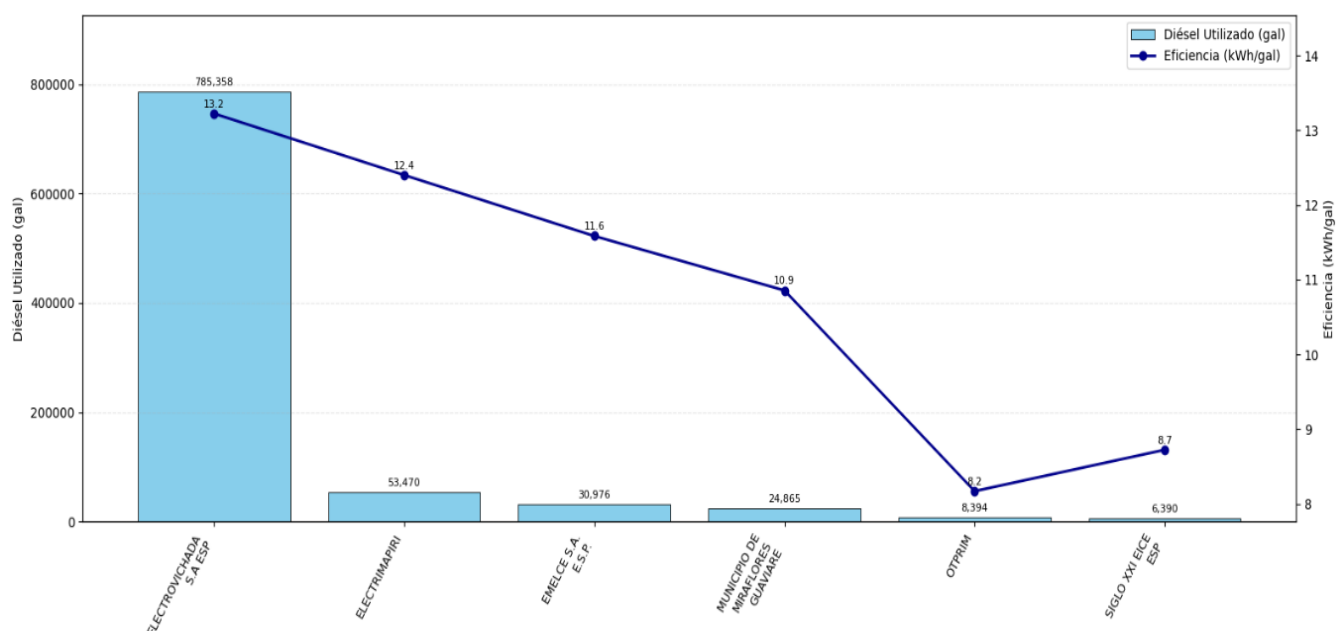
A continuación, se presenta el consumo mensual de combustible y la eficiencia obtenida (calculada como los kWh generados por cada galón utilizado).

Tabla 11 Consumo combustible Territorial Surorient

SIGLA	Enero		Febrero				Marzo			
	Diésel (Gal)	Efic (kWh/Gal)	Diésel (Gal)	Δ Diésel %	Efic (kWh/Gal)	Δ Efic %	Diésel (Gal)	Δ Diésel %	Efic (kWh/Gal)	Δ Efic %
ELECTRIMAPIRI	19400	11.16	15750	-19	13.11	17	18320	16	13.11	-0.04
ELECTROVICHADA S.A ESP	279786	12.67	262286	-6	12.34	-3	243286	-7	14.82	20.08
EMELCE S.A. E.S.P.	9633	11.41	9259	-4	11.66	2	12084	31	11.66	0.02
MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	8780	9.22	8780	0	11.32	23	7305	-17	12.26	8.27
OTPRIM	2798	8.17	2798	0	8.04	-2	2798	0	8.30	3.25
SIGLO XXI EICE ESP	2130	8.68	2130	0	8.35	-4	2130	0	9.15	9.51

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Figura 16 Eficiencia de Consumo combustible en el trimestre - Territorial Surorient



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZN

El volumen de energía reportada por ELECTROVICHADA corresponde a la energía generada para cubrir la demanda de los municipios en Puerto Carreño, Cumaribo y Santa Rosalía. De acuerdo con la información presentada en la Figura 16 (No se incluyen generadores puros), para el trimestre ELECTROVICHADA S.A. E.S.P. presentó el incremento más significativo de consumo, alcanzando los 328.014 galones. Este aumento coincidió con un aumento del 0.38% en la eficiencia operativa. Según lo reportado en el formato IC6, este pico de consumo de electrocombustible se concentró en la cabecera municipal de Puerto Carreño.

Figura 17 Consumo combustible en el trimestre vs Suscriptores - Territorial Suroriente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZN

La gráfica evidencia una correlación positiva casi lineal entre los prestadores analizados. Este comportamiento refleja el patrón típico de las Zonas No Interconectadas: una alta dependencia del diésel, consumos proporcionales al número de suscriptores y una escasa diversificación tecnológica. En la gráfica sobresale ELECTROVICHADA, cuya magnitud en usuarios y consumo supera ampliamente a los demás prestadores de la territorial. Asimismo, se observa una desviación en el punto asociado a CEELVA, la cual registra una relación consumo/usuario superior a la tendencia general del grupo.

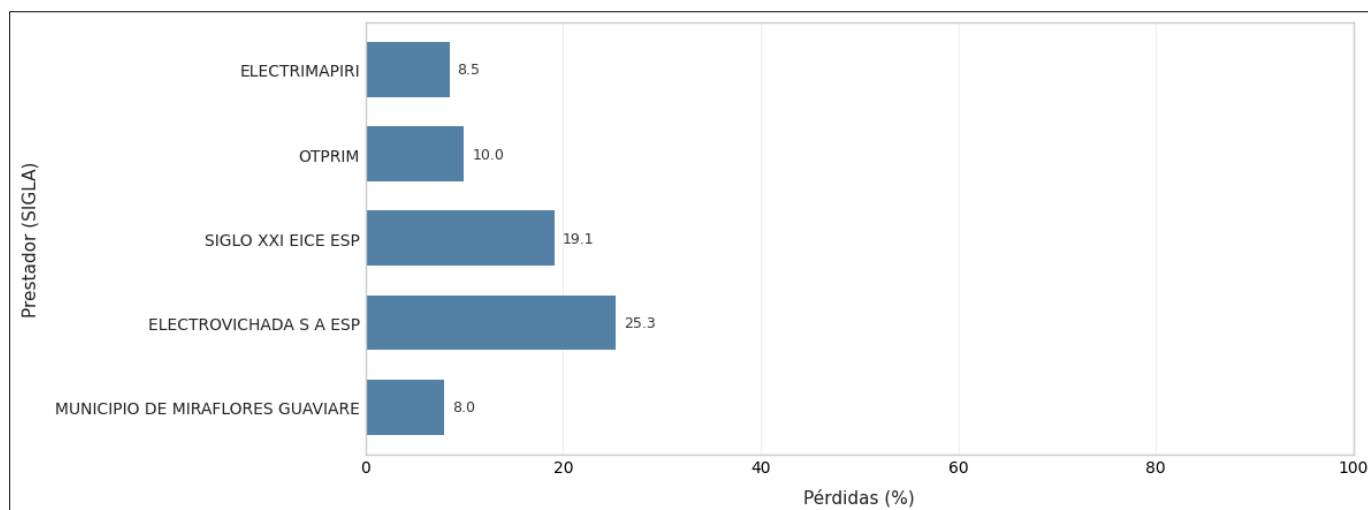
7.3. Pérdidas

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

Las pérdidas corresponden a la diferencia entre la cantidad de energía generada y la energía efectiva facturada. Según la información certificada en el SUI para el primer trimestre de 2026, el prestador ELECTROVICHADA presenta el indicador más crítico de la territorial, con un 25,3% de pérdidas. En contraste, las empresas ELECTRIMAPIRI y OTRIM evidenciaron la gestión más eficiente, por último, para el prestador MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE no se calculó el porcentaje de pérdidas ya que a la fecha de consulta en SUI, la información asociada a generación presenta deficiencias.

Es importante indicar que, aunque una parte de estas pérdidas son de carácter técnico, los niveles elevados pueden acatar a factores no técnicos, tales como conexiones ilegales o deficiencias en la gestión administrativa en la facturación y medición por parte del prestador.

Figura 18 Comportamiento pérdidas Territorial Suroriente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

7.4. Componente de Distribución (D)

El análisis del cargo de distribución para el primer trimestre de 2026 se enfoca en las empresas que operan mediante el uso de redes de distribución local, recordando que este cobro tiene como fin remunerar las inversiones en infraestructura, como postes y cables, necesaria para transportar la energía desde la planta de generación hasta el usuario final. Es importante señalar que este valor cubre los costos de conexión del sistema al generador, pero no incluyen los costos de conexión del usuario al 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 valor de este cargo está directamente vinculado con el componente que reconoce la remuneración de inversiones (tenencia de activos) para la actividad de distribución, lo que explica la existencia de diferencias significativas entre 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. Cabe resaltar que, al haberse cumplido los plazos establecidos en la

regulación, el inventario certificado por las empresas a la fecha debe estar totalmente reportado y actualizado.

Así las cosas, en la siguiente tabla se presenta la información respecto a los valores asociados a los cargos de distribución reportados por las empresas que prestan el servicio de energía en los departamentos vinculados a la territorial Suroriente:

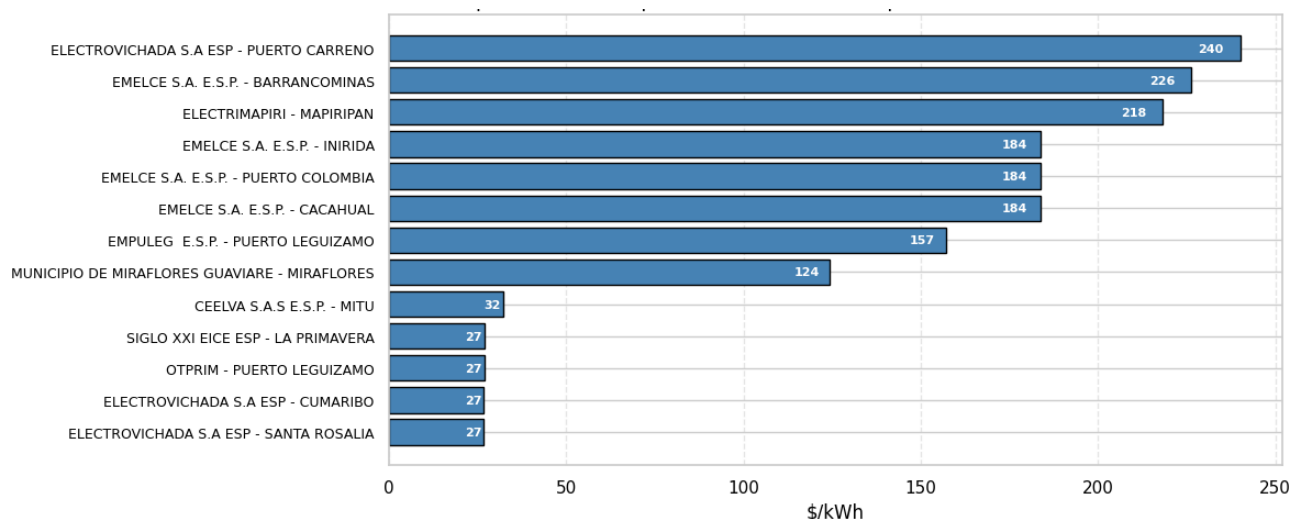
Tabla 12 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroriente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Enero (\$/KWh)	Febrero (\$/KWh)	Marzo (\$/KWh)	PROMEDIO (\$/KWh)
SURORIENTE	GUAINÍA	BARRANCOMINAS	EMELCE S.A. E.S.P.	223.90	226.48	228.18	226.19
		CACAHUAL	EMELCE S.A. E.S.P.	181.89	183.99	185.36	183.75
		INIRIDA	EMELCE S.A. E.S.P.	181.89	183.99	185.36	183.75
		PUERTO COLOMBIA	EMELCE S.A. E.S.P.	181.89	183.99	185.36	183.75
	GUAVIARE	MIRAFLORES	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	123.04	124.34	125.13	124.17
	META	MAPIRIPAN	ELECTRIMAPIRI	216.18	218.46	219.86	218.17
	PUTUMAYO	PUERTO GUZMAN	EMPOGUZMAN	0.00	0.00	0.00	0.00
		PUERTO LEGUIZAMO	EMPULEG E.S.P.	154.30	154.30	162.49	157.03
			OTPRIM	26.62	26.90	27.07	26.86
	VAUPÉS	MITU	CEELVA S.A.S E.S.P.	31.97	32.31	32.51	32.26
	VICHADA	CUMARIBO	ELECTROVICHADA S.A ESP	26.75	26.62	26.90	26.76
		LA PRIMAVERA	SIGLO XXI EICE ESP	26.62	26.90	27.07	26.86
		PUERTO CARRENO	ELECTROVICHADA S.A ESP	240.08	238.89	241.41	240.13
		SANTA ROSALIA	ELECTROVICHADA S.A ESP	26.75	26.62	26.90	26.76

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Para el trimestre analizado, se observa que los prestadores ELECTROVICHADA (Puerto Carreño), EMELCE y ELECTRIMAPIRI reportaron el cargo de distribución promedio superior con respecto a los valores reportados por los demás prestadores de la territorial (\$141,29 \$/kWh promedio trimestre), para el cálculo de esta componente, los prestadores puedan estar teniendo en cuenta los cargos de distribución del nivel de tensión 1 más la del nivel de tensión 2, así mismo, pueda que estén teniendo en cuenta el 100% de la propiedad de activos cuando no le corresponda y/o que no estén usando el IPP adecuado para el periodo reportado. Es importante mencionar que para la fecha de consulta en SUI, EMPOGUZMAN certifica en cero el costo de la generación para todos los meses del trimestre, por lo cual se procederá a requerir al prestador información al respecto.

Figura 19 Comportamiento Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroriente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZN

Finalmente, los costos en el cargo de distribución para la territorial Suroriente presentan una dispersión notable con un rango que oscila entre los \$27 y los \$240 por kWh, manteniendo una estabilidad mensual por empresa consistente con la naturaleza fija de este cargo regulado. Mientras que los valores más altos reflejan una mayor base de activos propios, los cargos mínimos cercanos a 27\$/kWh, observados en municipios como Puerto Leguizamo, La Primavera, Cumaribo y Santa Rosalía, sugieren la operación sobre redes que no son propiedad del prestador. No obstante, es importante monitorear que estos valores bajos no representen un sub-reconocimiento de costos que pueda derivar en insuficiencia financiera y afectar la calidad del servicio a futuro.

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 que varía entre 2.739 COP y 3.834 COP por factura (valores a diciembre de 2006); el reconocimiento del mismo depende de la existencia de medición o aforo de carga.

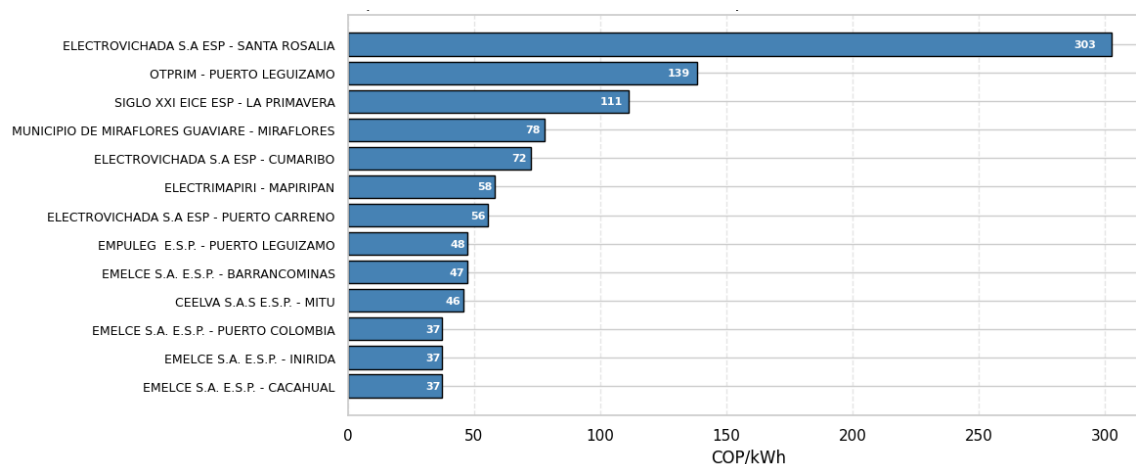
Para el cálculo del cargo de comercialización se consideran las condiciones particulares de facturación reportadas por los prestadores para cada una de sus localidades, costo que fue reportado en SUI así:

Tabla 13 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial suroriente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Enero (\$/kWh)	Febrero (\$/kWh)	Marzo (\$/kWh)	PROMEDIO (\$/kWh)
SURORIENTE	GUAINÍA	BARRANCOMINAS	EMELCE S.A. E.S.P.	46.71	47.26	47.77	47.25
		CACAHUAL	EMELCE S.A. E.S.P.	36.96	37.40	37.80	37.39
		INIRIDA	EMELCE S.A. E.S.P.	36.96	37.40	37.80	37.39
		PUERTO COLOMBIA	EMELCE S.A. E.S.P.	36.96	37.40	37.80	37.39
	GUAVIARE	MIRAFLORES	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	76.91	77.82	78.66	77.80
	META	MAPIRIPAN	ELECTRIMAPIRI	57.70	58.38	59.01	58.36
	PUTUMAYO	PUERTO GUZMAN	EMPOGUZMAN	0.00	0.00	0.00	0.00
		PUERTO LEGUIZAMO	EMPULEG E.S.P.	46.84	47.40	48.28	47.51
		PUERTO LEGUIZAMO	OTPRIM	136.94	138.56	140.06	138.52
	VAUPÉS	MITU	CEELVA S.A.S E.S.P.	45.23	45.77	46.26	45.75
	VICHADA	CUMARIBO	ELECTROVICHADA S.A ESP	71.06	72.53	73.38	72.32
		LA PRIMAVERA	SIGLO XXI EICE ESP	109.94	111.24	112.44	111.21
		PUERTO CARRENO	ELECTROVICHADA S.A ESP	54.56	55.86	56.52	55.65
		SANTA ROSALIA	ELECTROVICHADA S.A ESP	295.09	304.51	308.11	302.57

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZN

Figura 20 Comportamiento Componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Suroriente



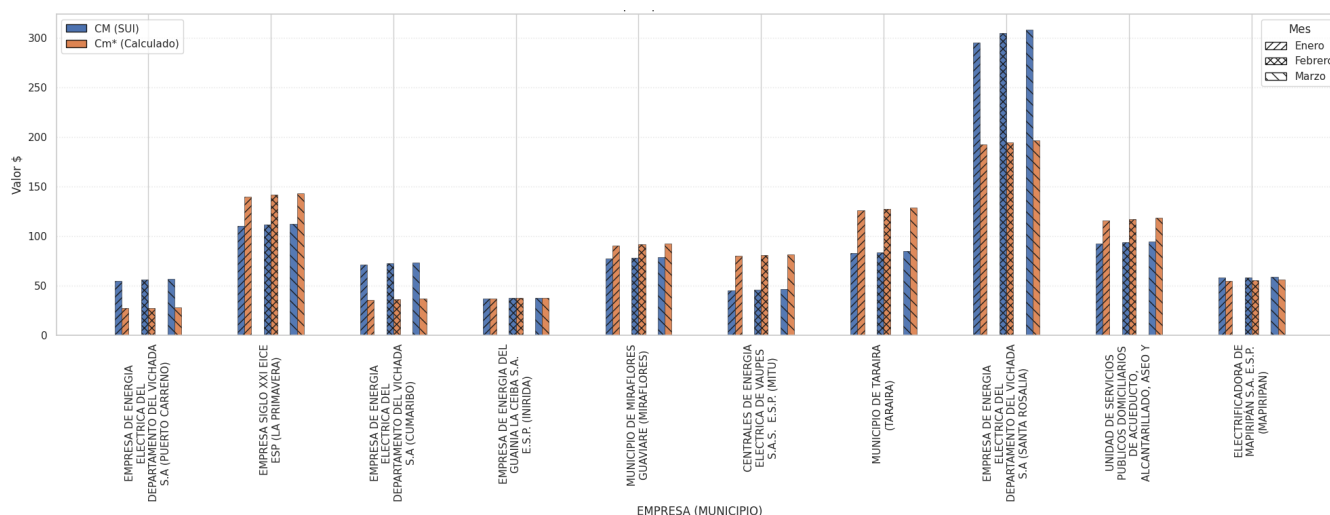
Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZN

El componente de comercialización se caracteriza por no depender de la ubicación geográfica del prestador, sino que varía en función de aspectos operativos específicos como el número de facturas expedidas, el nivel de implementación de sistemas de medición y el Consumo Facturado Medio del año anterior (CFM t-1). Es importante mencionar que para la fecha de consulta en SUI, EMPOGUZMAN

certifica en cero el costo de la generación para todos los meses del trimestre, por lo cual se procederá a requerir al prestador información al respecto.

Teniendo en cuenta estas variables, se realizó un ejercicio comparativo enfocándose en las diez empresas con mayor número de suscriptores en la territorial, y cuyos resultados se presentan a continuación.

Figura 21 Diferencias Componente C (reporte SUI vs. SSPD) Territorial Suroriente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

De acuerdo a la revisión anterior, se identifica una inconsistencia en la información por parte de los prestadores: ELECTROVICHADA S.A ESP (Puerto Carreño, Cumaribo y Santa Rosalía), y Electrificadora de Mapirian S.A. E.S.P. (Mapiripan), dado que las empresas registraron valores superiores a los calculados, esta Superintendencia solicitará las explicaciones pertinentes para determinar el motivo de las inconsistencias presentadas durante los meses asociados a este trimestre.

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 2026, 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 suscriptores 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

$CU_{nm} = \frac{Gm}{1-p} + Dm,n + Cm$	Dónde: CU: Costo Unitario (\$/Kwh) Gm: Cargo de Generación (\$/Kwh) Dm: Cargo de Distribución (\$/Kwh) Cm: Cargo de Comercialización (\$/Kwh) p: Pérdidas de energía (10%)
--	---

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

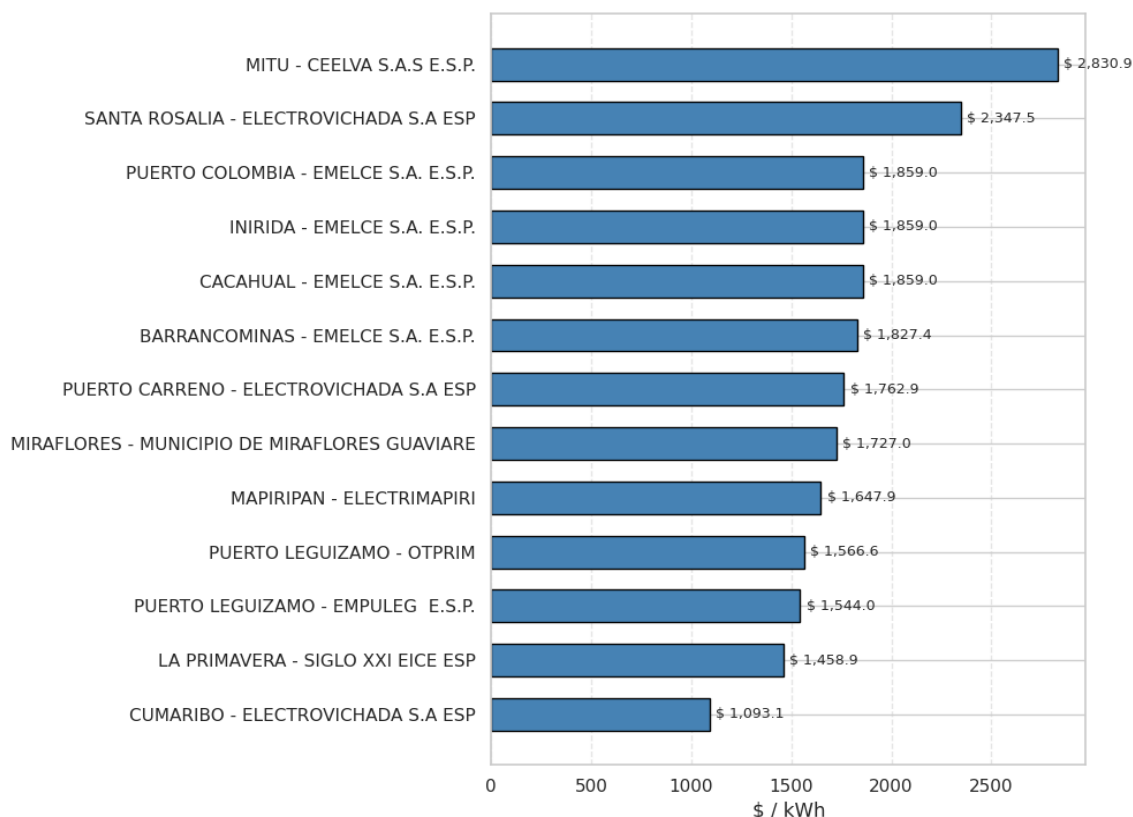
Tabla 14 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Suroriente

TERRITORIAL	MUNICIPIO	SIGLA	Enero \$/kWh	Febrero \$/kWh	Marzo \$/kWh
SUORIENTE	MITU	CEELVA S.A.S E.S.P.	2807.06	2870.26	2815.44
	MAPIRIPAN	ELECTRIMAPIRI	1651.47	1652.27	1639.88
	CUMARIBO	ELECTROVICHADA S.A ESP	1064.54	1105.46	1109.28
	PUERTO CARREÑO		1731.14	1757.79	1799.66
	SANTA ROSALIA		2339.98	2348.67	2353.83
	BARRANCOMINAS	EMELCE S.A. E.S.P.	1815.48	1823.26	1843.47
	CACAHUAL		1848.94	1863.39	1864.76
	INIRIDA		1848.94	1863.39	1864.76
	PUERTO COLOMBIA		1848.94	1863.39	1864.76
	PUERTO LEGUIZAMO	EMPULEG E.S.P.	1541.12	1527.63	1563.13
	MIRAFLORES	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	1723.95	1725.74	1731.41
	PUERTO LEGUIZAMO	OTPRIM	1568.43	1569.47	1561.92
	LA PRIMAVERA	SIGLO XXI EICE ESP	1464.20	1449.40	1463.05

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

En el municipio de Cumaribo se ubica el valor promedio del CUPS más bajo que corresponde a la empresa ELECTROVICHADA por un valor promedio de 1093 \$/kWh, por otro lado, el mayor valor promedio corresponde a la empresa CEELVA S.A.S. E.S.P. en el municipio de Mitú por un valor de 2.830 \$/kWh, lo anterior puede ser justificado por un costo adicional de transporte de conforme a la distribución regional definido en el anexo de la Resolución 091 de 2007.

Figura 22 Comportamiento CUPS (COP/kWh) - Territorial Suroriente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

7.7. Tarifas Aplicadas

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 2 de la Resolución MME 40239 de 2022, las tarifas aplicables a los suscriptores residenciales en la ZNI deben corresponder a las tarifas de referencia del comercializador con mayor número de suscriptores subsidiados que opere en el mismo departamento del SIN. Esta homologación implica que se deben igualar las condiciones de estrato, nivel de tensión y mes de facturación, incluyendo los subsidios o contribuciones que apliquen en dicho mercado.

Para los casos en que los usuarios se encuentren en un departamento que no pertenezca al SIN, la regulación establece que se debe tomar como referencia la tarifa aplicada en la capital de departamento conectada al SIN que cuente con el punto de conexión a 115 kV más cercano. En cualquiera de los escenarios, es importante que la tarifa de referencia respete las mismas características en cuanto a propiedad de activos, rangos de consumo y franjas horarias para garantizar una comparación equitativa.

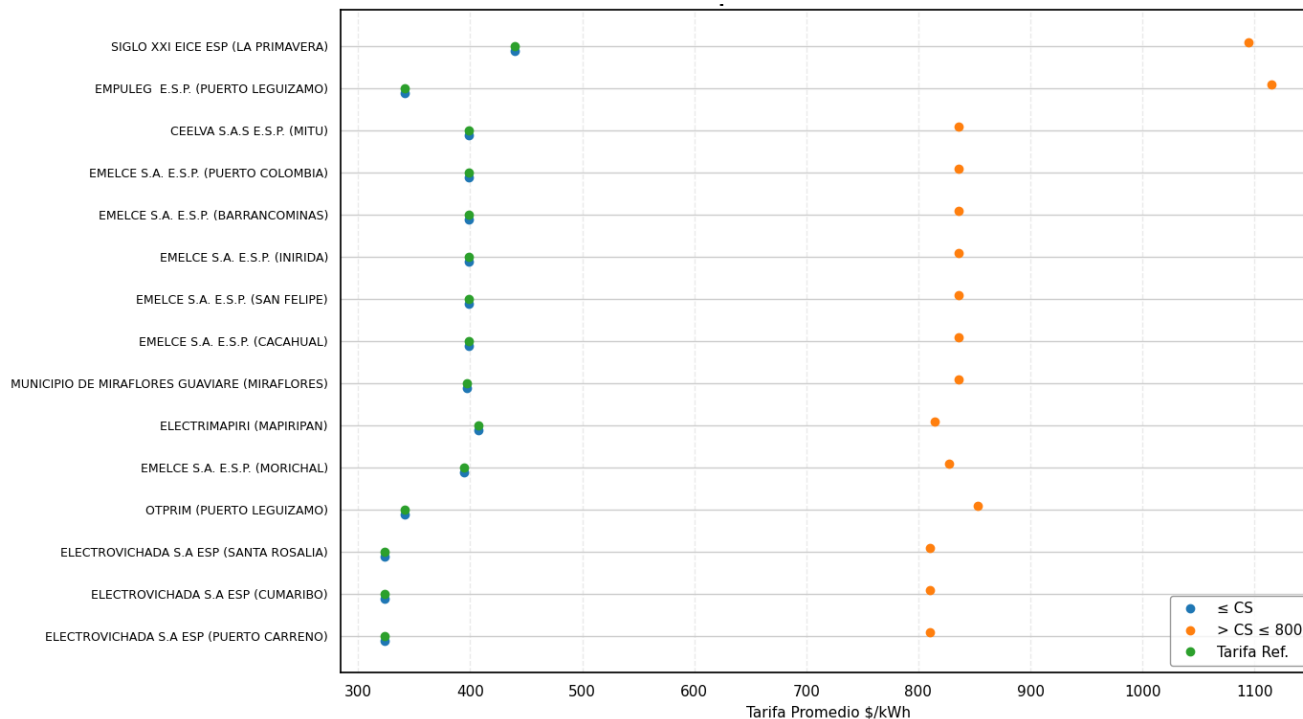
Tabla 15 Tarifas Aplicadas Estrato 1 – Territorial Suroriente

TERRITORIAL	Departamento	Municipio	Prestador	Estrato 1 <=CS	Estrato 1 >CS <=800	Tarifa Referencia
SURORIENTE	GUAINÍA	BARRANCOMINAS	EMELCE S.A. E.S.P.	399.04	835.65	399.04
		CACAHUAL		399.04	835.65	399.04
		INIRIDA		399.04	835.65	399.04
		MORICHAL		394.49	826.99	394.49
		PUERTO COLOMBIA		399.04	835.65	399.04
		SAN FELIPE		399.04	835.65	399.04
	GUAVIARE	MIRAFLORES	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	397.37	835.65	397.37
	META	MAPIRIPAN	ELECTRIMAPIRI	407.67	814.52	407.67
	PUTUMAYO	PUERTO GUZMAN	EMPOGUZMAN	0.00	0.00	0.00
		PUERTO LEGUIZAMO	EMPULEG E.S.P.	341.20	1114.86	341.19
		PUERTO LEGUIZAMO	OTPRIM	341.20	852.99	341.19
	VAUPÉS	MITU	CEELVA S.A.S E.S.P.	399.04	835.65	399.04
	VICHADA	CUMARIBO	ELECTROVICHADA S.A ESP	324.00	810.01	324.00
		PUERTO CARRENO		324.00	810.01	324.00
		SANTA ROSALIA		324.00	810.01	324.00
		LA PRIMAVERA	SIGLO XXI EICE ESP	440.16	1094.40	440.15

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

De acuerdo con las tarifas de referencia, en el análisis de la información reportada al SUI por la empresa ELECTRIFICADORA DE MAPIRIPÁN S.A. E.S.P. del Municipio de Mapiripán, se evidencia que realizó los ajustes a las inconsistencias encontradas en el boletín tarifario del cuarto trimestre de 2025.

Figura 23 Tarifas aplicadas - Territorial Suroriente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Al analizar la [Figura 23](#) se nota una gran diferencia de precios entre el consumo básico y el consumo complementario. Esto demuestra la importancia de los subsidios, ya que reducen a menos de la mitad el costo real de la energía para los suscriptores de estas zonas (ZNI). Además, las tarifas se mantuvieron estables entre enero y marzo, escenario que indica que las empresas están calculando bien los cobros, protegiendo así a los suscriptores de subidas de precio repentinas e injustificadas.

7.8. Subsidios

Para el primer trimestre de 2026 en esta territorial, el valor total de subsidios alcanzó 18,987,469,111 COP de los cuales, un 42,1% corresponden a subsidios del estrato 1 por valor de 7,975,831,985 COP. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado:

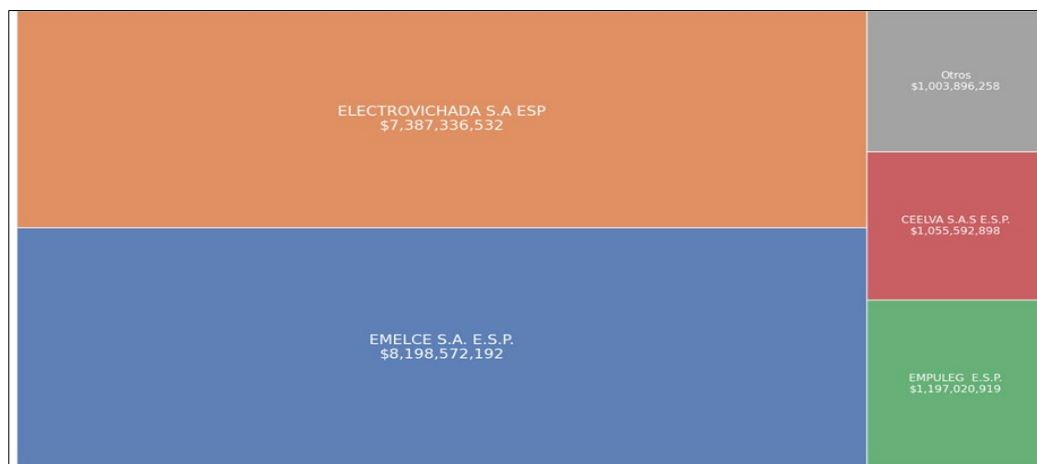
Tabla 16 Subsidios aplicados por estrato-Usó – primer trimestre de 2026 (COP - %) – Territorial Suroriente

	Enero - Valor Subsidio (COP)	Enero - %	Febrero - Valor Subsidio (COP)	Febrero - %	Marzo - Valor Subsidio (COP)	Marzo - %
Estrato 1	\$ 2,696,171,678.28	39.6%	\$ 2,500,152,186.14	42.9%	\$ 2,779,508,120.98	43.8%
Estrato 2	\$ 1,055,759,979.99	15.5%	\$ 1,050,973,935.16	18.0%	\$ 1,197,521,024.50	18.9%
Estrato 3	\$ 60,530,538.64	0.9%	\$ 62,258,446.62	1.1%	\$ 72,722,945.57	1.1%
Oficial	\$ 1,714,368,582.33	25.2%	\$ 1,304,987,982.52	22.4%	\$ 1,248,223,898.09	19.7%
Comercial - Ind.	\$ 1,286,059,433.54	18.9%	\$ 913,677,329.83	15.7%	\$ 1,044,553,029.76	16.5%
Total	\$ 6,812,890,213.31	100.0%	\$ 5,832,049,879.90	100.0%	\$ 6,342,529,018.73	100.0%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

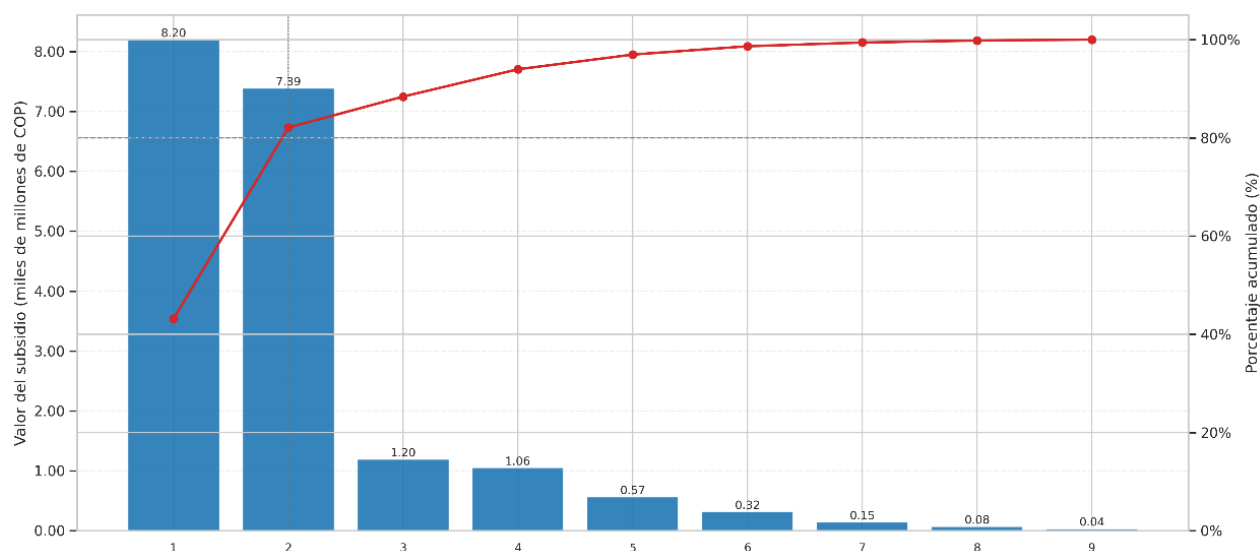
Los subsidios reportados para el periodo no mostraron variaciones atípicas para cada una de las empresas. A continuación, se presenta un diagrama de rectángulos con la distribución de subsidios reportados por cada empresa de la dirección territorial suroriente, para el trimestre analizado.

Figura 24 Distribución de subsidios por empresa en el primer trimestre 2026 (COP) – Territorial Suroriente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Figura 25 Pareto de subsidios por empresa en el primer trimestre 2026 (COP) – Territorial Suroriental



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Al analizar la Figura 25 se evidencia una marcada dependencia en pocos prestadores. Tan solo en los primeros dos prestadores, EMELCE S.A. E.S.P. y ELECTROVICHADA S.A.ESP, representan el 82,1% de los subsidios asignados. Este comportamiento sugiere tener un enfoque priorizado en este grupo, ya que cualquier cambio importante puede afectar significativamente la estabilidad financiera del fondo de subsidios para esta territorial.

8. Territorial Suroccidente

8.1. Cargo de Generación (G)

El análisis realizado para el cargo de generación correspondiente al primer trimestre de 2026 se fundamentó en la información reportada por las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica que operan mediante generación distribuida con tecnología diésel.

La determinación de los Cargos Máximos de Generación se efectúa a partir del costo regulado de la inversión asociado a cada tecnología, los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM), las horas efectivas de prestación del servicio y las pérdidas reconocidas dentro del marco regulatorio vigente.

En este sentido, el prestador del servicio establece los cargos máximos por energía generada o por capacidad disponible como la suma de los costos de inversión y los costos de AOM para cada tipo de tecnología, conforme a lo dispuesto en la Resolución CREG 091 de 2007 y la Resolución CREG 057 de 2009.

Es relevante considerar que una proporción significativa del parque de generación instalado en las Zonas No Interconectadas (ZNI) opera con combustibles fósiles. En consecuencia, los cargos máximos regulados deben reflejar una correcta aplicación de las variables asociadas a la operación y mantenimiento de los generadores, siendo el consumo de combustible uno de los factores más determinantes en las variaciones observadas del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS). A continuación, se presentan los valores observados con relación a los cargos de generación, así como su comportamiento por departamento de acuerdo a la información reportada en SUI.

En la territorial suroccidente, para el periodo en análisis, se obtuvo el reporte de información de 27 empresas que prestan el servicio en los departamentos de Cauca, Nariño y Valle del Cauca, con relación a los costos de generación, se tiene la siguiente información:

Tabla 17 Cargos Componente (G) Territorial Suroccidente

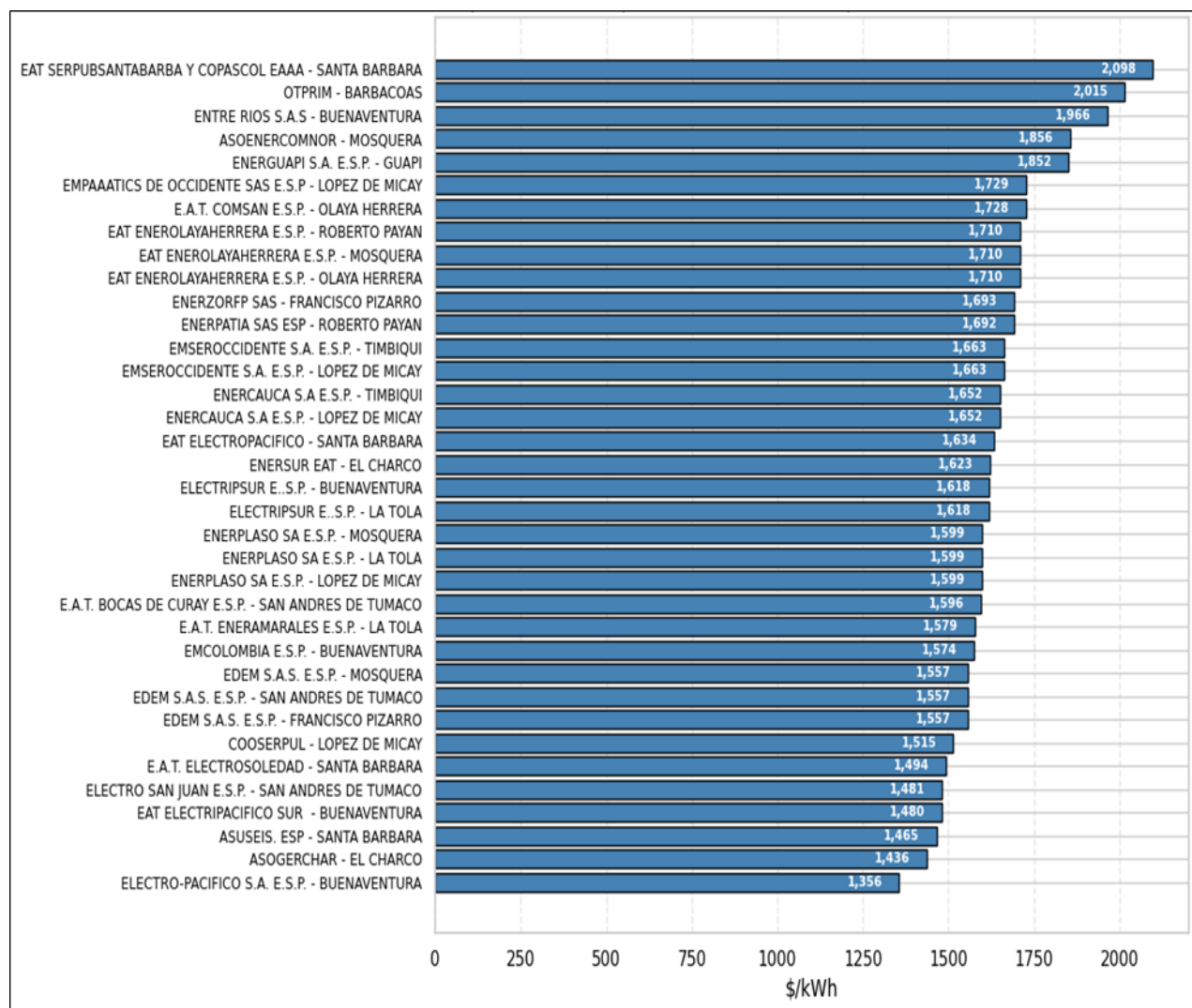
TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Enero (\$/kWh)	Febrero (\$/kWh)	Marzo (\$/kWh)	Promedio (\$/kWh)
SUROCCIDENTE	CAUCA	GUAPI	ENERGUAPI S.A. E.S.P.	1854	1853	1849	1852
		LOPEZ DE MICAY	COOSERPUL	1513	1517	1514	1515
			EMPAAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	1726	1731	1731	1729
			EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	1661	1667	1661	1663
			ENERCAUCA S.A E.S.P.	1652	1655	1650	1652
			ENERPLASO SA E.S.P.	1595	1601	1601	1599
		TIMBIQUI	EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	1661	1667	1661	1663
			ENERCAUCA S.A E.S.P.	1652	1655	1650	1652
	NARIÑO	BARBACOAS	OTPRIM	2011	2018	2015	2015
		EL CHARCO	ASOGERCHAR	1436	1439	1433	1436
			ENERSUR EAT	1622	1625	1621	1623
		FRANCISCO PIZARRO	EDEM S.A.S. E.S.P.	1564	1560	1546	1557
			ENERZORFP SAS	1684	1700	1694	1693
		LA TOLA	E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	1579	1582	1577	1579
			ELECTRIPSUR E..S.P.	1619	1619	1616	1618
			ENERPLASO SA E.S.P.	1595	1601	1601	1599
		MOSQUERA	ASOENERCOMNOR	1854	1857	1856	1856
			EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	1708	1713	1709	1710
			EDEM S.A.S. E.S.P.	1564	1560	1546	1557
			ENERPLASO SA E.S.P.	1595	1601	1601	1599
		OLAYA HERRERA	E.A.T. COMSAN E.S.P.	1724	1727	1734	1728
			EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	1708	1713	1709	1710
		ROBERTO PAYAN	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	1708	1713	1709	1710
			ENERPATIA SAS ESP	1690	1694	1692	1692
		SAN ANDRES DE TUMACO	E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	1591	1598	1600	1596
			EDEM S.A.S. E.S.P.	1564	1560	1546	1557
			ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	1528	1522	1392	1481
		SANTA BARBARA	ASUSEIS. ESP	1456	1462	1478	1465
			E.A.T. ELECTROSOLEDAD	1497	1498	1486	1494
			EAT ELECTROPACIFICO	1634	1636	1634	1634
			EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	2093	2102	2100	2098
	VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA	EAT ELECTRIPACIFICO SUR	1526	1396	1518	1480
			ELECTRIPSUR E..S.P.	1619	1619	1616	1618
			ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	1356	1355	1358	1356
			EMCOLOMBIA E.S.P.	1577	1577	1569	1574
			ENTRE RIOS S.A.S	1964	1966	1970	1966

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

El componente de generación en la territorial Suroccidente presentó un comportamiento estable a lo largo del trimestre analizado, aunque con una marcada heterogeneidad entre los distintos prestadores del servicio. Los promedios trimestrales del cargo de generación se ubicaron, en términos generales, en un rango comprendido entre \$1.356/kWh y \$2.098/kWh.

La reducida volatilidad observada a nivel mensual sugiere que el costo unitario de generación se encuentra principalmente determinado por componentes de naturaleza cuasi fija, tales como los costos de inversión regulada y los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM) asociados a los grupos diésel. Adicionalmente, el comportamiento estable del indicador responde a la aplicación de supuestos relativamente constantes en cuanto a las horas de prestación del servicio y las pérdidas reconocidas, más que a variaciones en los niveles de demanda atendida.

Figura 26 Comportamiento del promedio trimestral Componente (G) Territorial Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Para este trimestre en análisis, se distinguen tres rangos prácticos: tramo bajo de 1.356 a 1.599 \$/kWh, donde la mayor parte de operadores del departamento de Nariño muestran mejor uso de la capacidad y una base de activos más liviana; tramo medio de 1.618 a 1.729 \$/kWh, que funciona como línea base regional con supuestos estables de horas y pérdidas; y tramo alto desde 1.852 hasta 2.098 \$/kWh, observado puntualmente en Nariño y Valle, asociado a menor escala efectiva, logística más costosa de ZNI y carteras de activos más intensivas.

8.2. Combustible

Conforme a la información reportada por parte de los prestadores del servicio público de energía eléctrica en el sistema único de información – SUI, a través del formato IC6. Reporte Comercial Generadores Diésel, durante el primer trimestre del 2026 se evidenció lo siguiente:

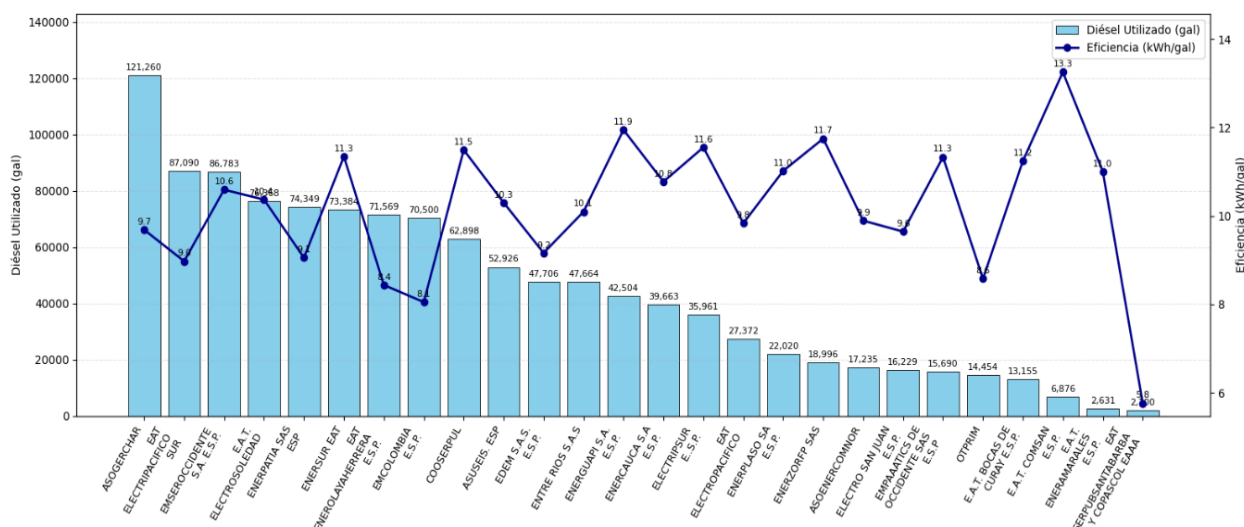
Para la territorial Suroccidente las empresas prestadoras reportan un consumo de 1.147.383 galones de combustible durante el trimestre. En la siguiente tabla se observa el consumo de combustible de cada prestador por mes y el valor de eficiencia que se obtiene de tomar los kWh de energía generada con relación a los galones de combustible consumidos, identificando que dentro del grupo de prestadores de la territorial la empresa E.A.T. COMSAN E.S.P. alcanzó durante el trimestre una eficiencia de 13,3 kWh/gal.

Tabla 18 Consumo combustible Territorial Suroccidente

TERRITORIAL	SIGLA	Enero		Febrero				Marzo			
		Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Δ Diesel %	Efic kWh/Gal	Δ Efic %	Diesel Utilizado Gal	Δ Diesel %	Efic kWh/Gal	Δ Efic %
SUROCCIDENTE	ASOENERCOMNOR	5745	10,18	5745	0,00	9,29	-8,77	5745	0,00	10,22	10,07
	ASOGERCHAR	40420	9,80	40420	0,00	9,62	-1,86	40420	0,00	9,64	0,16
	ASUSEIS. ESP	18256	10,30	16487	-9,69	10,30	0,05	18183	10,29	10,31	0,07
	COOSERPUL	21517	11,43	21517	0,00	10,75	-6,01	19864	-7,68	12,37	15,13
	E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	4500	10,94	4500	0,00	10,64	-2,81	4155	-7,67	12,24	15,04
	E.A.T. COMSAN E.S.P.	2292	13,48	2292	0,00	12,86	-4,60	2292	0,00	13,42	4,30
	E.A.T. ELECTROSOLEDAD	26896	10,29	24736	-8,03	10,29	0,03	24736	0,00	10,54	2,44
	E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	877	10,77	877	0,00	10,55	-2,02	877	0,00	11,69	10,77
	EAT ELECTROPACIFICO SUR	29030	8,90	29030	0,00	8,96	0,69	29030	0,00	9,06	1,13
	EAT ELECTROPACIFICO	9124	9,84	9124	0,00	9,83	-0,12	9124	0,00	9,84	0,07
	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	19668	10,53	26337	33,91	7,37	-29,98	25564	-2,94	7,93	7,65
	EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	700	5,77	700	0,00	5,74	-0,54	700	0,00	5,78	0,77
	EDEM S.A.S. E.S.P.	15902	9,14	15902	0,00	8,81	-3,56	15902	0,00	9,54	8,22
	ELECTRIPSUR E.S.P.	12909	10,95	12909	0,00	10,34	-5,61	10143	-21,43	13,86	34,01
	ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	3851	11,01	6189	60,71	6,85	-37,76	6189	0,00	11,59	69,20
	EMCOLOMBIA E.S.P.	24500	7,44	24000	-2,04	7,87	5,77	22000	-8,33	8,94	13,56
	EMPAAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	5230	11,62	5230	0,00	10,71	-7,89	5230	0,00	11,67	9,01
	EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	29251	10,75	29590	1,16	9,64	-10,33	27942	-5,57	11,45	18,75
	ENERCAUCA S.A E.S.P.	13221	11,09	13221	0,00	10,17	-8,29	13221	0,00	11,06	8,71
	ENERGUAPI S.A. E.S.P.	14168	12,08	14168	0,00	11,50	-4,77	14168	0,00	12,27	6,67
	ENERPATIA SAS ESP	24783	9,32	24783	0,00	8,59	-7,78	24783	0,00	9,25	7,67
	ENERPLASO SA E.S.P.	7581	11,03	7441	-1,85	10,42	-5,50	6998	-5,95	11,65	11,71
	ENERSUR EAT	24584	11,67	24400	-0,75	10,94	-6,31	24400	0,00	11,42	4,43
	ENERZORFP SAS	6332	12,13	6332	0,00	10,97	-9,53	6332	0,00	12,15	10,74
	ENTRE RIOS S.A.S	15888	10,10	15888	0,00	10,08	-0,21	15888	0,00	10,11	0,31
	OTPRIM	4818	8,59	4818	0,00	8,57	-0,28	4818	0,00	8,58	0,07

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Figura 27 Eficiencia de Consumo combustible en el trimestre - Territorial Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

La empresa ASOGERCHAR reporta la mayor cantidad de Diésel utilizado para el trimestre con un total de 121.260 galones de combustible con una eficiencia aproximada de 9,7 kWh/gal.

Figura 28 Consumo combustible en el trimestre vs Suscriptores - Territorial Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Al respecto se evidencia un mercado altamente fragmentado, compuesto por múltiples prestadores que atienden comunidades pequeñas, usualmente entre 50 y 400 suscriptores, con una dependencia total del diésel como fuente de generación. Esta atomización impide alcanzar economías de escala y puede justificar los altos costos unitarios del servicio.

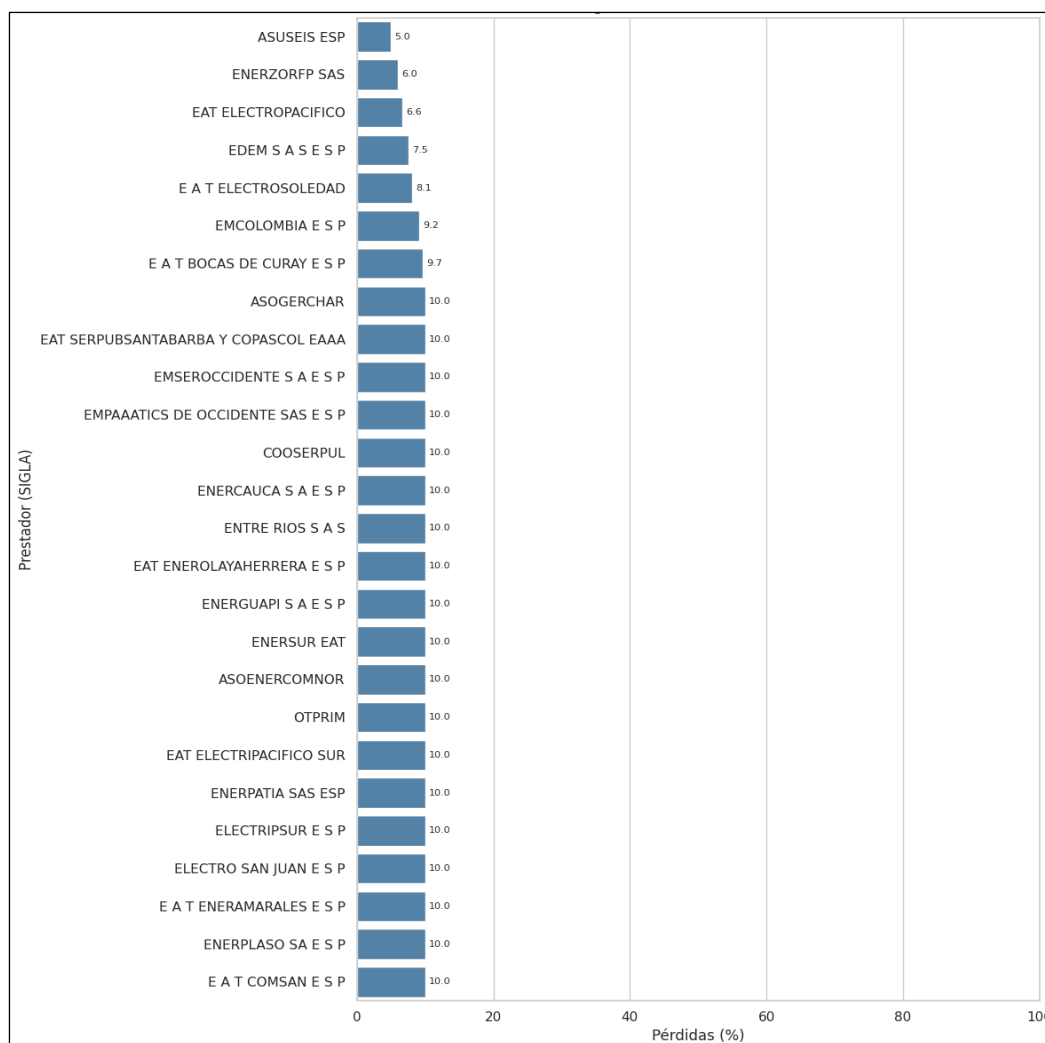
La dispersión entre empresas de tamaño similar refleja diferencias en eficiencia operativa y en el estado de las plantas, pero no en diversificación energética, pues casi todas dependen exclusivamente de grupos electrógenos diésel.

8.3. Pérdidas

Ahora conforme a las pérdidas comerciales se precisa que estas son producto de la diferencia entre energía generada y energía facturada; conforme a la información reportada y certificada en el SUI por parte de los prestadores de la territorial de Suroccidente para el cuarto trimestre del año en curso.

Se pudo observar que la mayor parte de prestadores presentan una gestión conveniente en el control de pérdidas, con un 10% en el periodo; en contraste, la otra parte de prestadores mantienen un valor en el control de pérdidas comerciales por debajo del 10%. Sin bien, en la operación del sistema se pueden dar pérdidas técnicas, hay otras pérdidas que pueden ser ocasionadas por conexiones y uso de energía de manera ilegal por parte de los usuarios finales, también se puede dar por la falta de control en la gestión de medida por parte del prestador.

Figura 29 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 2026, 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 valor de este cargo está directamente vinculado con el componente que reconoce la remuneración de inversiones (tenencia de activos) para la actividad de distribución, lo que explica la existencia de diferencias significativas entre 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. Cabe resaltar que, al haberse cumplido los plazos establecidos en la regulación, el inventario certificado por las empresas a la fecha debe estar totalmente reportado y actualizado.

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

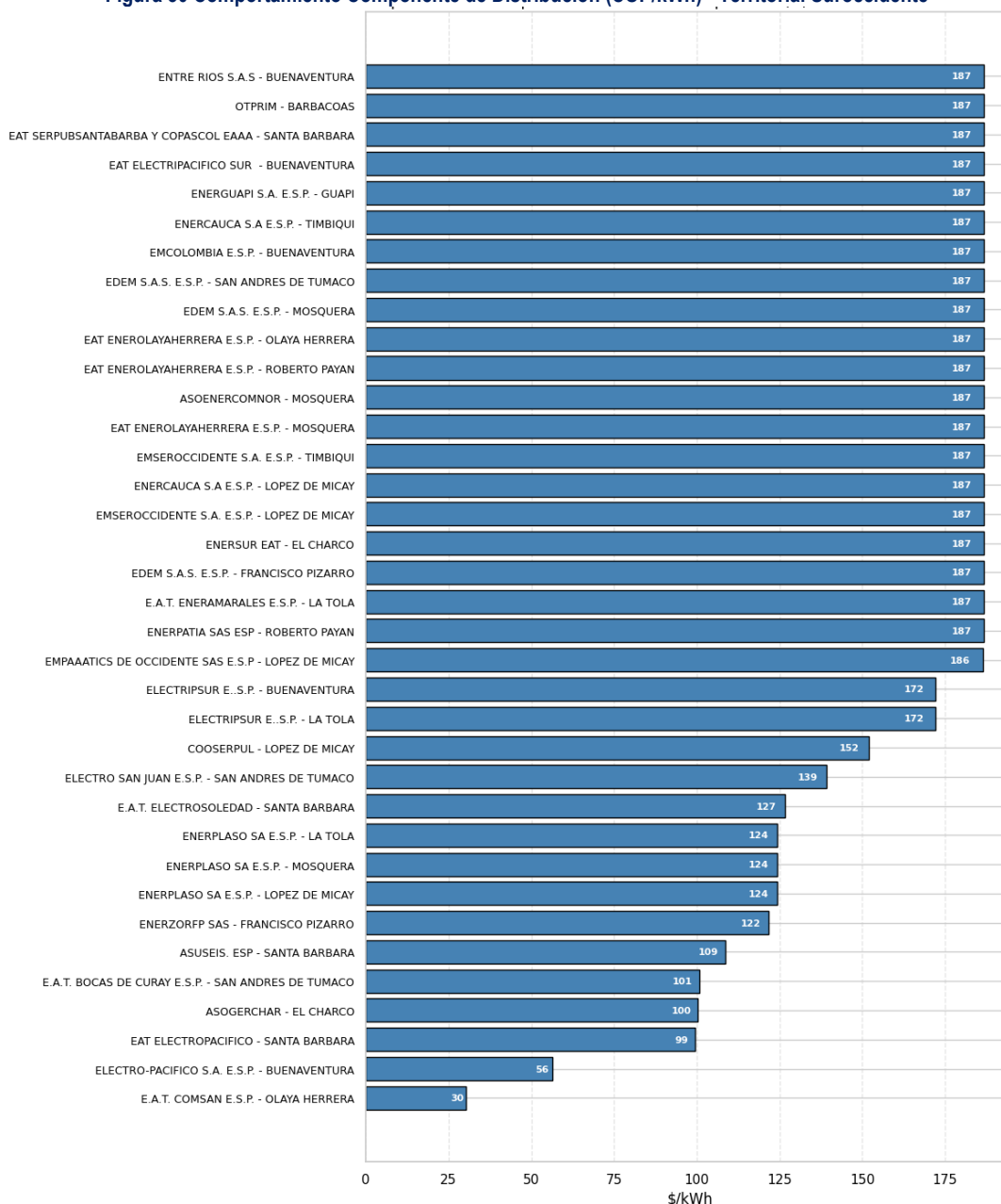
Tabla 19 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroccidente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Enero (\$/kWh)	Febrero (\$/kWh)	Marzo (\$/kWh)	Promedio (\$/kWh)
SUROCCIDENTE	CAUCA	GUAPI	ENERGUAPI S.A. E.S.P.	185	187	188	187
		LOPEZ DE MICAY	COOSERPUL	151	152	153	152
			EMPAAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	185	187	187	186
			EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	185	187	188	187
			ENERCAUCA S.A E.S.P.	185	187	188	187
			ENERPLASO SA E.S.P.	121	125	127	124
		TIMBIQUI	EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	185	187	188	187
			ENERCAUCA S.A E.S.P.	185	187	188	187
	NARIÑO	BARBACOAS	OTPRIM	185	187	188	187
		EL CHARCO	ASOGERCHAR	99	100	101	100
			ENERSUR EAT	185	187	188	187
		FRANCISCO PIZARRO	EDEM S.A.S. E.S.P.	185	187	188	187
			ENERZORFP SAS	120	122	123	122
		LA TOLA	E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	185	187	188	187
			ELECTRIPSUR E..S.P.	171	172	173	172
			ENERPLASO SA E.S.P.	121	125	127	124
		MOSQUERA	ASOENERCOMMONOR	185	187	188	187
			EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	185	187	188	187
			EDEM S.A.S. E.S.P.	185	187	188	187
			ENERPLASO SA E.S.P.	121	125	127	124
		OLAYA HERRERA	E.A.T. COMSAN E.S.P.	30	30	30	30
			EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	185	187	188	187
		ROBERTO PAYAN	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	185	187	188	187
			ENERPATIA SAS ESP	185	187	188	187
		SAN ANDRES DE TUMACO	E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	99	101	102	101
			EDEM S.A.S. E.S.P.	185	187	188	187
			ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	131	132	155	139
		SANTA BARBARA	ASUSEIS. ESP	108	109	109	109
			E.A.T. ELECTROSOLEDAD	125	127	128	127
			EAT ELECTROPACIFICO	99	99	100	99
			EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	185	187	188	187
			EAT ELECTROPACIFICO SUR	185	187	188	187
	VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA	ELECTRIPSUR E..S.P.	171	172	173	172
			ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	56	56	57	56
			EMCOLOMBIA E.S.P.	185	187	188	187
			ENTRE RIOS S.A.S	185	187	188	187

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

En la territorial Suroccidente el cargo de distribución no presenta mayores variaciones mes a mes y, al mismo tiempo, se evidencia valores altamente dispersos entre prestadores. Cabe resaltar que, algunos prestadores con presencia en dos o más municipios reportan el mismo cargo Dm para todo su mercado, lo anterior obedece a que la propiedad de activos de distribución certificada en SUI no presenta diferencias para los municipios atendidos.

Figura 30 Comportamiento Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Esta estructura sugiere que las diferencias entre prestadores no responden a la demanda del trimestre sino a condicionantes estructurales: extensión y configuración de las redes, nivel de tensión aplicado, y especialmente el porcentaje de propiedad de activos efectivamente remunerable. Los valores del bloque alto son compatibles con redes más intensivas o mayor participación de activos propios; los del bloque bajo reflejan redes mínimas o activos no propios/no remunerados.

8.5. 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 que varía entre 3.834 COP y 2.739 COP² por factura (valores a diciembre de 2006); éste depende de la existencia de medición o aforo de carga.

Para el cálculo del cargo de comercialización se consideran las condiciones particulares de facturación reportadas por los prestadores para sus localidades.

Tabla 20 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial suroccidente³

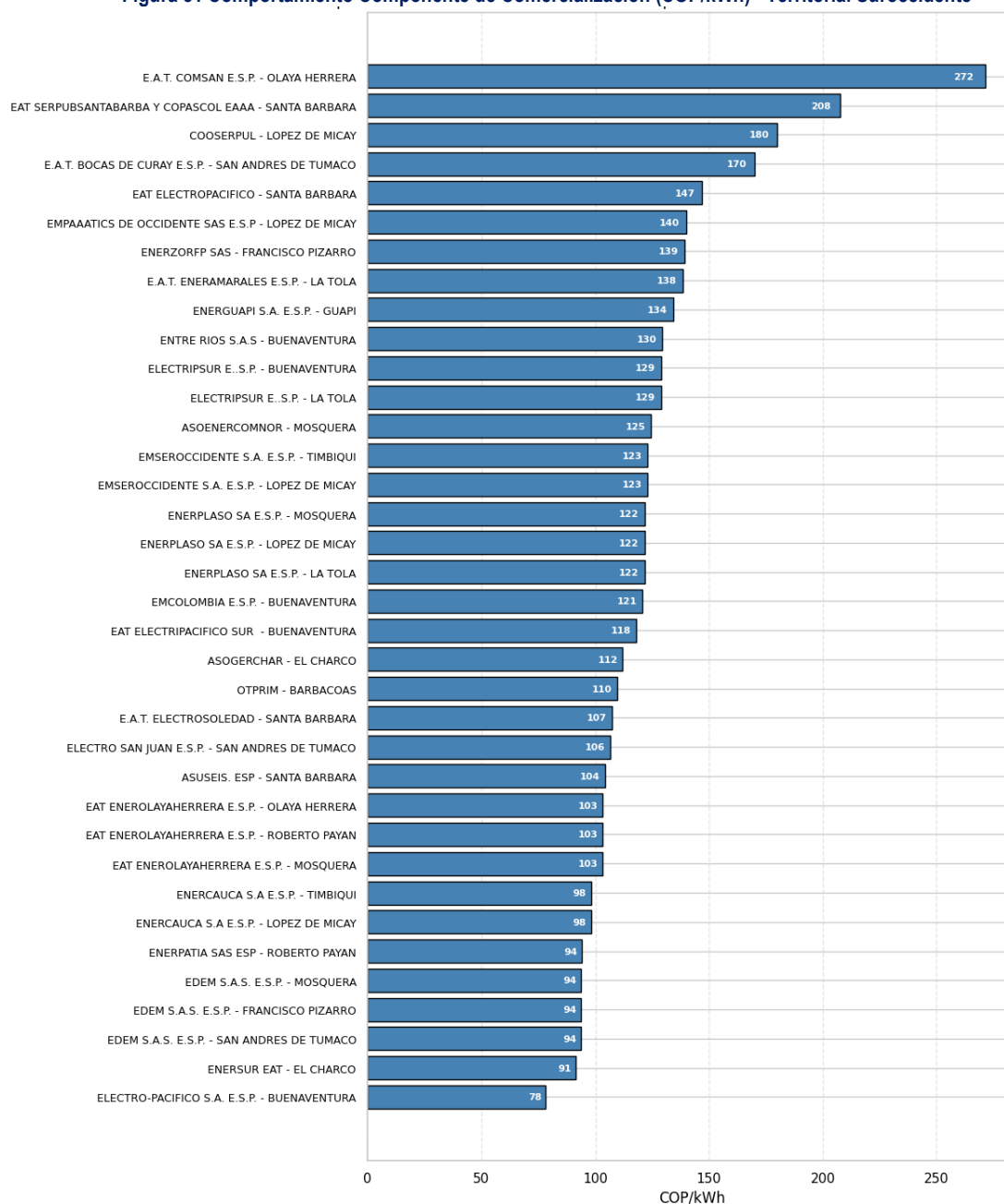
TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Enero (\$/kWh)	Febrero (\$/kWh)	Marzo (\$/kWh)	Promedio (\$/kWh)
SUROCCIDENTE	CAUCA	GUAPI	ENERGUAPI S.A. E.S.P.	133	134	136	134
			COOSERPUL	178	180	182	180
		LOPEZ DE MICAY	EMPAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	139	140	140	140
			EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	122	123	124	123
			ENERCAUCA S.A E.S.P.	97	98	99	98
			ENERPLASO SA E.S.P.	121	122	123	122
		TIMBIQUI	EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	122	123	124	123
			ENERCAUCA S.A E.S.P.	97	98	99	98
	NARIÑO	BARBACOAS	OTPRIM	108	110	111	110
			ASOGERCHAR	111	112	113	112
		EL CHARCO	ENERSUR EAT	90	91	92	91
			EDEM S.A.S. E.S.P.	93	94	95	94
		FRANCISCO PIZARRO	ENERZORFP SAS	138	139	141	139
			E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	137	139	140	138
		LA TOLA	ELECTRIPSUR E..S.P.	128	129	131	129
			ENERPLASO SA E.S.P.	121	122	123	122
		MOSQUERA	ASOENERCOMMONOR	123	125	126	125
			EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	102	103	105	103
			EDEM S.A.S. E.S.P.	93	94	95	94
		OLAYA HERRERA	ENERPLASO SA E.S.P.	121	122	123	122
			E.A.T. COMSAN E.S.P.	268	272	275	272
			EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	102	103	105	103
		ROBERTO PAYAN	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	102	103	105	103
			ENERPATIA SAS ESP	93	94	95	94
		SAN ANDRES DE TUMACO	E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	168	170	172	170
			EDEM S.A.S. E.S.P.	93	94	95	94
			ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	105	106	108	106
		SANTA BARBARA	ASUSEIS, ESP	103	104	105	104
			E.A.T. ELECTROSOLEDAD	106	107	109	107
			EAT ELECTROPACIFICO	145	147	148	147
			EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	205	208	210	208
	VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA	EAT ELECTRIPACIFICO SUR	117	118	119	118
			ELECTRIPSUR E..S.P.	128	129	131	129
			ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	78	78	78	78
			EMCOLOMBIA E.S.P.	119	121	122	121
			ENTRE RIOS S.A.S	128	130	131	130

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

² Para los casos en los que se realiza aforos de carga

³ Para la empresa ENERCAUCA S.A. E.S.P., en el municipio de López de Micay (Cauca), el valor correspondiente al mes de octubre de comercialización se encuentra actualmente en proceso de modificación. Esto se debe a que la empresa prestadora, mediante el radicado SSPD No. 20265290699552, realizó una solicitud de reversión, para la cual el equipo de ZNI emitió el concepto técnico correspondiente para proceder con dicha gestión.

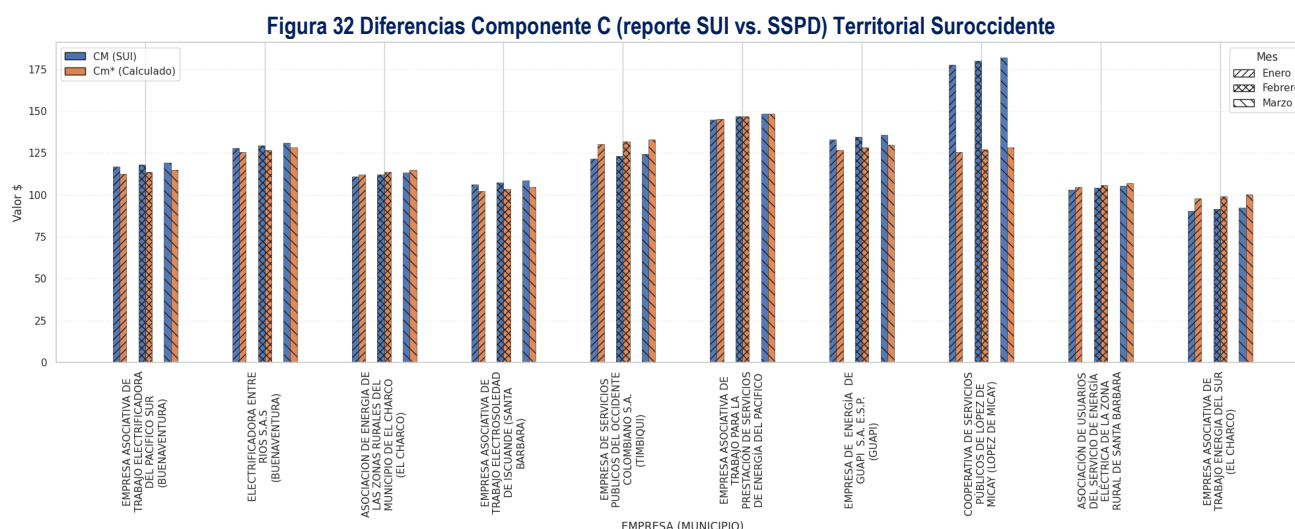
Figura 31 Comportamiento Componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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

realizando un ejercicio de comparación para el componente de comercialización, a continuación, se muestra el top 10 de empresas con mayor cantidad de suscriptores en la territorial correspondiente:



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Al respecto, se identifica que la COOPERATIVA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE LÓPEZ DE MICAY – COOSERPUL aun certifica en el SUI un valor superior al calculado por la SSPD que alcanza aproximadamente los 50\$/kWh de diferencia respecto al valor calculado conforme a la metodología tarifaria. De igual manera, las empresas EAT ELECTRIPACÍFICO SUR, ENTRE RÍOS S.A.S, E.A.T. ELECTROSOLEDAD y ENERGUAPI S.A. E.S.P. demuestran el componente de comercialización superior respecto a la información reportada al SUI por el mismo prestador. Las diferencias identificadas pueden originarse en el análisis de variables como el Consumo Facturado Medio (CFM) o en la aplicación del valor correspondiente a la medición.

8.6. 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 2026, 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 suscriptores 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

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

Dónde:
CU: Costo Unitario (\$/Kwh)
Gm: Cargo de Generación (\$/Kwh)
Dm: Cargo de Distribución (\$/Kwh)
Cm: Cargo de Comercialización (\$/Kwh)
p: Pérdidas de energía (10%)

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

Tabla 21 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Suroccidente

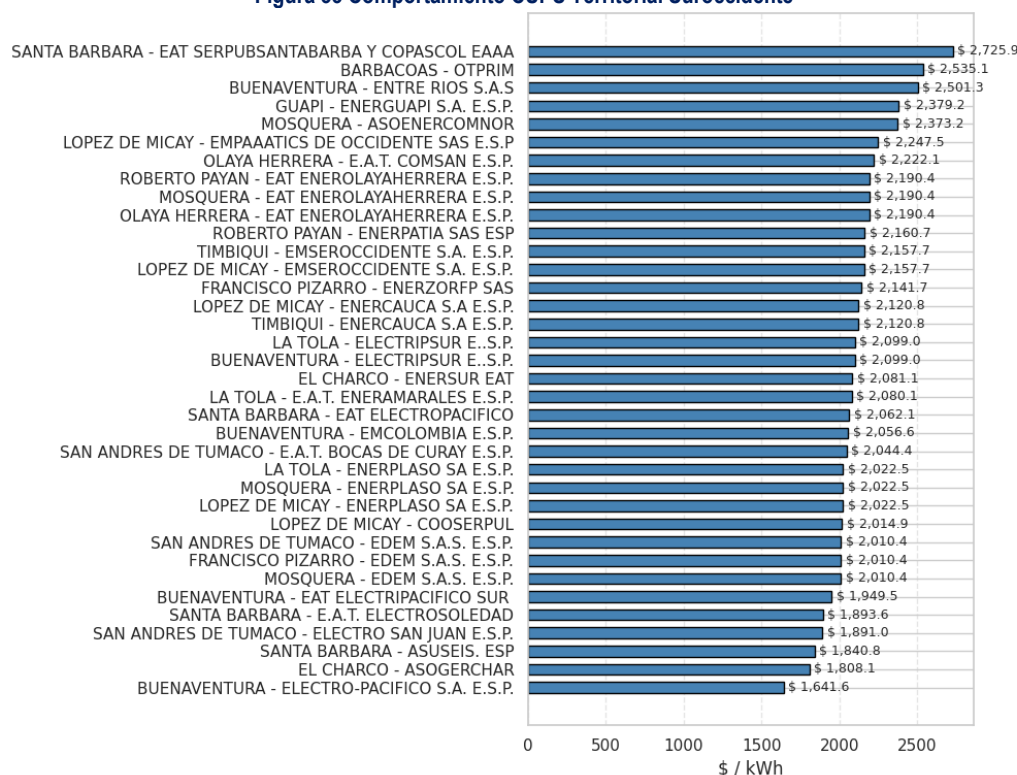
TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Enero (\$/kWh)	Febrero (\$/kWh)	Marzo (\$/kWh)	Promedio (\$/kWh)
SUROCCIDENTE	CAUCA	GUAPI	ENERGUAPI S.A. E.S.P.	2378	2381	2379	2379
		LOPEZ DE MICAY	COOSERPUL	2010	2018	2017	2015
			EMPAAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	2242	2250	2250	2247
			EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	2152	2162	2159	2158
			ENERCAUCA S.A E.S.P.	2117	2124	2121	2121
			ENERPLASO SA E.S.P.	2014	2025	2029	2022
		TIMBIQUI	EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	2152	2162	2159	2158
			ENERCAUCA S.A E.S.P.	2117	2124	2121	2121
	NARIÑO	BARBACOAS	OTPRIM	2528	2539	2538	2535
		EL CHARCO	ASOGERCHAR	1806	1811	1807	1808
			ENERSUR EAT	2077	2084	2082	2081
		FRANCISCO PIZARRO	EDEM S.A.S. E.S.P.	2016	2014	2001	2010
			ENERZORFP SAS	2129	2150	2146	2142
		LA TOLA	E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	2077	2083	2081	2080
			ELECTRIPSUR E.S.P.	2098	2101	2099	2099
			ENERPLASO SA E.S.P.	2014	2025	2029	2022
		MOSQUERA	ASOENERCOMMOR	2368	2375	2376	2373
			EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	2185	2194	2192	2190
			EDEM S.A.S. E.S.P.	2016	2014	2001	2010
			ENERPLASO SA E.S.P.	2014	2025	2029	2022
		OLAYA HERRERA	E.A.T. COMSAN E.S.P.	2215	2221	2231	2222
			EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	2185	2194	2192	2190
		ROBERTO PAYAN	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	2185	2194	2192	2190
			ENERPATIA SAS ESP	2156	2163	2163	2161
		SAN ANDRES DE TUMACO	E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	2035	2047	2052	2044
			EDEM S.A.S. E.S.P.	2016	2014	2001	2010
	VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA	ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	1934	1930	1810	1891
			ASUSEIS. ESP	1828	1837	1857	1841
			E.A.T. ELECTROSOLEDAD	1895	1899	1887	1894
			EAT ELECTROPACIFICO	2059	2064	2064	2062
			EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	2716	2730	2732	2726
			EAT ELECTRIPACIFICO SUR	1998	1856	1994	1949
			ELECTRIPSUR E.S.P.	2098	2101	2099	2099
			ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	1640	1641	1644	1642
			EMCOLOMBIA E.S.P.	2057	2060	2053	2057
			ENTRE RIOS S.A.S	2495	2501	2508	2501

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se puede evidenciar que las empresas ELECTRIPSUR ESP, EDEM, ENERPLASO SA ESP, EMSEROCCIDENTE SA ESP, ENERCAUCA SA ESP y EAT ENEROLAYAHERRERA ESP siguen reportando el mismo valor de CUPS para los diferentes municipios donde prestan el servicio de energía eléctrica, no obstante, es de tener en cuenta que este valor varía de acuerdo con la energía generada, la

cantidad de suscriptores, el valor de transporte del combustible y el consumo facturado medio para el año t-1, así las cosas, es muy baja la probabilidad de que los valores de CUPS sean iguales en dos mercados.

Figura 33 Comportamiento CUPS Territorial Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Los valores del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS) reportados para los prestadores de energía en Zonas No Interconectadas de la territorial Suroccidente evidencian diferencias sustanciales entre municipios y empresas, con un rango que va \$1.642 \$/kWh por ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P. (municipio de Buenaventura) hasta \$2.726 \$/kWh por EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA (municipio de Santa Barbara). Esta amplitud refleja que, mientras algunos prestadores operan con costos relativamente bajos, probablemente gracias a economías de escala, uso de tecnologías más eficientes o condiciones logísticas favorables, otros enfrentan estructuras de costos muy elevadas, que podrían estar asociadas a baja densidad de usuarios, dificultades de acceso y dependencia de combustibles fósiles para la generación. En el periodo analizado, se pudo observar que, la mayoría de las empresas presento un comportamiento semejante al del trimestre anterior con estabilidad relativa, con variaciones menores al 1 %.

8.7. Tarifas Aplicadas

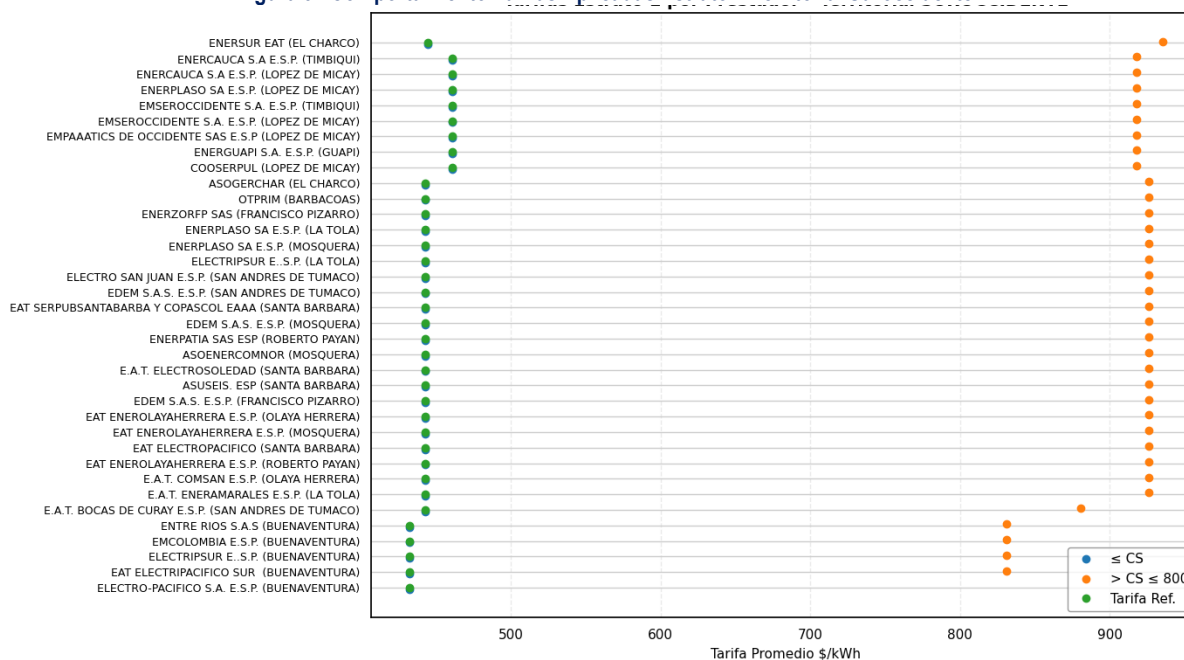
De acuerdo con lo previsto en el artículo 2 de la Resolución MME 40239 de 2022 del Ministerio de Minas y Energía, las tarifas a aplicar a los suscriptores residenciales de las ZNI corresponden a las tarifas de referencia aplicadas a los Suscriptores Residenciales de estrato e, conectado al nivel de tensión 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 debe tomar 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.

Tabla 22 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Suroccidente

TERRITORIAL	Departamento	Municipio	Prestador	Estrato 1<=CS	Estrato 1>CS<=800	Tarifa de Referencia
SUROCCIDENTE	CAUCA	GUAPI	ENERGUAPI S.A. E.S.P.	460,66	918,09	460,66
			COOSERPUL	460,66	918,09	460,66
		LOPEZ DE MICAY	EMPAAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	460,66	918,09	460,66
			EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	460,66	918,09	460,66
			ENERCAUCA S.A E.S.P.	460,66	918,09	460,66
			ENERPLASO SA E.S.P.	460,66	918,09	460,66
	NARIÑO	TIMBIQUI	EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	460,66	918,09	460,66
			ENERCAUCA S.A E.S.P.	460,66	918,09	460,66
		BARBACOAS	OTPRIM	442,59	925,99	442,59
			ASOGERCHAR	442,59	925,99	442,59
		EL CHARCO	ENERSUR EAT	444,18	935,28	444,18
			EDEM S.A.S. E.S.P.	442,59	925,99	442,59
		FRANCISCO PIZARRO	ENERZORFP SAS	442,59	925,99	442,59
			E.A.T. ENERAMARALE S.E.S.P.	442,45	925,99	442,59
		LA TOLA	ELECTRIPSUR E..S.P.	442,59	925,99	442,59
			ENERPLASO SA E.S.P.	442,59	925,99	442,59
		MOSQUERA	ASOENERCOMNOR	442,59	925,99	442,59
			EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	442,59	925,99	442,59
			EDEM S.A.S. E.S.P.	442,59	925,99	442,59
			ENERPLASO SA E.S.P.	442,59	925,99	442,59
		OLAYA HERRERA	E.A.T. COMSAN E.S.P.	442,59	925,99	442,59
			EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	442,59	925,99	442,59
		ROBERTO PAYAN	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	442,59	925,99	442,59
			ENERPATIA SAS ESP	442,59	925,99	442,59
		SAN ANDRES DE TUMACO	E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	442,59	880,43	442,59
			EDEM S.A.S. E.S.P.	442,59	925,99	442,59
			ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	442,59	925,99	442,59
		SANTA BARBARA	ASUSEIS. ESP	442,59	925,99	442,59
			E.A.T. ELECTROSOLEDAD	442,59	925,99	442,59
			EAT ELECTROPACIFICO	442,59	925,99	442,59
			EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	442,59	925,99	442,59
	VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA	EAT ELECTRIPACIFICO SUR	431,94	830,99	431,94
			ELECTRIPSUR E..S.P.	431,94	830,99	431,94
			ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	431,94	0,00	431,94
			EMCOLOMBIA E.S.P.	431,94	830,99	431,94
			ENTRE RIOS S.A.S	431,94	830,99	431,94

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Figura 34 Comportamiento Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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 445,17 \$/kWh

8.8. Subsidios

Para el primer trimestre de 2026 en esta territorial, el valor total de subsidios alcanzó los 17.273.868.289,85 COP de los cuales el 99,9% corresponden a subsidios del estrato 1, mientras que el 0,1% restante son subsidios en sector comercial/industrial y oficial. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado:

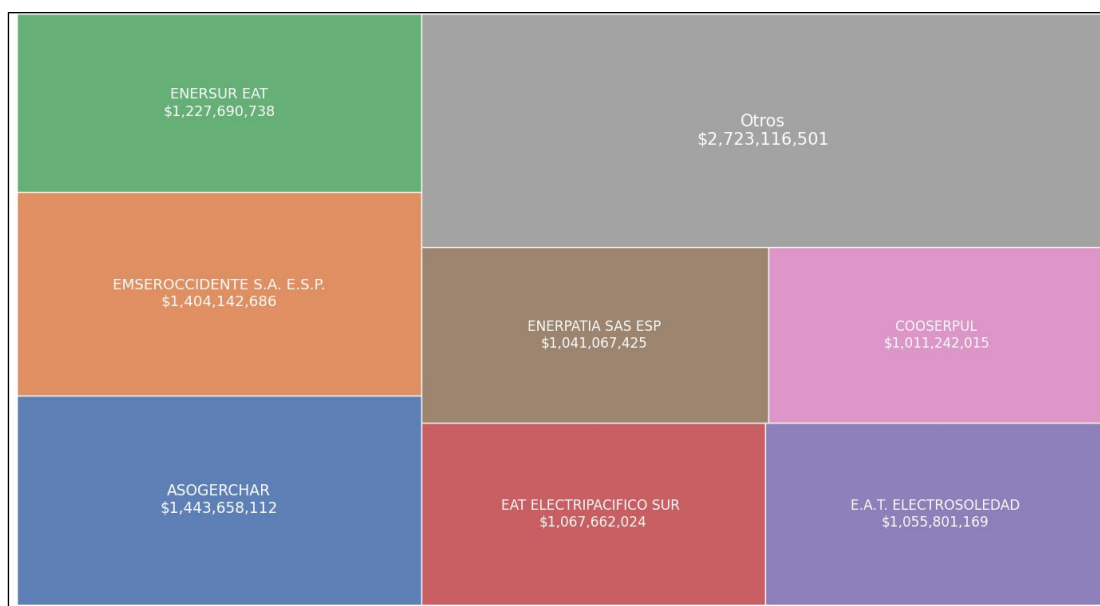
Tabla 23 Subsidios aplicados por estrato-Uso – primer trimestre de 2026 (COP - %) – Territorial Suroccidente

	Enero - Valor Subsidio	Enero - %	Febrero - Valor Subsidio	Febrero - %	Marzo - Valor Subsidio	Marzo - %
Estrato 1	\$ 5.855.104.791,42	99.9%	\$ 5.532.407.756,60	99.9%	\$ 5.886.355.741,83	99.9%
Estrato 2	\$ -	0.0%	\$ -	0.0%	\$ -	0.0%
Estrato 3	\$ -	0.0%	\$ -	0.0%	\$ -	0.0%
Oficial	\$ 5.705.505,00	0.1%	\$ 4.258.052,28	0.1%	\$ 6.285.054,00	0.1%
Comercial - Ind.	\$ 1.137.769,34	0.0%	\$ 825.034,14	0.0%	\$ 1.556.208,32	0.0%
Total	\$ 5.861.948.065,42	100.0%	\$ 5.537.490.841,99	100.0%	\$ 5.894.197.004,21	100.0%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-ZNI

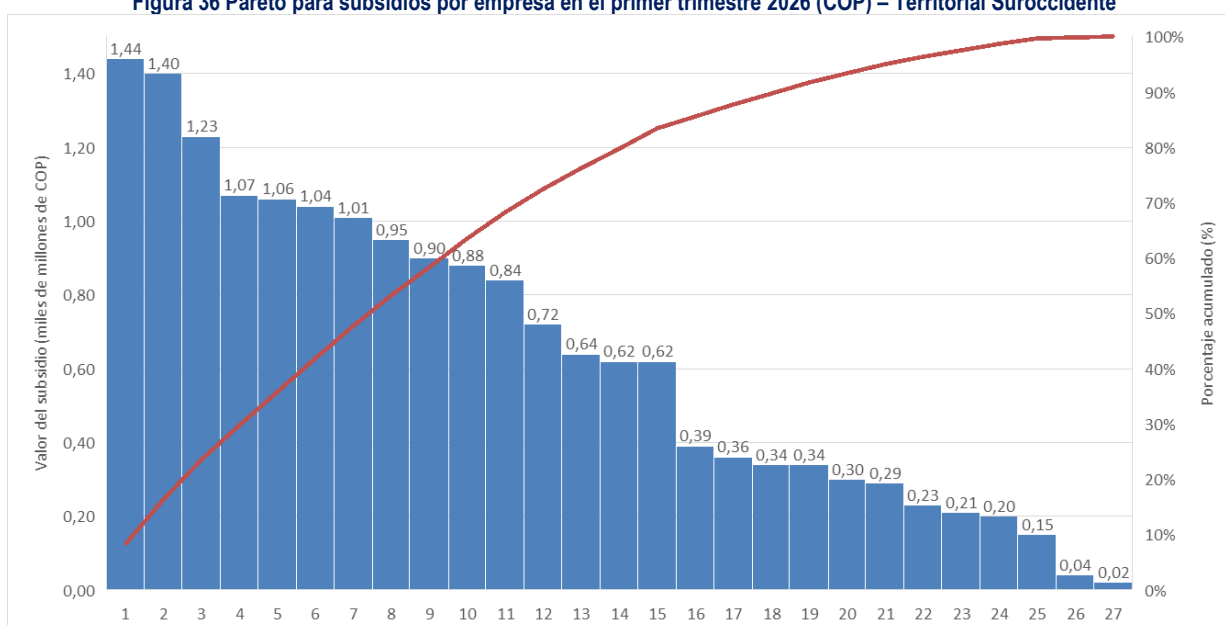
A continuación, se presenta un diagrama de rectángulos con la distribución de subsidios reportados por las empresas con más asignación de subsidios de la dirección territorial suroccidente.

Figura 35 Distribución de subsidios por empresa en el primer trimestre 2026 (COP) – Territorial Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Figura 36 Pareto para subsidios por empresa en el primer trimestre 2026 (COP) – Territorial Suroccidente



#	SIGLA	Valor (mm COP)	% acumulado
1	ASOGERCHAR	1,44	8,3%
2	EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	1,40	16,5%
3	ENERSUR EAT	1,23	23,6%
4	EAT ELECTROPACIFICO SUR	1,07	29,7%
5	E.A.T. ELECTROSOLEDAD	1,06	35,8%
6	ENERPATIA SAS ESP	1,04	41,9%
7	COOSERPUL	1,01	47,7%
8	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	0,95	53,2%
9	ENTRE RIOS S.A.S	0,90	58,4%
10	ENERGUAPI S.A. E.S.P.	0,88	63,5%
11	EMCOLOMBIA E.S.P.	0,84	68,3%
12	ASUSEIS. ESP	0,72	72,5%
13	ENERCAUCA S.A E.S.P.	0,64	76,2%
14	ELECTRIPSUR E..S.P.	0,62	79,8%
15	EDEM S.A.S. E.S.P.	0,62	83,4%
16	EAT ELECTROPACIFICO	0,39	85,6%
17	ENERZORFP SAS	0,36	87,7%
18	ENERPLASO SA E.S.P.	0,34	89,7%
19	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	0,34	91,6%
20	ASOENERCOMNOR	0,30	93,4%
21	EMPAAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	0,29	95,0%
22	OTPRIM	0,23	96,4%
23	E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	0,21	97,6%
24	ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	0,20	98,8%
25	E.A.T. COMSAN E.S.P.	0,15	99,6%
26	E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	0,04	99,9%
27	EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	0,02	100,0%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

9. Territorial Nororiente

9.1. Cargo de Generación (G)

El análisis realizado para el cargo de generación correspondiente al primer trimestre de 2026 se fundamentó en la información reportada por las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica que operan mediante generación distribuida con tecnología diésel.

La determinación de los Cargos Máximos de Generación se efectúa a partir del costo regulado de la inversión asociado a cada tecnología, los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM), las horas efectivas de prestación del servicio y las pérdidas reconocidas dentro del marco regulatorio vigente.

En este sentido, el prestador del servicio establece los cargos máximos por energía generada o por capacidad disponible como la suma de los costos de inversión y los costos de AOM para cada tipo de tecnología, conforme a lo dispuesto en la Resolución CREG 091 de 2007 y la Resolución CREG 057 de 2009.

Es relevante considerar que una proporción significativa del parque de generación instalado en las Zonas No Interconectadas (ZNI) opera con combustibles fósiles. En consecuencia, los cargos máximos regulados deben reflejar una correcta aplicación de las variables asociadas a la operación y mantenimiento de los generadores, siendo el consumo de combustible uno de los factores más

determinantes en las variaciones observadas del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS). A continuación, se presentan los valores observados con relación a los cargos de generación, así como su comportamiento por departamento de acuerdo a la información reportada en SUI.

En la territorial nororiente, para el periodo en análisis, se obtuvo únicamente el reporte de información de la empresa ELECTRIFICADORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P., quien presta el servicio en una localidad del municipio de Cartagena de Indias, Bolívar a un promedio de 427 suscriptores, respecto a los costos de generación, se tiene la siguiente información:

Tabla 24 Cargos Componente (G) Territorial Nororiente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Enero (\$/kWh)	Febrero (\$/kWh)	Marzo (\$/kWh)	Promedio (\$/kWh)
NORORIENTE	BOLÍVAR	CARTAGENA	ELECTRO-PACIFICO S.A.	965	965	948	959

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

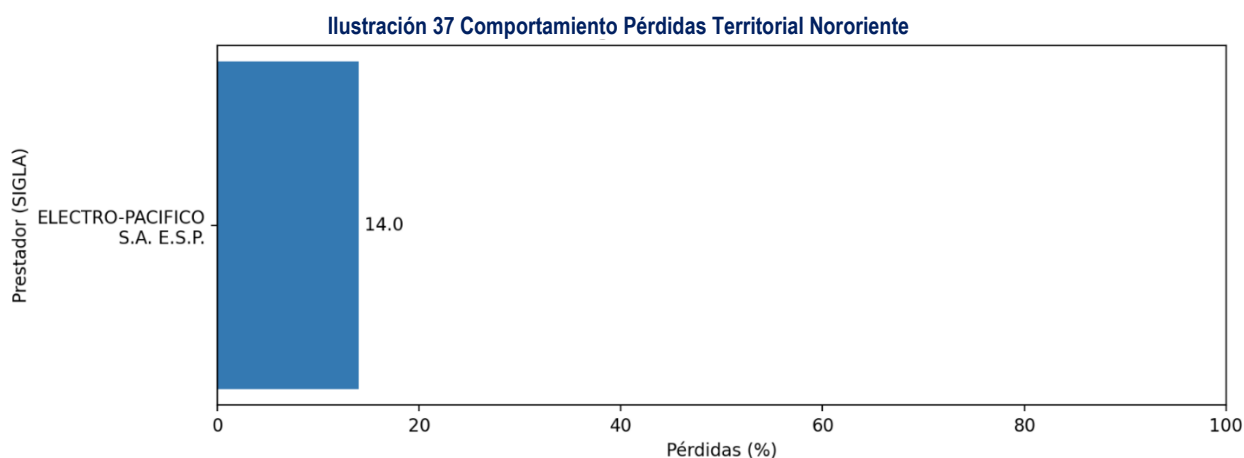
9.2. Combustible

Durante la revisión de la información en el SUI, se identifica que la empresa ELECTRO-PACIFICO S.A. no ha reportado el formato «IC6 - Reporte Comercial Generadores Diésel» para el trimestre objeto de análisis.

9.3. Pérdidas

Ahora conforme a las pérdidas comerciales cabe recordar que estas son producto de la diferencia entre energía generada y energía facturada; conforme a la información reportada y certificada en el SUI por parte de la empresa ELECTRO PACIFICO S A E S P para el primer trimestre del año en curso, se observó que las pérdidas para el periodo analizado alcanzaron el 14%.

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



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

9.4. Componente de Distribución (D)

El análisis realizado del comportamiento del cargo de distribución para el primer trimestre del año 2026, 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 valor de este cargo está directamente vinculado con el componente que reconoce la remuneración de inversiones (tenencia de activos) para la actividad de distribución, lo que explica la existencia de diferencias significativas entre 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. Cabe resaltar que, al haberse cumplido los plazos establecidos en la regulación, el inventario certificado por las empresas a la fecha debe estar totalmente reportado y actualizado.

Por lo tanto, se presenta la información de la territorial nororiental con la empresa de las ZNI que reportó información respecto a los cargos de distribución:

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

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Enero (\$/kWh)	Febrero (\$/kWh)	Marzo (\$/kWh)	Promedio (\$/kWh)
NORORIENTE	BOLÍVAR	CARTAGENA DE INDIAS	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	131	131	131	131

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

9.5. Componente de Comercialización (C)

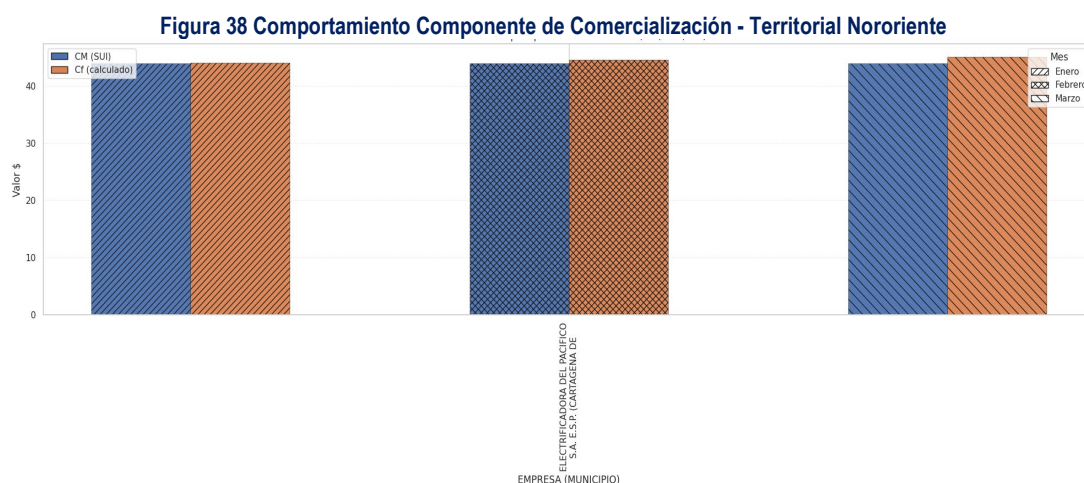
El Cargo Máximo Base de Comercialización C*o, fue establecido en el artículo 37 de la Resolución CREG 091 de 2007 y corresponde a un valor mensual de \$3.834 por factura (\$ de diciembre de 2006); éste depende de la existencia de medición o aforo de carga.

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

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	MUNICIPIO	Enero (\$/kWh)	Febrero (\$/kWh)	Marzo (\$/kWh)	Promedio (\$/kWh)
NORORIENTE	BOLÍVAR	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	CARTAGENA DE INDIAS	43,98	43,98	43,98	43,98

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

9.6. 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 2026, 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 suscriptores 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

$CU_{nm} = \frac{Gm}{1 - p} + Dm, n + Cm$	Dónde: CU: Costo Unitario (\$/Kwh) Gm: Cargo de Generación (\$/Kwh) Dm: Cargo de Distribución (\$/Kwh) Cm: Cargo de Comercialización (\$/Kwh) p: Pérdidas de energía (10%)
---	---

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

Tabla 27 Costos Unitarios de Prestación del Servicio Territorial Nororient

TERRITORIAL	MUNICIPIO	SIGLA	Enero (\$/kWh)	Febrero (\$/kWh)	Marzo (\$/kWh)
NORORIENTE	CARTAGENA DE INDIAS	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	1247	1247	1229

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

9.7. 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 suscriptores residenciales de las ZNI corresponden a las tarifas de referencia aplicadas a los suscriptores 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 debe tomar 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.

Tabla 28 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Nororient

Territorial	Departamento	Municipio	Prestador	Estrato 1 <=CS	Estrato 1 >CS <=800	Tarifa Referencia
NORORIENTE	BOLÍVAR	CARTAGENA DE INDIAS	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	488,46	0	488,46

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se identifica que el prestador ELECTRO-PACIFICO S.A.E.S.P. para el municipio de Jurado registra mediante el formato IC1 usuarios con consumos de energía eléctrica superiores al Consumo Básico de Subsistencia hasta 800 kWh, información que presuntamente el prestador no está teniendo en cuenta para el reporte del formato de tarifas aplicadas, mediante comunicación formal se solicitará al prestador aclarar por los motivos por los cuales reportan cero en el campo Estrato 1 >CS <=800.

9.8. Subsidios

Para el primer trimestre de 2026 en esta territorial, el valor total de subsidios alcanzó los \$162.248.742 COP de los cuales el 99,9% corresponden a subsidios del estrato 1, mientras que el 0,1% restante son subsidios en sector comercial/industrial. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado:

Tabla 29 Subsidios aplicados por estrato-Uso – Primer trimestre de 2026 (COP - %) – Territorial Nororiental

	Enero - Valor Subsidio	Enero - %	Febrero - Valor Subsidio	Febrero - %	Marzo - Valor Subsidio	Marzo - %
Estrato 1	\$ 56.932.620	99.9%	\$ 53.535.978	99.9%	\$ 51.624.057	99.9%
Estrato 2	\$ -	0.0%	\$ -	0.0%	\$ -	0.0%
Estrato 3	\$ -	0.0%	\$ -	0.0%	\$ -	0.0%
Oficial	\$ -	0.0%	\$ -	0.0%	\$ -	0.0%
Comercial - Ind.	\$ 71.594	0.1%	\$ 54.557	0.1%	\$ 29.936	0.1%
Total	\$ 57.004.215	100.0%	\$ 53.590.535	100.0%	\$ 51.653.993	100.0%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

10. Generadores Puros

En algunos casos, la generación es realizada por generadores puros a quienes se les reconocen costos reales mediante Resolución del MME 91873 del 2012. Si bien se observa que CEDENAR es generador para el mercado de Puerto Leguízamo, es necesario indicar que EMPULEG E.S.P., también realiza la actividad de generación en las localidades menores donde presta el servicio de energía. Ahora bien, GENSA es generador en los mercados de Inírida, Mitú y Bahía Solano. Finalmente, GENERCOL S.A.S E.S.P, es generador en el municipio de Unguía, Chocó.

Tabla 30 Consumo de combustible -Generadores Puros

Mes	Enero		Febrero				Marzo			
SIGLA	Diésel Utilizado (Gal)	Efic (kWh/ Gal)	Diésel Utilizado (Gal)	Δ Diésel %	Efic (kWh/ Gal)	Δ Efic %	Diésel Utilizado (Gal)	Δ Diésel %	Efic (kWh /Gal)	Δ Efic %
GENERCOL SAS ESP (Ungía)	33880	11.11	33880	0.00	11.11	0.00	28640	-15.47	15.62	40.56
GENSA S.A. ESP (Bahía Solano)	17836	12.98	27808	55.91	13.46	3.74	53543	92.55	12.94	-3.88
CEDENAR S.A. E.S.P. (Puerto Leguízamo)	88728	12.37	81370	-8%	12.39	0%	98626	21%	12.43	0.33%
GENSA S.A. ESP (Inírida y Mitú)	270290	13.49	279054	3%	13.53	0%	328014	18%	13.48	-0.38%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

En general las plantas de los generadores puros presentan eficiencias promedio cercanas a los 12,78 kWh/Gal, para el trimestre, la mayor eficiencia la presenta GENERCOL para el mes de marzo con un valor de 15,62 kWh/Gal presentando una mejora del 40% con respecto a los meses anteriores, donde se evidencian las menores eficiencias de todos los generadores con 11.11 kWh/Gal. Por otro lado, el consumo de diésel de GENSA S.A. en Bahía Solano aumentó un 200%. Este incremento se debió a una

reducción en los niveles de la fuente hídrica en la Micro Central Eléctrica (MCE); al tratarse de un sistema híbrido, la planta diésel tuvo que compensar la falta de generación hidráulica."

11. Áreas de Servicio Exclusivo (ASE)

11.1. Tarifas aplicadas

De acuerdo con la Ley 142 de 1994 y la Resolución CREG 091 de 2007, un Área de Servicio Exclusivo (ASE) es el área geográfica correspondiente a los municipios, cabeceras municipales y centros poblados sobre las cuales la autoridad competente otorga exclusividad en la prestación del servicio mediante contratos.

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

La primera ASE es la correspondiente a 38 localidades del departamento del Amazonas, ubicadas en los municipios de Leticia, Puerto Nariño, Puerto Alegría, Puerto Arica, Puerto Santander, El Encanto, La Chorrera, La Pedrera, Miriti - Parana y Tarapaca, atendidas por la empresa Energía para el Amazonas SA ESP (ENAM).

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

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

La segunda ASE corresponde al archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, 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 2026, se encontró que las empresas ENAM y SOPESA, prestaron el servicio en 40 localidades llegando a 41.668 suscriptores en promedio que representan el 18,01 % del total de suscriptores atendidos en la ZNI durante el periodo analizado.

Para el primer trimestre de 2026 dentro de las ASES, en el comportamiento de la tarifa aplicada a los suscriptores de estrato 1, cuyo consumo es menor o igual al consumo de subsistencia, mantiene el mismo costo por departamento, siendo SOPESA el prestador con la tarifa más baja.

La tarifa aplicada a los suscriptores de Estrato 1 que superan el consumo de subsistencia pero que se mantienen por debajo de un límite de 800 kWh/mes, presenta una variación según la ubicación y el rango de consumo. Por ejemplo, en Leticia y Puerto Nariño, el valor del consumo mayor al CS es de 1012,05 \$/kWh, mientras que en otros municipios del Amazonas es de 1677,32 \$/kWh.

Tabla 31 Tarifas Aplicadas 1er trimestre 2026 – ASE

Territorial	Departamento	Municipio	Prestador	Estrato 1 <=CS (\$/kWh)	Estrato 1 >CS <=800 (\$/kWh)
ASES	AMAZONAS	EL ENCANTO	ENAM	383,77	1677,32
ASES		LA CHORRERA	ENAM	383,77	1677,32
ASES		LA PEDRERA	ENAM	383,77	1677,32
ASES		LA VICTORIA	ENAM	383,77	1677,32
ASES		LETICIA	ENAM	383,77	1012,05
ASES		MIRITI - PARANA	ENAM	383,77	1677,32
ASES		PUERTO ALEGRIA	ENAM	383,77	1677,32
ASES		PUERTO ARICA	ENAM	383,77	1677,32
ASES		PUERTO NARINO	ENAM	383,77	1012,05
ASES		PUERTO SANTANDER	ENAM	383,77	1677,32
ASES		TARAPACA	ENAM	383,77	1677,32
ASES	ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRÉS,	PROVIDENCIA	SOPESA S.A.	348,68	658,53
ASES	PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA	SAN ANDRES	SOPESA S.A.	348,68	658,53

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

11.2. 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 suscriptores por estrato socioeconómico, durante el primer trimestre de 2026.

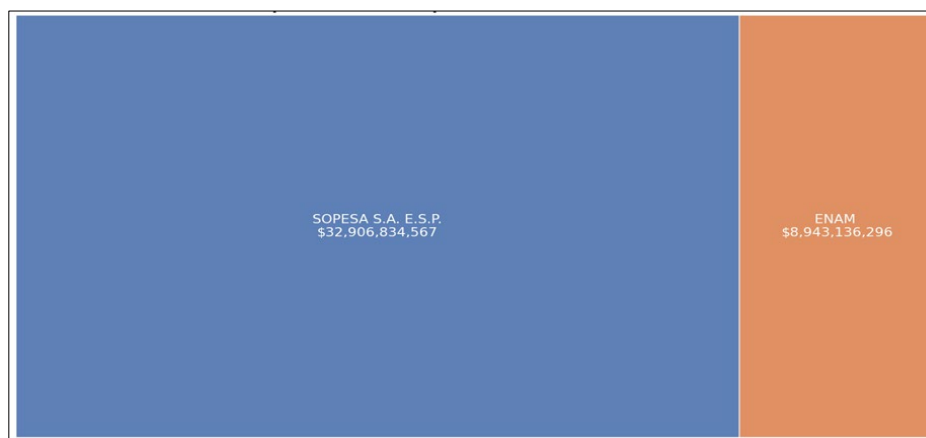
Tabla 32 Subsidios aplicados por estrato-Uso – primer trimestre de 2026 (COP - %) – ASE

	Enero - Valor Subsidio	Enero - %	Febrero - Valor Subsidio	Febrero - %	Marzo - Valor Subsidio	Marzo - %
Estrato 1	\$ 1.670.390.424	11.1%	\$ 1.577.974.002	11.0%	\$ 1.470.620.972	11.7%
Estrato 2	\$ 2.555.420.074	17.1%	\$ 2.437.989.184	17.1%	\$ 2.156.512.506	17.1%
Estrato 3	\$ 1.934.445.371	12.9%	\$ 1.855.197.797	13.0%	\$ 1.616.419.350	12.9%
Oficial	\$ 1.218.009.890	8.1%	\$ 1.117.771.091	7.8%	\$ 1.026.631.684	8.2%
Comercial - Ind.	\$ 5.986.272.091	40.0%	\$ 5.793.994.922	40.5%	\$ 4.801.136.657	38.2%
Total	\$ 14.983.292.533	100.0%	\$ 14.290.585.235	100.0%	\$ 12.576.093.095	100.0%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

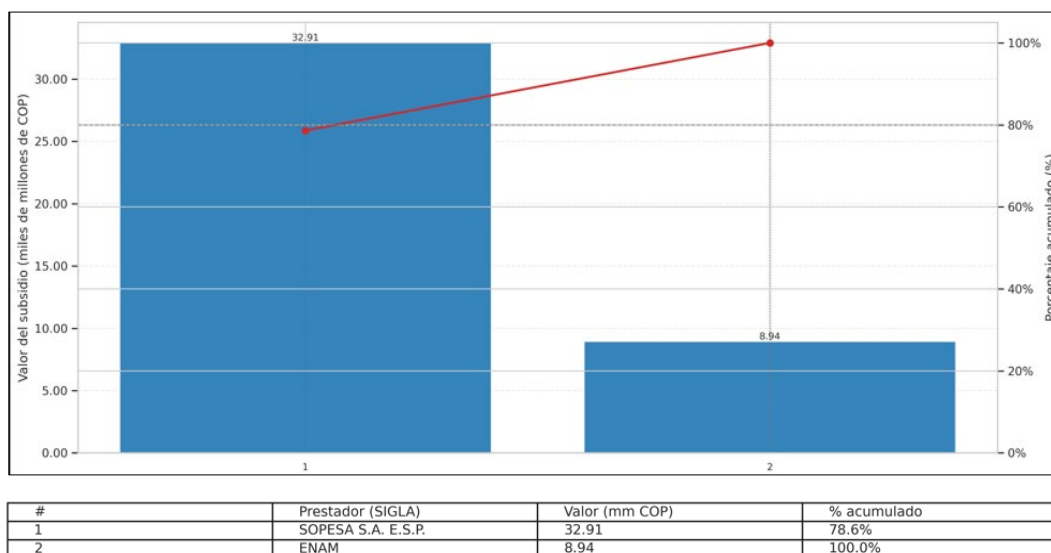
A continuación, se presenta un diagrama por bloques con la participación que tuvieron las empresas SOPESA y ENAM en el total de subsidios reportados para el primer trimestre de 2026 en las ASE.

Figura 39 Distribución de subsidios por empresa en el primer trimestre 2026 (COP) – ASE



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Figura 40 Pareto de subsidios por empresa en el primer trimestre 2026 (COP) – ASE



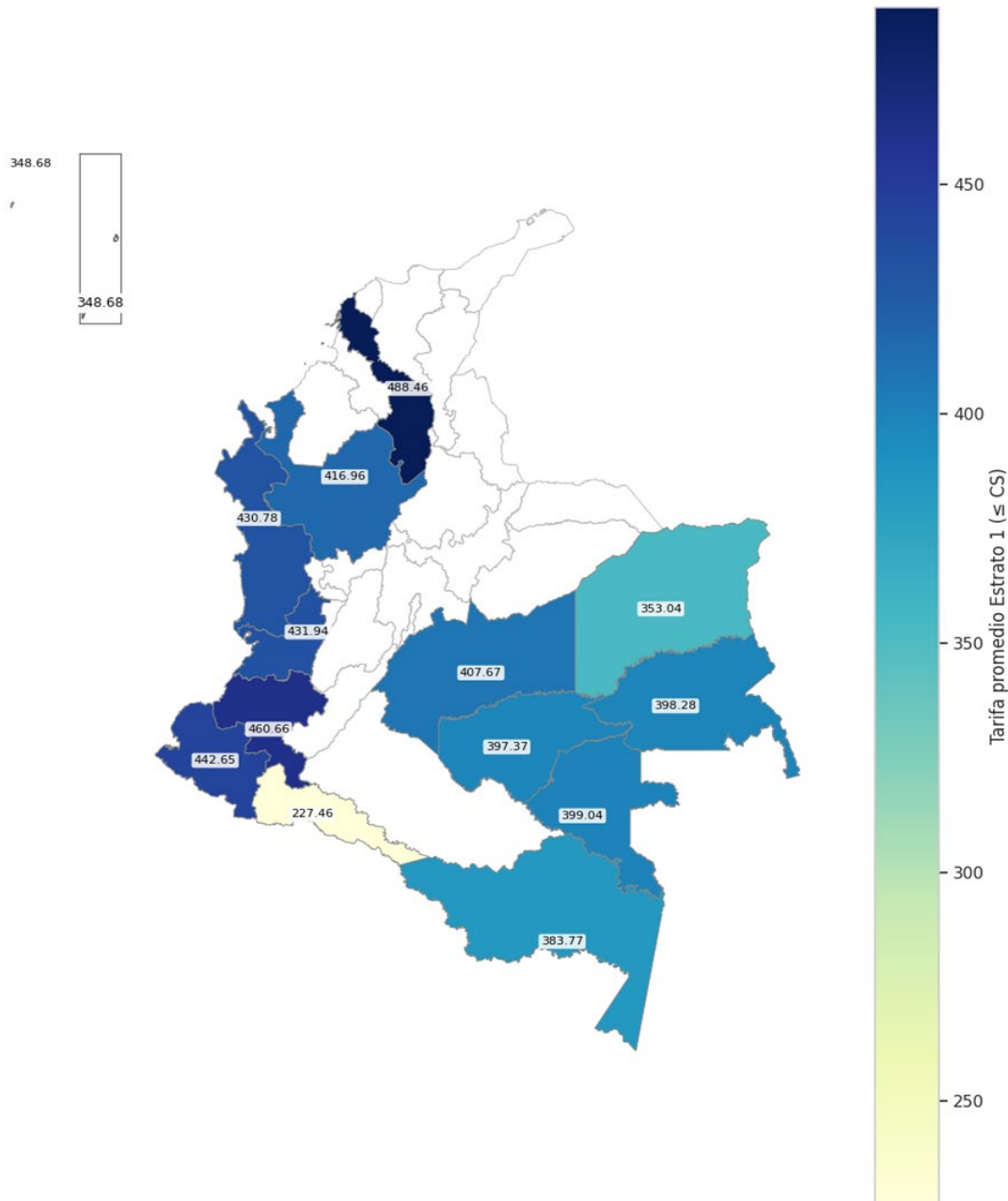
Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

En este caso, la estructura de subsidios presenta un patrón muy distinto al observado a nivel nacional, con una concentración atípicamente alta en el sector comercial e industrial, que representa en promedio el 40 % del total mensual, mientras que, la participación relativamente estable de los subsidios asignados a los estratos residenciales 1, 2 y 3 combinados supera un tercio del total mensual, lo que se aparta del principio de focalización social previsto en la Ley 142 de 1994 y en los lineamientos del Fondo de Solidaridad.

12. 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.

Figura 41 Distribución de la tarifa promedio aplicada a estrato 1 por departamentos



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

13. Información consolidada de Subsidios para el trimestre

El cálculo de los subsidios por menores tarifas del sector eléctrico en las Zonas No Interconectadas (ZNI) se rige por la Resolución MME 40239 de 2022. Los criterios de cálculo varían según el tipo de suscriptores y el tamaño de la localidad:

- Suscriptores residenciales en localidades de más de 300 suscriptores subsidiables: El cálculo se realiza mediante la fórmula establecida en el artículo 5 de la resolución.
- Suscriptores residenciales en localidades de menos de 300 suscriptores subsidiables: Se aplican los criterios específicos de horas de prestación y consumos máximos subsidiables, según lo indicado en el artículo 6.
- Suscriptores no residenciales: El cálculo se determina de acuerdo con lo establecido en el artículo 8 de la misma normativa.

A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios aplicados para cada mes durante el primer trimestre de 2026, que reciben suministro de energía mediante tecnología Diésel.

Tabla 33 Subsidios aplicados en el primer trimestre de 2026 (COP)

Mes	Enero - Valor Subsidio (COP)	Enero - %	Febrero - Valor Subsidio (COP)	Febrero - %	Marzo - Valor Subsidio (COP)	Marzo - %
ESTRATO 1	\$ 13.907.864.764,99	43,9	\$ 13.110.414.014,76	44,5	\$ 14.022.459.504,88	48,2
ESTRATO 2	\$ 3.670.792.899,99	11,6	\$ 3.543.904.521,16	12	\$ 3.422.595.969,50	11,8
ESTRATO 3	\$ 1.994.975.909,64	6,3	\$ 1.917.456.243,62	6,5	\$ 1.689.142.295,57	5,8
ESTRATO 4	\$ 610.893.564,00	1,9	\$ 607.858.301,00	2,1	\$ 601.495.275,00	2,1
ESTRATO 5	\$ 743.542.327,00	2,3	\$ 659.107.928,00	2,2	\$ 650.989.938,00	2,2
ESTRATO 6	\$ 264.318.792,00	0,8	\$ 240.692.010,00	0,8	\$ 252.286.713,00	0,9
OFICIAL	\$ 3.032.105.285,34	9,6	\$ 2.528.188.009,34	8,6	\$ 2.422.394.931,47	8,3
COMERCIAL/INDUSTRIAL	\$ 7.440.227.353,58	23,5	\$ 6.832.304.247,72	23,2	\$ 6.038.958.293,96	20,8
TOTAL	\$ 31.664.720.896,59	100	\$ 29.439.925.274,54	100	\$ 29.100.322.922,61	100

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Una vez analizada la información, se resalta que el patrón de asignación de subsidios muestra una concentración relevante en los estratos más bajos. Los estratos residenciales 1, 2 y 3 reciben una proporción significativa y relativamente estable, representando en conjunto alrededor del 61,8% en enero y aumentando ligeramente al 65,8% en marzo, lo que refleja una focalización coherente con los principios de equidad establecidos en la Ley 142 y sus modificaciones. Sin embargo, el sector oficial muestra una variación importante, pasando del 9,6% del total de subsidios en enero a solo el 8,3% en marzo, lo que indica un cambio importante en la distribución de estos recursos en el período analizado. En este sentido, el sector comercial/industrial experimenta un cambio similar al sector Oficial, disminuyendo su participación del 23,5% en enero a menos del 20,8% para el final del trimestre.

14. Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas (SISFV)

Inicialmente, por medio de la resolución CREG 166 del 2020, expedida el 3 de septiembre del 2020, se define una tarifa transitoria para la prestación del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas mediante soluciones solares individuales AC con potencia mayor a 0.5 kW.

Sin embargo, la Comisión de Regulación de Energía Gas, por medio de la resolución CREG 101 026 del 2022, define la formula tarifario general para establecer la remuneración de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante Soluciones Solares Individuales Solares Fotovoltaicas en las Zonas No Interconectadas, como se indica a continuación.

$$CU_m = I_m + AMGC_m$$

Dado que la Resolución 101 026 de 2022 actualiza la metodología de cálculo del CUPS respecto a lo establecido en la Resolución CREG 166 de 2020; y que mediante la Resolución CREG 101 026 de 2023 se determinan los parámetros de cálculo y se define la tasa de descuentos para la remuneración del servicio de energía eléctrica mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas en Zonas No Interconectadas, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, en julio de 2025, ha establecido la versión 2, de los lineamientos para el reporte de información especial referente a dichas soluciones.

Es de esta forma que, este nuevo lineamiento introduce cinco nuevos formatos (52 Usuarios SISFV, Nivel de servicio Ofertado, 53 elementos de la Unidad Constructiva, 54 AMG Cm Actividades de Administración, Mantenimiento y Gestión Comercial, 55 Cargos Máximos Aplicados y 69 Variables de Calculo Costo Unitario), siendo los dos primeros formatos con los que se reporta el nivel de servicio ofertado como parte del acuerdo especial definido con cada usuario y los elementos pertenecientes al sistema de Solución Individual Solar Fotovoltaico, con detalle de propiedad como lo requiere la resolución CREG 101 026 de 2022, para determinar el valor del Costo Unitario, los siguientes dos formatos establecen aspectos relacionados con la disponibilidad del servicio a través de SISFV, los valores del Costo Unitario calculados, Subsidios y valor de la tarifa trasladada a usuario.

Finalmente, existe un último formato que recopila los valores de las variables necesarias para el cálculo del Costo Unitario. Este se determina para cada uno de los mercados atendidos por las empresas prestadoras en las Zonas No Interconectadas (ZNI) del país.

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 SISFV en ZNI.

Conforme a lo anterior y de acuerdo con la información reportada en SUI por parte de cada uno de los prestadores, para los formatos anteriormente mencionados, se evidencio que para el primer trimestre de 2026 se obtuvo información de 8 empresas prestadoras del servicio mediante SISFV. A continuación, se encuentra registrada la información de los CU promedios que las empresas han reportado a través de PROMAIL para el trimestre analizado.

Tabla 34 Costo Unitario Promedio Esquema Ciclos– Primer Trimestre de 2026 (COP)

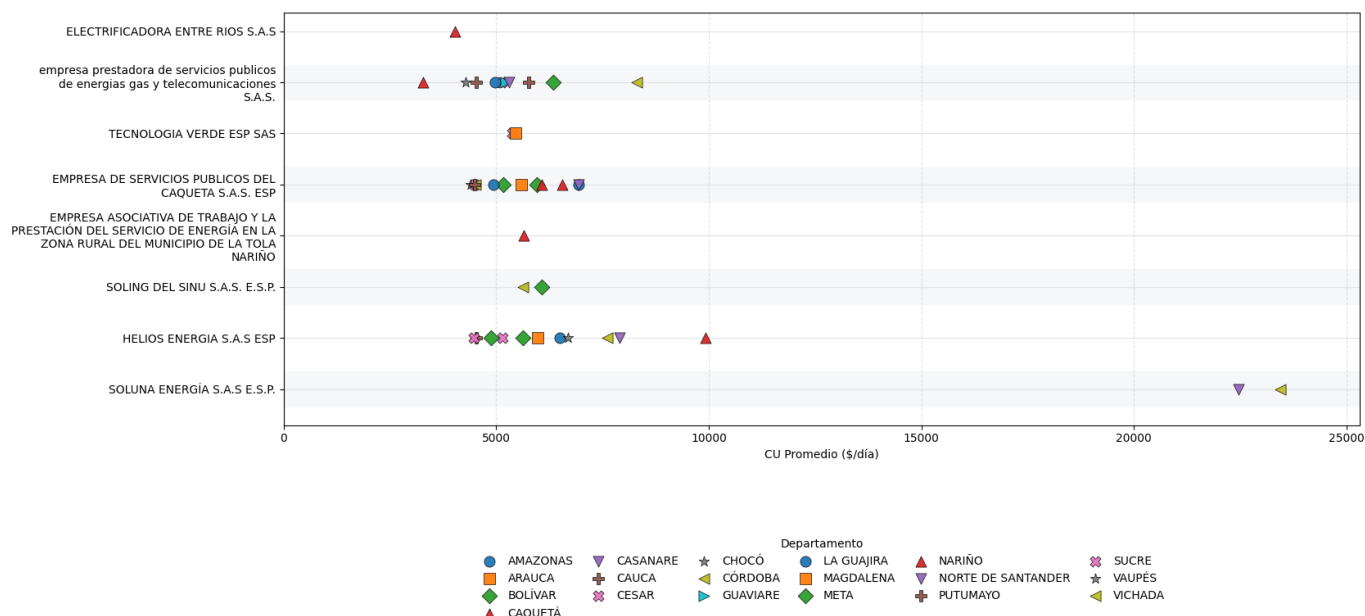
EMPRESA	DEPARTAMENTO	CU PROMEDIO (\$)
ELECTRIFICADORA ENTRE RIOS S.A.S	NARIÑO	\$ 4.031
EMPRESA ASOCIATIVA DE TRABAJO Y LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA EN LA ZONA RURAL DEL MUNICIPIO DE LA TOLA NARIÑO	NARIÑO	\$ 5.645
EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DEL CAQUETA S.A.S. ESP	AMAZONAS	\$ 6.932
	ARAUCA	\$ 5.582
	BOLÍVAR	\$ 5.164
	CAQUETÁ	\$ 6.542
	CASANARE	\$ 6.929
	CESAR	\$ 4.484
	CHOCÓ	\$ 4.396
	CÓRDOBA	\$ 4.516
	LA GUAJIRA	\$ 4.937
	META	\$ 5.944
	NARIÑO	\$ 6.073
	PUTUMAYO	\$ 4.484
empresa prestadora de servicios públicos de energías gas y telecomunicaciones S.A.S.	CAUCA	\$ 5.758
	CESAR	\$ 5.116
	CHOCÓ	\$ 4.283
	GUAVIARE	\$ 5.230
	LA GUAJIRA	\$ 4.979
	META	\$ 6.346
	NARIÑO	\$ 3.285
	NORTE DE SANTANDER	\$ 5.306
	PUTUMAYO	\$ 4.536
	VICHADA	\$ 8.300
HELIOS ENERGIA S.A.S ESP	BOLÍVAR	\$ 4.878
	CAQUETÁ	\$ 9.923

EMPRESA	DEPARTAMENTO	CU PROMEDIO (\$)
	CASANARE	\$ 7.890
	CESAR	\$ 5.151
	CÓRDOBA	\$ 7.617
	LA GUAJIRA	\$ 6.495
	MAGDALENA	\$ 5.973
	META	\$ 5.622
	PUTUMAYO	\$ 4.523
	SUCRE	\$ 4.468
	VAUPÉS	\$ 6.678
SOLING DEL SINU S.A.S. E.S.P.	BOLÍVAR	\$ 6.063
	CÓRDOBA	\$ 5.629
SOLUNA ENERGÍA S.A.S E.S.P.	CASANARE	\$ 22.467
	VICHADA	\$ 23.431
TECNOLOGIA VERDE ESP SAS	CESAR	\$ 5.373
	MAGDALENA	\$ 5.456

Fuente: Promail – Elaboración: GZNI

Se observó que el Costo Unitario (CU) promedio reportado por la empresa SOLUNA ENERGÍA S.A.S E.S.P. en el departamento de Vichada, durante el primer trimestre del año, presenta una desviación significativa respecto a los demás prestadores. Esta diferencia podría atribuirse a una alta inversión en los componentes de la unidad solar fotovoltaica o, en su defecto, a posibles inconsistencias en el reporte de información. En consecuencia, se iniciarán acciones de inspección y vigilancia para verificar la exactitud de los datos certificados.

Figura 42. Costo Unitario Promedio de SISFV I Trimestre 2026



Fuente: PROMAIL-Elaboración: DTGE-GZNI

Adicionalmente, se aclara que, tras la revisión del reporte de información, no se identificaron registros relacionados con el esquema de facturación prepago por parte de ninguna empresa prestadora, de acuerdo con los lineamientos de cargue V2.

15. 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 dispusieron para el cumplimiento de los siguientes objetivos:

Respecto de la Información Comercial:

- I) Ampliar la caracterización de todos los suscriptores 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:

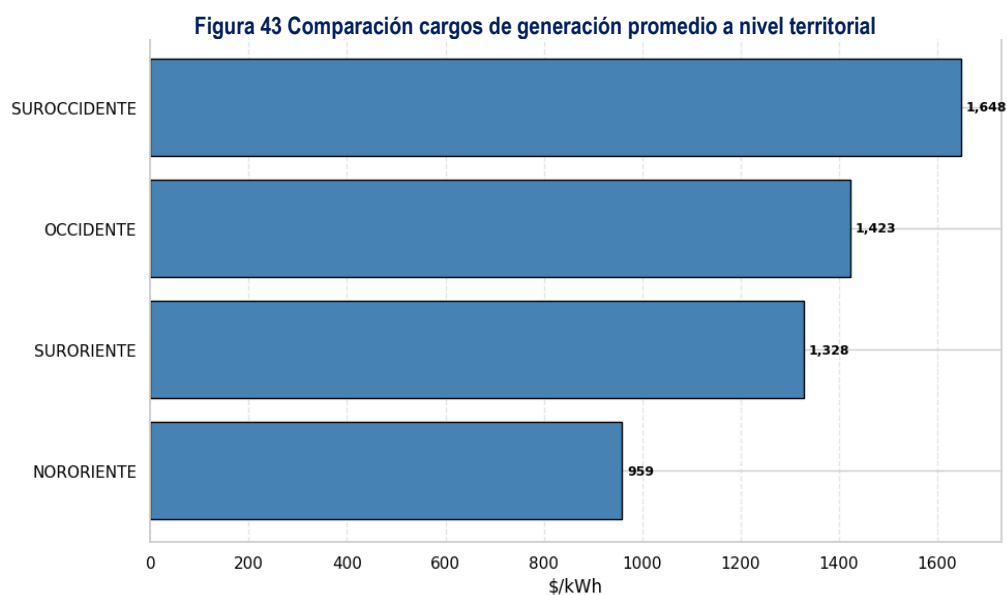
- I) Ampliar la caracterización de la infraestructura eléctrica con la que cuenta el prestador para realizar la prestación del servicio de energía eléctrica.
- II) Verificar la realización de mantenimientos a la infraestructura eléctrica de los prestadores del servicio.
- III) Vigilar el cumplimiento 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 Resolución SSPD No 20211000859995 inició a partir del 1 de abril de 2022.

16. Comparación entre indicadores de territoriales.

16.1. Generación

En las Zonas No Interconectadas (ZNI) el costo de generar electricidad depende en gran medida de la tecnología utilizada, el número de suscriptores atendidos y las condiciones logísticas de transporte de diésel. Esto hace que cada territorial presente realidades muy distintas en términos de eficiencia y sostenibilidad económica. A continuación, se presenta una comparación de los costos promedio de generación (\$/kWh) por territorial, que permite evidenciar esas diferencias estructurales y resalta cuáles regiones enfrentan mayores desafíos financieros y operativos.



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

La Territorial Suroccidente registra el promedio más alto del componente de generación (G), con un valor de \$1.648/kWh, seguida por la Territorial Occidente, con \$1.423/kWh, y por Suroriente, con \$1.328/kWh. Las territoriales de Suroccidente y Occidente concentran la mayor cantidad de empresas prestadoras y usuarios atendidos en las Zonas No Interconectadas, por lo que su comportamiento tiene una incidencia significativa sobre los resultados agregados del sector. En el caso de Suroccidente, el mayor costo continúa siendo consistente con las condiciones logísticas de departamentos como Nariño, Cauca y Valle del Cauca, donde el abastecimiento de combustibles y la operación de sistemas aislados generan mayores costos de prestación del servicio.

Frente al IV Trimestre de 2025, Suroccidente presenta un incremento moderado al pasar de \$1.626/kWh a \$1.648/kWh (1,4 %), mientras que Occidente reduce su promedio de \$1.473/kWh a \$1.423/kWh (-3,4 %). Estas variaciones son relativamente moderadas y no modifican el comportamiento general de las dos territoriales con mayor participación dentro de las ZNI. Por su parte, Suroriente mantiene un costo de generación superior a los \$1.300/kWh, lo que evidencia que continúa enfrentando condiciones operativas y logísticas que inciden de manera importante en la estructura de costos de sus prestadores.

En conjunto, los resultados reflejan una relativa estabilidad del componente de generación entre los dos periodos analizados, con variaciones que pueden estar asociadas al comportamiento de los costos de los combustibles, las condiciones de abastecimiento y la operación de las plantas de generación. El seguimiento a las territoriales de Suroccidente y Occidente resulta especialmente relevante debido a la concentración de empresas y usuarios que representan dentro de las ZNI, mientras que el

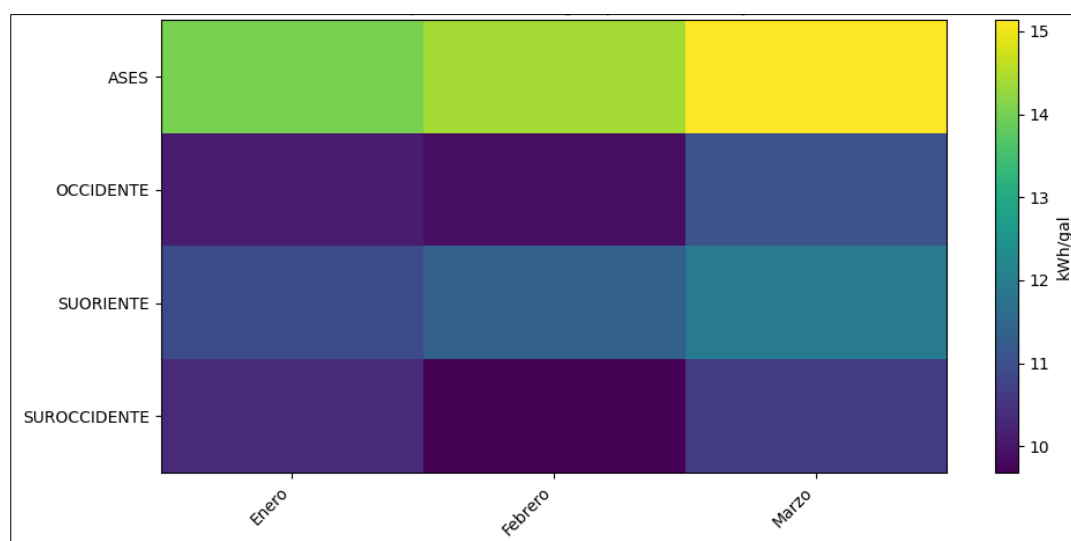
comportamiento de Suroriente confirma que persisten desafíos asociados a la prestación del servicio en zonas geográficamente dispersas y de difícil acceso.

En el caso de la Territorial Nororiente, la información reportada para el período analizado no constituye una base suficientemente representativa para realizar inferencias o identificar tendencias consolidadas sobre el comportamiento del componente de generación en dicha territorial.

16.2. Eficiencia

La eficiencia en la generación eléctrica dentro de las Zonas No Interconectadas es un indicador clave para evaluar el desempeño de las plantas y el aprovechamiento del combustible. Diferencias significativas entre territoriales pueden reflejar tanto el uso de equipos más modernos y bien mantenidos como la persistencia de tecnologías obsoletas con alto consumo específico de diésel.

Figura 44 Mapa de calor a nivel territorial respecto a eficiencias de consumo de combustible Diésel



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

La categoría ASES, correspondiente a las Áreas de Servicio Exclusivo de Amazonas y San Andrés y Providencia, registra los mayores valores del indicador de rendimiento de generación (kWh/galón) durante los tres meses analizados. Dada la naturaleza particular de estos mercados y su esquema de prestación mediante contratos de concesión, sus resultados se presentan de manera independiente del análisis territorial.

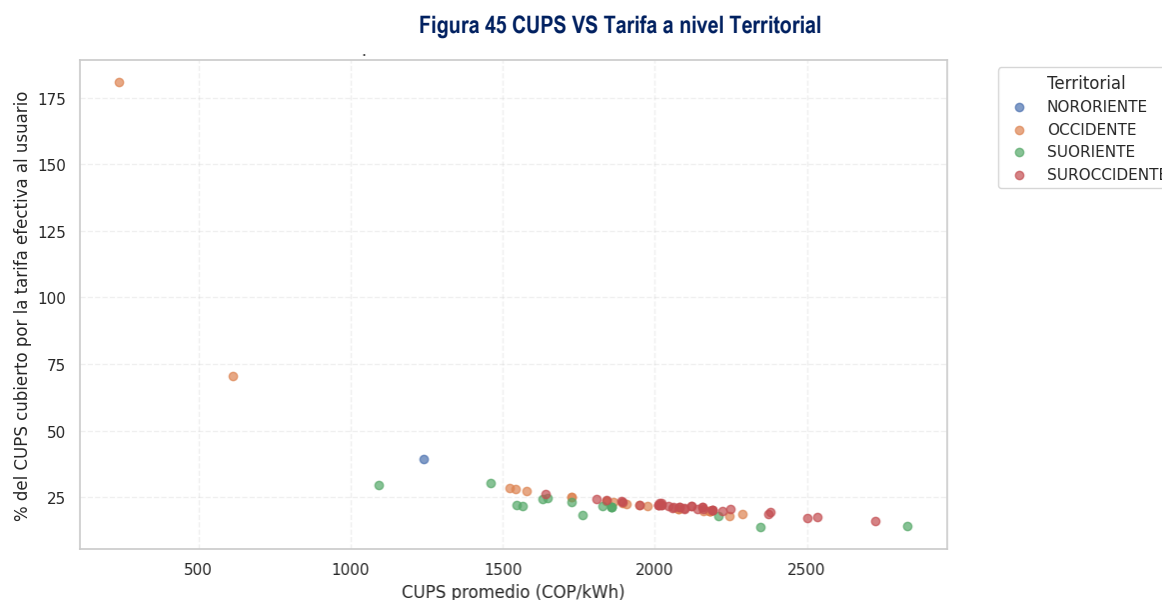
Entre las territoriales, Suroriente presenta los mayores valores del indicador de rendimiento de generación, seguida por Occidente y Suroccidente, que registran los menores niveles durante el

trimestre. En términos generales, las variaciones mensuales son reducidas, lo que evidencia un comportamiento estable del indicador entre enero y marzo de 2026.

Desde la perspectiva regulatoria, el seguimiento al rendimiento de generación constituye un insumo relevante para evaluar el desempeño operativo de los sistemas de generación en las Zonas No Interconectadas, debido a su incidencia sobre el consumo específico de combustible y, por ende, sobre los costos de prestación del servicio. No obstante, las diferencias observadas entre categorías y territoriales deben interpretarse considerando las particularidades técnicas, operativas y de mercado de cada sistema, por lo que el indicador no permite, por sí solo, establecer relaciones de causalidad respecto de la eficiencia de la operación

16.3. CUPS Vs Tarifa

El análisis tarifario de las Zonas No Interconectadas (ZNI) permite identificar la correspondencia entre los costos reales de prestación del servicio (CUPS) reportados por el prestador y las tarifas efectivamente aplicadas a los suscriptores. La gráfica siguiente presenta la relación entre el CUPS promedio (COP/kWh) y la porción cubierta por la tarifa aplicada al usuario para cada territorial. Este indicador permite dimensionar qué tan lejos está cada territorial de la autosuficiencia tarifaria, así como la magnitud del esfuerzo fiscal requerido para cerrar la brecha.



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

La territorial Suroccidente concentra los mayores costos de prestación de la muestra, con un CUPS promedio de \$2.113/kWh, superior al observado en Occidente (\$1.817/kWh) y Suroriente (\$1.701/kWh). En esta territorial predominan localidades con porcentajes de cobertura cercanos al 20 %, lo que evidencia una amplia brecha entre el costo de prestación y la tarifa aplicada al usuario. Por su parte, Occidente presenta una mayor dispersión de resultados, incluyendo tanto sistemas con costos elevados como otros con costos significativamente menores, mientras que Suroriente muestra un comportamiento más homogéneo, aunque con algunos casos puntuales de altos costos y bajas coberturas.

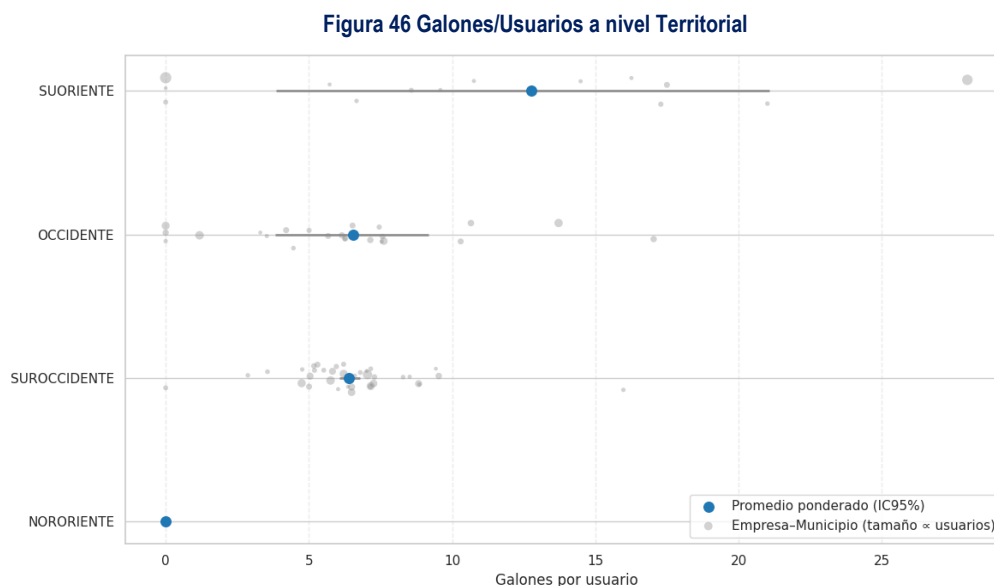
En la [Figura 46](#) los prestadores COSEPCU y E.P.B. se encuentran ubicados a la izquierda en color naranja, estos tienen una condición particular debido a que su generación de energía es híbrida. Durante el trimestre de análisis en promedio la porción de generación mediante tecnología hidráulica fue de 98,5% y 1,5% mediante diésel, lo anterior impacta el costo de generación, dado que el uso de tecnología hidráulica es mucho más baja respecto al valor de la tarifa de referencia. Por lo tanto, ambos mercados presentan un comportamiento diferente en la territorial occidente.

Los mayores porcentajes de cobertura se registran en prestadores ubicados en el departamento del Chocó, donde la tarifa llega a representar más del 70 % del CUPS. Estos resultados corresponden a sistemas de generación hidroeléctrica, cuyo menor costo de prestación permite que la tarifa efectiva represente una proporción considerablemente mayor del CUPS que en los sistemas con generación térmica con grupos electrógenos. En contraste, las menores coberturas se observan en localidades con costos unitarios superiores a \$2.500/kWh, donde la tarifa apenas alcanza entre el 14 % y el 18 % del costo de prestación.

En términos regulatorios, la muestra analizada evidencia que la tarifa efectiva cubre, en promedio, 24,7 % del Costo Unitario de Prestación del Servicio, confirmando que la sostenibilidad financiera de la prestación del servicio en las Zonas No Interconectadas depende estructuralmente de los mecanismos de financiación previstos en la regulación para cubrir la diferencia entre el costo reconocido y la tarifa aplicada al usuario. Asimismo, la concentración de altos costos en la territorial Suroccidente pone de manifiesto la importancia de continuar impulsando estrategias orientadas a reducir los costos de prestación mediante mejoras tecnológicas, diversificación de las fuentes de generación y optimización de la operación de los sistemas aislados.

16.4. Galones/Suscriptores

El consumo de combustible diésel constituye uno de los principales determinantes del costo unitario de prestación del servicio (CUPS) en las Zonas No Interconectadas. Analizar los galones utilizados por usuario atendido permite evaluar tanto la eficiencia del sistema de generación como la intensidad energética del suministro en cada territorio.



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

La distribución de galones por usuario muestra diferencias marcadas entre las territoriales, aunque todas se mantienen dentro de un rango moderado entre 5 y 15 galones mensuales por usuario en promedio ponderado. Esto sugiere que la mayor parte de los prestadores opera en condiciones relativamente homogéneas de eficiencia, aunque existen algunos casos que pueden ser considerados como consumos altos (>10 galones/usuario) en la territorial suroriental, la cual a su vez registra el valor promedio más alto (aproximadamente 13 galones/usuario).



Superservicios

Carrera 18 No. 84 – 35

Bogotá D.C, Colombia

(+57) 601-745-6011

www.superservicios.gov.co

sspd@superservicios.gov.co

