

Diagnóstico sobre el Estado de la Medición Individual de Energía Eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional – 2022

Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible
Dirección Técnica de Gestión de Energía

Septiembre 2023



Dagoberto Quiroga Collazos

Superintendente de servicios públicos domiciliarios

Orlando Velandia Sepúlveda

Superintendente delegado para energía y gas combustible

Baisser Antonio Jiménez Rivera

Director técnico de gestión de energía

Diego Fernando Borda Tovar

Coordinador Grupo de Gestión Comercial en el Sistema Interconectado Nacional

EQUIPO DE TRABAJO

- Nelson Yesid González Castro
- Christian Andrés Alarcón Guevara
- Laura Vanessa Pacheco Arévalo

Fecha de publicación: septiembre de 2023

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN.....	13
2	ACTUALIDAD NORMATIVA	14
2.1	NORMATIVIDAD REFERENTE A LA MEDICIÓN.....	15
2.2	DEL CAMBIO DE MEDIDOR.....	19
2.2.1	Cambio de medidor por mal funcionamiento.....	19
2.2.2	Cambio de medidor por mejora tecnológica.....	24
2.2.3	Cambio de medidor dentro de la Infraestructura de Medición Avanzada.....	27
2.3	DE LA SUSPENSIÓN Y RECONEXIÓN DEL SERVICIO	31
2.4	DE LOS COBROS POR SUSPENSIÓN Y RECONEXIÓN	34
2.5	PROCESO DE RECLAMACIÓN	40
3	ANTECEDENTES Y METODOLOGÍA	42
3.1	RESULTADOS DEL DIAGNÓSTICO DE MEDICIÓN 2021.....	43
3.2	METODOLOGÍA PARA EL DIAGNÓSTICO DE MEDICIÓN 2022.....	46
3.3	DEFINICIONES	47
4	DIAGNÓSTICO DE MEDICIÓN – 2022.....	52
4.1	Novedades con la información reportada por los prestadores al SUI.....	52
4.2	Medición del consumo facturado	57

4.3	Análisis de los patrones de consumo en el país	61
4.4	Facturación por estimación de consumo	80
4.4.1	Datos de estimación por estrato	84
4.4.2	Estimación a usuarios por más de un periodo consecutivo	89
4.5	Suscriptores sin medidor	90
4.6	Cambios de medidor	94
4.7	Calibración de Medidores	98
4.8	Peticiones, quejas y reclamos (PQR) por concepto de medición	99
4.9	Fallas en los equipos de medida	107
4.9.1	Tipos de falla en los elementos del sistema de medición	108
4.9.2	Fallas en los elementos del sistema de medición	111
4.10	Fronteras comerciales	115
4.10.1	Informe del CGM	115
4.10.2	Fallas en las fronteras con reporte al ASIC	117
4.10.3	Cancelaciones de fronteras comerciales	119
4.10.4	Verificaciones iniciales	121
4.10.5	Validación de la medición	125
4.11	Avance de la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en Colombia	127

4.11.1	Clasificación de AMI en Colombia	134
4.12	Medición Prepago	137
5	SERVICIOS ADICIONALES	141
5.1	Precio de equipos de medida	141
5.2	Calibración de equipos de medida	144
5.3	Reconexión del servicio.....	146
5.4	Suspensión del servicio.....	148
5.5	Revisión e inspección de equipos de medida.....	150
5.5.1	Revisión de la instalación eléctrica	150
5.5.2	Revisión del equipo de medida	152
6	INFRAESTRUCTURA PARA LA REVISIÓN DE MEDIDORES.....	153
6.1	Laboratorios de calibración.....	154
6.2	Laboratorios de ensayo	156
7	Conclusiones	158
8	Recomendaciones.....	161

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. <i>Distribución de usuarios en el SIN para el año 2022.</i>	58
Figura 2. <i>Distribución de los medidores en el SIN.</i>	59
Figura 3. <i>Porcentaje de tipo de lectura por periodo – 2022.</i>	61
Figura 4. <i>Consumo usuarios estrato 1 por periodo.</i>	62
Figura 5. <i>Consumo usuarios estrato 1 por periodo sin outliers.</i>	63
Figura 6. <i>Consumo usuarios estrato 2 por periodo.</i>	65
Figura 7. <i>Consumo usuarios estrato 2 por periodo sin outliers.</i>	66
Figura 8. <i>Histograma de los consumos del estrato 2.</i>	67
Figura 9. <i>Consumo usuarios estrato 3 por periodo sin outliers.</i>	68
Figura 10. <i>Consumo usuarios estrato 1 por periodo de la empresa AIR-E.</i>	69
Figura 11. <i>Consumo usuarios estrato 1 por periodo de la empresa AFINIA.</i>	70
Figura 12. <i>Consumo usuarios estrato 1 por periodo de la empresa EPM.</i>	70
Figura 13. <i>Consumo usuarios estrato 1 por periodo de la empresa Enel.</i>	71
Figura 14. <i>Consumo usuarios estrato 1 por periodo de la empresa EMCALI.</i>	71
Figura 15. <i>Consumo usuarios estrato 2 por periodo de la empresa AIR-E.</i>	73
Figura 16. <i>Consumo usuarios estrato 2 por periodo de la empresa Afinia.</i>	73
Figura 17. <i>Consumo usuarios estrato 2 por periodo de la empresa EPM.</i>	74

Figura 18. Consumo usuarios estrato 2 por periodo de la empresa Enel.....	74
Figura 19. Consumo usuarios estrato 2 por periodo de la empresa EMCALI.....	75
Figura 20. Consumo usuarios estrato 3 por periodo de la empresa AIR-E.....	76
Figura 21. Consumo usuarios estrato 3 por periodo de la empresa Afinia.....	77
Figura 22. Consumo usuarios estrato 3 por periodo de la empresa EPM.....	77
Figura 23. Consumo usuarios estrato 3 por periodo de la empresa Enel.....	78
Figura 24. Consumo usuarios estrato 3 por periodo de la empresa EMCALI.....	78
Figura 25. Total de periodos estimados en 2022.....	82
Figura 26. Estimación del consumo por cada 100 000 usuarios.....	83
Figura 27. Estimación mensual para el estrato 1 – 2022.....	85
Figura 28. Estimación mensual para el estrato 2 – 2022.....	87
Figura 29. Estimación mensual para el estrato 3 – 2022.....	88
Figura 30. Mapa de ubicación de los usuarios sin medidor – 2022.....	92
Figura 31. Distribución de usuarios sin medidor para AIR-E y Afinia – 2022.....	93
Figura 32. Reporte mensual de PQR por conceptos de medición – 2022.....	100
Figura 33. Fallas en los elementos específicos del sistema de medición para la empresa CENS.....	114
Figura 34. Número de fallas por tipo de frontera.....	117
Figura 35. Número de cancelaciones por tipo de frontera – 2022.....	120

Figura 36. <i>Mapa de ubicación de usuarios con medición inteligente – 2022</i>	136
Figura 37. <i>Número de usuarios en áreas especiales.</i>	137
Figura 38. <i>Distribución de usuarios en áreas especiales en Colombia.</i>	138
Figura 39. <i>Distribución prepago por estrato/sector – 2022</i>	140
Figura 40. <i>Precios de medidores de energía eléctrica – 2022</i>	142
Figura 41. <i>Precios de calibración de medidores de energía – 2022</i>	144
Figura 42. <i>Precios de la reconexión del servicio – 2022</i>	147
Figura 43. <i>Precios por suspensión del servicio – 2022</i>	149
Figura 44. <i>Precios por revisión de la instalación eléctrica – 2022.</i>	151
Figura 45. <i>Precios por revisión del equipo de medida – 2022</i>	152

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. <i>Legislación aplicable a la medición de energía en el SIN.</i>	15
Tabla 2. <i>Regulación CREG aplicable a la medición de energía eléctrica en el SIN.</i>	16
Tabla 3. <i>Decretos MME aplicables a la implementación de medición avanzada.</i>	17
Tabla 4. <i>Conceptos SSPD sobre cambio de medidor.</i>	18
Tabla 5. <i>Costos de las actividades relacionadas a la conexión.</i>	39
Tabla 6. <i>Formatos TC1 pendientes de certificar para el año 2022.</i>	53
Tabla 7. <i>Formatos TC2 pendientes de certificar para el año 2022.</i>	53
Tabla 8. <i>Número de reportes inconsistentes por empresa por tipo de medidor.</i>	54
Tabla 9. <i>Reportes con inconsistencias por mes para Afinia.</i>	55
Tabla 10. <i>Reportes con inconsistencias por mes para AIR-E.</i>	55
Tabla 11. <i>Reportes con inconsistencias por mes para Cedenar.</i>	55
Tabla 12. <i>Reportes con inconsistencias por mes para Celsia.</i>	55
Tabla 13. <i>Reportes con inconsistencias por mes para CETSA.</i>	56
Tabla 14. <i>Reportes con inconsistencias por mes para Electrohuila.</i>	56
Tabla 15. <i>Reportes con inconsistencias por mes para EMCALI.</i>	56
Tabla 16. <i>Reportes con inconsistencias por mes para EPM.</i>	57
Tabla 17. <i>Distribución porcentual de medidores por estrato/sector – 2022.</i>	60

Tabla 18. <i>Reporte del total de datos de consumos atípicos para el estrato 1.</i>	64
Tabla 19. <i>Indicadores para los consumos estrato 1 de AIR-E, Afinia, EPM, ENEL y EMCALI.</i>	72
Tabla 20. <i>Indicadores para los consumos estrato 2 de AIR-E, Afinia, EPM, ENEL y EMCALI.</i>	75
Tabla 21. <i>Indicadores para los consumos estrato 3 de AIR-E, Afinia, EPM, ENEL y EMCALI.</i>	79
Tabla 22. <i>Número total de usuarios estimados por estrato/sector por empresa – 2022.</i>	89
Tabla 23. <i>Usuarios sin medidor por empresa.</i>	90
Tabla 24. <i>Tipos de medidor – Formato TC2.</i>	94
Tabla 25. <i>Cambios de medidor Enel Colombia – 2022.</i>	94
Tabla 26. <i>Cambios de medidor AIR-E – 2022.</i>	95
Tabla 27. <i>Cambios de medidor Afinia – 2022.</i>	95
Tabla 28. <i>Cambios de medidor Emcali – 2022.</i>	96
Tabla 29. <i>Cambios de medidor Energía de Pereira – 2022.</i>	96
Tabla 30. <i>Cambios de Medidor EBSA – 2022.</i>	97
Tabla 31. <i>Medidores no calibrados.</i>	99
Tabla 32. <i>Comparación de PQR relacionadas a medición para 2021 y 2022.</i>	101
Tabla 33. <i>Total de PQR por empresa – 2022.</i>	102
Tabla 34. <i>Cantidad de PQR por cada 100 000 Usuarios por empresa – 2022.</i>	105

Tabla 35. <i>Total de tipos de fallas por empresa – 2022.</i>	109
Tabla 36. <i>Total de fallas en elementos del sistema de medición.</i>	112
Tabla 37. <i>Reporte de fronteras comerciales en informe de CGM.</i>	116
Tabla 38. <i>Número de fallas de fronteras con reporte al ASIC por empresa.</i>	118
Tabla 39. <i>Número de fallas por tipo de elemento.</i>	118
Tabla 40. <i>Causa de las cancelaciones de fronteras.</i>	120
Tabla 41. <i>Fronteras no conformes en la verificación inicial.</i>	121
Tabla 42. <i>Resultado de las validaciones a la medición.</i>	126
Tabla 43. <i>Avance de medición inteligente EMCALI.</i>	134
Tabla 44. <i>Usuarios con medición inteligente AMI por estrato sector por empresa – 2022.</i>	135
Tabla 45. <i>Usuarios con medición prepago por empresa – 2022.</i>	139
Tabla 46. <i>Precios promedio por tipo de medidor.</i>	143
Tabla 47. <i>Precios promedio para la actividad de calibración.</i>	145
Tabla 48. <i>Precios promedio de la reconexión del servicio – 2022.</i>	147
Tabla 49. <i>Costos de reconexión de CELSIA, años 2021 y 2022.</i>	148
Tabla 50. <i>Precios promedio de la suspensión del servicio – 2022.</i>	149
Tabla 51. <i>Precios promedio de la revisión de la instalación – 2022.</i>	151
Tabla 52. <i>Precios promedio de la revisión del equipo de medida – 2022.</i>	153
Tabla 53. <i>Laboratorios de Calibración con acreditación del ONAC.</i>	155

Tabla 54. <i>Laboratorios de ensayo acreditados por el ONAC,</i>	156
Tabla 55. <i>Siglas de las empresas.</i>	163
Tabla 56. <i>Precios de medidores de energía eléctrica por prestador – 2022.</i>	164
Tabla 57. <i>Precios de calibración de medidores de energía eléctrica – 2022.</i>	165
Tabla 58. <i>Precios de reconexión del servicio de energía eléctrica – 2022.</i>	165
Tabla 59. <i>Precios de suspensión del servicio de energía eléctrica – 2022.</i>	166
Tabla 60. <i>Precios de revisión de la instalación eléctrica – 2022.</i>	167
Tabla 61. <i>Precios de la revisión del equipo de medida – 2022.</i>	167
Tabla 62. <i>Estimación del consumo de AIR-E – 2022.</i>	168
Tabla 63. <i>Estimación del consumo de Afinia – 2022.</i>	170
Tabla 64. <i>Estimación del consumo de ESSA – 2022.</i>	174
Tabla 65. <i>Estimación del consumo de EPM – 2022.</i>	177
Tabla 66. <i>Estimación del consumo de CEDENAR – 2022.</i>	183
Tabla 67. <i>Estimación del consumo para EMCALI – 2022.</i>	184
Tabla 68. <i>Estimación del consumo de Celsia Colombia – 2022.</i>	185
Tabla 69. <i>Estimación del consumo de CEO – 2022.</i>	187
Tabla 70. <i>Estimación del consumo de DISPAC – 2022.</i>	188
Tabla 71. <i>Estimación del consumo de CENS – 2022.</i>	189
Tabla 72. <i>Estimación del consumo de Enel Colombia – 2022.</i>	190

Tabla 73. <i>Indicadores estadísticos para los consumos estrato 1 por empresa.</i>	194
Tabla 74. <i>Indicadores estadísticos para los consumos estrato 2 por empresa.</i>	195
Tabla 75. <i>Indicadores estadísticos para los consumos estrato 3 por empresa.</i>	196

1 INTRODUCCIÓN

La Dirección Técnica de Gestión de Energía (DTGE) de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), publica anualmente el informe sobre el estado de la medición individual en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). En sus tres versiones anteriores se ha analizado, entre otros aspectos, los siguientes temas:

- Avances de la normativa relacionada
- Principales indicadores de micro y macromedición
- Medición según los tipos de lectura
- Fallas en los componentes que comprenden el sistema de medición
- Niveles de reclamación de los usuarios sobre aspectos relacionados a la medición
- Avances en el despliegue de la infraestructura de medición avanzada

De este modo, el informe es una herramienta valiosa para monitorear la evolución de la medición individual en el SIN y para identificar áreas de mejora. Sin descartar las acciones de inspección, vigilancia y control, propias de la SSPD.

De las funciones mencionadas previamente, el documento es resultado de las acciones de vigilancia adelantadas por la Superintendencia a través de la DTGE. Estos informes se vienen consolidando y presentando al público desde el año 2020, y tienen como objetivo hacer seguimiento al estado y condición de la medición, tanto a nivel de infraestructura como de procesos. Los informes también incluyen información sobre las reclamaciones de usuarios, el comportamiento de otros cobros asociados con los procesos de medición que no se encuentran regulados¹, y las mejoras que las empresas prestadoras han realizado en sus procesos de revisión, implementación y/o reemplazo de medidores (con énfasis en la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada [AMI, por sus siglas en inglés]).

¹ Actividades contempladas en la Resolución CREG 225 de 1997.

En ejercicio de las acciones de inspección y vigilancia, la DTGE solicitó a los agentes comercializadores del servicio público de energía eléctrica en el SIN información sobre el estado de los sistemas de medición en cada una de sus áreas de operación. También se utilizó la información reportada por los prestadores al Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios (SUI), incluida la información de medición y facturación, así como los reportes de las Peticiones, Quejas y Reclamos (PQR) asociados con la medición.

Con base en los antecedentes descritos, se presenta el informe *Diagnóstico del Estado de la Medición Individual en el SIN* para la vigencia 2022. El diagnóstico da a conocer los resultados obtenidos del análisis de la información proveniente de las diferentes fuentes. Se incluyen las acciones de inspección y vigilancia a razón de lo reportado por los diferentes prestadores.

Es importante resaltar que los resultados obtenidos se basan en la información proporcionada por los agentes (tanto la que estos reportan al SUI como la remitida en respuesta al requerimiento con propósitos de la elaboración del informe). Cualquier imprecisión puede estar sujeta a la calidad de la información entregada en el reporte; no obstante, cualquier comentario puede ser elevado a esta Superintendencia a través de los medios establecidos por la entidad.

2 ACTUALIDAD NORMATIVA

El documento está dirigido a todos los actores involucrados en la medición de energía eléctrica en el SIN, incluyendo usuarios, comercializadores, generadores, transmisores y operadores de redes de distribución. El documento también está dirigido a los funcionarios del gobierno nacional y de las entidades regulatorias que están encargados de desarrollar y hacer cumplir la normativa en materia de medición.

En concordancia, y siguiendo la línea de las anteriores publicaciones, este documento presenta la normativa relacionada con la medición de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Así, el documento presenta una descripción de las disposiciones de la Ley 142 de 1994, que estableció el marco jurídico para la prestación del

servicio público de energía eléctrica en Colombia. Luego, el documento analiza las normas regulatorias que han sido emitidas en los últimos años en concordancia con la Ley 142 de 1994 y dando atención a los lineamientos dispuestos en la Ley 143 de 1994 para las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, ley mediante la cual designa a la Comisión de Regulación de Energía y Gas como el ente regulador del sector eléctrico y define sus funciones.

Adicionalmente, el documento presenta los lineamientos de política pública en materia de medición fijados por el gobierno nacional en los últimos años.

De tal modo y en respuesta a las diferentes consultas y peticiones recibidas por la DTGE, en temas relacionados con el cambio de medidor, pruebas de laboratorio, cobro de los equipos de medición, cobros por conceptos de suspensión y reconexión del servicio, y estimación del consumo, la SSPD presenta, adicionalmente, una breve descripción de su interpretación y lineamientos en estos temas, especialmente a través de conceptos y pronunciamientos emitidos por diferentes dependencias de esta Superintendencia.

2.1 NORMATIVIDAD REFERENTE A LA MEDICIÓN

En la Tabla 1, se presenta el marco jurídico aplicable a los servicios públicos domiciliarios, donde se mencionan aspectos referentes a la medición del consumo, el debido proceso de cambio de medidor y el control sobre el funcionamiento de los medidores. Adicionalmente da claridad sobre el Contrato de Condiciones Uniformes (CCU) del cual hacen parte del contrato no solo sus estipulaciones escritas, sino todas las que la empresa aplica de manera uniforme en la prestación del servicio.

Tabla 1. *Legislación aplicable a la medición de energía en el SIN.*

Legislación	Disposición
Ley 142 de 1994	«Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones».

Legislación	Disposición
Ley 143 de 1994	«Por la cual se establece el régimen para la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional- establece el régimen de actividades del sector».
Ley 2099 de 2021	«Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones».
Sentencia C-186-22	La Corte declara inexecutable el artículo 56 de la Ley 2099 de 2021 donde se establecía la prohibición a las empresas prestadoras de energía de trasladar a los usuarios los costos relacionados con la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de los medidores de energía, argumentando la violación del criterio de recuperación de costos.

Fuente: Elaboración DTGE.

Por su parte, en la Tabla 2 se relacionan las principales resoluciones expedidas por la CREG aplicables a la comercialización y medición de energía en el SIN, donde se tratan aspectos tales como: características técnicas que deben cumplir los equipos de medida de acuerdo con el nivel de tensión, determinación del consumo facturable, suspensión del servicio y medición inteligente en el SIN.

Tabla 2. Regulación CREG aplicable a la medición de energía eléctrica en el SIN.

Regulación	Disposición
Resolución CREG 108 de 1997	«Por la cual se señalan criterios generales sobre protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red física, en relación con la facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario, y se dictan otras disposiciones».
Resolución CREG 225 de 1997	«Por la cual se establece la regulación relativa a los cargos asociados con la conexión del servicio público domiciliario de electricidad para usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional».

Regulación	Disposición
Resolución CREG 096 de 2004	«Por la cual se dictan disposiciones sobre el sistema de comercialización prepago, se modifica la Resolución CREG 108 de 1997 y se dictan otras disposiciones»
Resolución CREG 038 de 2014	«Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes».
Resolución CREG 101 001 de 2022	«Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN».

Fuente: Elaboración DTGE.

En la Tabla 3 se presentan las resoluciones expedidas por el Ministerio de Minas y Energía (MME) con la finalidad de implementar sistemas AMI en Colombia y generar mecanismos de Respuesta de la Demanda.

Tabla 3. *Decretos MME aplicables a la implementación de medición avanzada.*

Normatividad	Disposición
Resolución MME 40072 DE 2018	«Por el cual se establecen los mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada en el servicio público de energía eléctrica».
Resolución MME 40483 de 2019	«Por la cual se modifica la Resolución 40072 de 2018».
Resolución MME 40142 de 2020	«Por la cual se prorrogan los plazos de que trata el artículo 6 de la Resolución 40072 de 2018, modificados por el artículo 2 de la Resolución 40483 de 2019».

Fuente: Elaboración DTGE.

Finalmente, en la Tabla 4 se relacionan los conceptos emitidos por esta Superintendencia, en relación con el proceso para el cambio de los medidores y las causales válidas para ello.

Tabla 4. Conceptos SSPD sobre cambio de medidor.

Conceptos	Descripción
Concepto 02 de 2009 ² , actualizado en 2021	Medición del consumo a través de instrumentos tecnológicos apropiados y determinación del consumo facturable en ausencia de tales instrumentos.
Concepto 061 de 2015	Resuelve inquietudes relacionadas con la propiedad de los medidores de energía eléctrica, y su devolución a los usuarios una vez se han desarrollado pruebas de laboratorio sobre los mismos.
Concepto 532 de 2017	Señala que, en el caso de cambio de medidor por mejora tecnológica, debe demostrarse que el nuevo equipo garantice una medición más precisa. Complementa diciendo que los costos de reparación y reemplazo de los medidores deben ser asumidos por el propietario del medidor, ya sea el prestador o el usuario.
Concepto 381 de 2018	Se mencionan las causales válidas para el cambio de medidor: Si no funcionan correctamente y si existen instrumentos tecnológicos más precisos; además, se menciona que el agente debe comunicar por escrito, debidamente justificado, el motivo del cambio de medidor.
Concepto 588 de 2018	Señala que, el agente debe conceder un plazo de un período de facturación al usuario para el cambio de medidor; además, por avance tecnológico no se debe verificar si funciona correctamente.
Concepto 074 de 2020	Se enfatiza en que, el comercializador siempre debe notificar al usuario por escrito del cambio de medidor y el usuario puede elegir dónde adquirir el dispositivo.
Concepto 620 de 2020	Señala que, el procedimiento de retiro de los medidores y el envío al laboratorio lo debe definir el prestador en el contrato de condiciones

² Actualizado el 3 de junio del 2021.

Conceptos	Descripción
	uniformes, el cual debe garantizar el debido proceso y derecho de defensa del usuario.
Concepto 099 de 2022	Señala que, los procedimientos para hacer las revisiones deben estar estipuladas por los prestadores en los contratos de condiciones uniformes; adicionalmente, debido a que las empresas establecen de forma libre estos procedimientos en las condiciones uniformes de sus contratos, puede ocurrir, o no, que el prestador del servicio deba notificar al usuario de la revisión del medidor para analizar su posible reemplazo.

Fuente: Elaboración DTGE.

2.2 DEL CAMBIO DE MEDIDOR

El artículo 144 de la Ley 142 de 1994 señala que es obligación del usuario reparar o reemplazar los medidores, a satisfacción de las empresas, cuando se tenga alguna de estas dos causales: 1) cuando se establezca que el funcionamiento no permite determinar en forma adecuada los consumos; y 2) cuando el desarrollo tecnológico ponga a su disposición instrumentos de medida más precisos. Este artículo también reconoce el derecho de los usuarios a hacer libre elección del proveedor de los bienes y servicios necesarios para que le sea prestado el servicio. La norma establece:

ARTÍCULO 144. DE LOS MEDIDORES INDIVIDUALES. Los contratos uniformes pueden exigir que los suscriptores o usuarios adquieran, instalen, mantengan y reparen los instrumentos necesarios para medir sus consumos. En tal caso, los suscriptores o usuarios podrán adquirir los bienes y servicios respectivos a quien a bien tengan; y la empresa deberá aceptarlos siempre que reúnan las características técnicas a las que se refiere el inciso siguiente.

La empresa podrá establecer en las condiciones uniformes del contrato las características técnicas de los medidores, y del mantenimiento que deba dárseles.

No será obligación del suscriptor o usuario cerciorarse de que los medidores funcionen en forma adecuada; pero sí será obligación suya hacerlos reparar o reemplazarlos, a satisfacción de la empresa, cuando se establezca que el funcionamiento no permite determinar en forma adecuada los consumos, o cuando el desarrollo tecnológico ponga a su disposición instrumentos de medida más precisos. Cuando el usuario o suscriptor, pasado un período de facturación, no tome las acciones necesarias para reparar o reemplazar los medidores, la empresa podrá hacerlo por cuenta del usuario o suscriptor (...).

2.2.1 Cambio de medidor por mal funcionamiento

En línea con lo anterior, esta Superintendencia se ha pronunciado al respecto, en Concepto SSPD 2020 620³, donde mencionó lo siguiente:

Como primera medida el cambio de los instrumentos de medición se debe someter a las reglas previstas en los artículos 144 y 146 de la Ley 142 de 1994. El procedimiento de retiro de los medidores y el envío al laboratorio lo deberá definir la empresa prestadora del servicio público en el contrato de condiciones uniformes, el cual debe garantizar el debido proceso y derecho de defensa del usuario (...) (subrayado fuera de texto).

De manera complementaria, en Concepto SSPD-OJ-99 de 2022⁴, esta entidad añadió:

(...) se concluye que, para los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas, los mecanismos que permitan verificar el estado de los instrumentos que se utilicen para medir el consumo, dentro de los cuales se pueden encontrar las revisiones y visitas técnicas operacionales a las que hace referencia la consulta, se establecen en las condiciones uniformes de los contratos de servicios públicos respectivos.

³ [Concepto Superservicios 620 de 2022](#)

⁴ [Concepto Superservicios 099 de 2022](#)

Significa esto que, conforme con lo estipulado por la Ley 142 de 1994 y la Resolución CREG 108 de 1997, los procedimientos para hacer las revisiones deben estar estipuladas por los prestadores en los contratos de condiciones uniformes; adicionalmente, debido a que son procedimientos establecidos libremente por las empresas, puede ocurrir, o no, que el prestador del servicio deba notificar al usuario de la revisión del medidor para analizar su posible reemplazo. Lo anterior, sin perjuicio de garantizar al usuario el debido proceso en el cambio de medidor, que se materializa a través de los derechos que tiene este a la contradicción de los resultados de laboratorio.

Respecto de las revisiones, el artículo 145 de la Ley 142 de 1994 establece que los prestadores de servicios públicos están autorizados a retirar el medidor para verificar su estado. Por iniciativa propia, los prestadores también deben realizar revisiones rutinarias al medidor y a las acometidas para verificar su estado, funcionamiento y para realizar las normalizaciones necesarias para asegurar la adecuada medición del consumo. Dadas las diversas quejas que han sido allegadas a la DTGE sobre el tema, es pertinente considerar lo establecido en el numeral 2.7 del Concepto Unificado 02 de 2009⁵ (actualizado el 3 de junio de 2021) de esta Superintendencia, donde se deja en manifiesto la interpretación de la regulación vigente con relación a los **costos de revisión del medidor**.

De allí que, si las revisiones que efectúan las empresas corresponden a la ejecución de planes de mantenimiento y/o control de pérdidas, el costo de la revisión se encuentra remunerado vía tarifa y por lo tanto no podría efectuarse un cobro adicional al usuario por dicho concepto.

Si la revisión se efectúa a propósito de la investigación de desviaciones significativas, se debe tener en cuenta que según el artículo 149 de la Ley 142 de 1994, es obligación de las empresas de servicios públicos investigar esas desviaciones al preparar las facturas, lo cual implica que las empresas están obligadas a visitar los domicilios de los

⁵ [Concepto Superservicios 02 de 2009](#)

usuarios con el fin de determinar la causa que los originó y por lo tanto el costo de esa revisión no puede ser trasladado a los usuarios.

Si la revisión se produce como resultado de un procedimiento por la existencia de anomalías en el equipo de medida, la empresa podrá cobrar el costo de la revisión al usuario, siempre y cuando así lo establezca el contrato de condiciones uniformes del respectivo prestador. En este caso, se debe tener en cuenta que la empresa tiene derecho a remunerarse por ese concepto, tratándose de un evento excepcional que da lugar a la labor de revisión, claro está, en las condiciones que establezca la regulación del sector y el contrato de condiciones uniformes.

Si la revisión es solicitada voluntariamente por el suscriptor, usuario o propietario, la empresa podrá cobrarle ese servicio siempre que así lo disponga el contrato de condiciones uniformes. El procedimiento de retiro de los medidores y su posterior envío al laboratorio lo define la empresa prestadora del servicio público. Este procedimiento debe realizarse garantizando el derecho al debido proceso y defensa del usuario, toda vez que el dictamen del laboratorio respecto del equipo de medida es la prueba fundamental para el cambio del medidor o para la suspensión o terminación del contrato de servicios públicos por parte de la empresa (subrayado fuera de texto).

Es claro entonces que las empresas prestadoras podrán cobrar el costo de la revisión al usuario únicamente en los casos que se trate de la existencia de anomalías en los medidores, y cuando el usuario solicite voluntariamente la revisión; sin embargo, es un requisito que estos costos y el procedimiento deben estar fijados en el contrato de condiciones uniformes. Sobre el procedimiento de retiro del medidor, el Concepto SSPD 061 de 2015⁶ señala que es necesario que la empresa, en el momento de hacer el retiro del medidor, tal como lo permite el

⁶ [Concepto Superservicios 061 de 2015](#)

artículo 145 de la Ley 142 de 1994, deba hacerlo en presencia y bajo el conocimiento del usuario. Al respecto, añade:

Entonces, si durante la visita de la empresa se determina que es necesario retirar el medidor en el acta debe quedar la constancia de las causas de su retiro, y si después de la revisión en un laboratorio acreditado se encuentra que el medidor está funcionando adecuadamente, la empresa no puede obligar al usuario a cambiar dicho medidor.

Por tal razón, si el usuario se niega al retiro del medidor, bien puede la empresa realizar el retiro acudiendo a los mecanismos que permitan establecer dicha negativa por parte del usuario, como constancias o anotaciones en el acta suscritas por los representantes del prestador y por testigos, iniciar un proceso policivo que permita su retiro, o directamente entrar a suspender el servicio, o terminar el contrato con el usuario por el incumplimiento del mismo.

Según lo dicho, si un prestador de servicios públicos domiciliarios informa acerca del reemplazo de un medidor cuyo funcionamiento permite obtener de manera adecuada la medición de sus consumos, que no tiene fallas y que no puede reemplazarse por uno con mejor tecnología, el usuario o suscriptor no podrá ser obligado a cambiar ese equipo. Por otro lado, cuando el usuario deba realizar el cambio de medidor por mal funcionamiento, la empresa debe comunicar por escrito y con detalle las irregularidades encontradas y las razones por las cuales se debe reponer o reparar; debe adjuntar el respectivo reporte de ensayo, certificado de calibración y/o informe técnico de inspección expedido por un laboratorio debidamente acreditado por la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC), de conformidad con lo estipulado en la Resolución CREG 038 de 2014.

2.2.2 Cambio de medidor por mejora tecnológica

Ahora bien, respecto al cambio de medidor por mejora tecnológica, ha de tenerse en cuenta que, en Concepto SSPD 532 de 2017⁷, esta Superintendencia manifiesta lo siguiente:

En el caso de cambio de medidor por avance tecnológico, no será necesario verificar si el medidor actualmente instalado funciona de forma correcta o no, razón por la cual el usuario estará obligado a realizar el cambio, so pena de que la empresa lo realice a su costa.

En todo caso, siempre que sea requerido el cambio, se entiende que se debe notificar al usuario de esta decisión, para que éste último pueda elegir con libertad al proveedor del equipo de medida, de acuerdo con las características solicitadas por la empresa y antes que trascorra un periodo de facturación; de lo contrario, se reitera, la empresa se encontrará autorizada para instalar el medidor y cobrarlo al usuario.

Ahora bien, sobre el cambio de medidor por razones tecnológicas ni la regulación ni la legislación establecen parámetros que permitan determinar la vida útil de un medidor, o la necesidad de su reemplazo frente a avances de la técnica, ni tampoco si dichos cambios pueden operar en aquellos casos en que el medidor instalado se encuentre aun dentro de su periodo de garantía (subrayado fuera de texto).

En virtud de lo señalado, en el caso de mejora tecnológica, el cambio de medidor debe obedecer a una necesidad real y demostrable que garantice una medición más precisa y en ningún caso puede ser una decisión arbitraria por parte de los prestadores; así mismo, es importante considerar que, cualquiera que sea el caso, los costos de reparación y reemplazo de los medidores deben ser asumidos por el propietario del medidor, ya sea el suscriptor o la empresa.

⁷ [Concepto Superservicios 532 de 2017](#)

Adicionalmente, es importante resaltar que lo correspondiente al proceso de cambio de medidor por mejora tecnológica, además de que debe darse bajo las condiciones previamente señaladas, debe darse bajo los procedimientos establecidos en las condiciones uniformes de los contratos del servicio público de energía garantizando así el debido proceso al usuario y el cumplimiento de las condiciones que permiten dicho cambio.

Ejemplo de ello, es lo que establece el contrato de condiciones uniformes (CCU) de la empresa AIR-E donde se establece lo siguiente:

Cláusula 31ª.- CAMBIOS DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA Y ACOMETIDA: *La ley 142 de 1994 establece las responsabilidades de LA EMPRESA y los USUARIOS, respecto al estado de los medidores y acometidas. En ese orden, LA EMPRESA podrá cambiarlos cuando se presenten los siguientes eventos:*

1. Por Mal Funcionamiento del Equipo de Medida

EL USUARIO estará obligado al cambio del equipo de medida cuando se determine su mal funcionamiento. Se entenderá por mal funcionamiento cuando al momento de la revisión o inspección al equipo de medida instalado, las condiciones del mismo no garanticen un adecuado registro de los flujos de energía.

2. Por desarrollo tecnológico

EL USUARIO también estará obligado al cambio del equipo de medida, cuando existan nuevos desarrollos tecnológicos que ponen a disposición instrumentos de medida más precisos o cuando dichos cambios tengan como origen la implantación de una nueva tecnología, la modernización, mejora y cambio de los niveles de tensión de la red por parte de LA EMPRESA y que busquen mejorar la prestación del servicio, o temas regulatorios.

3. Por cambio de los niveles de tensión o configuración de la red por parte de LA EMPRESA.

EL USUARIO también estará obligado al cambio de redes, transformadores y acometidas de su propiedad, cuando dichos cambios tengan como origen la implantación de una nueva tecnología, la modernización, mejora y cambio de los niveles de tensión de la red por parte de LA EMPRESA y que busquen mejorar la prestación del servicio

Parágrafo 1: *Una vez EL USUARIO conozca el resultado de laboratorio acreditado por la (sic) Organismo Nacional de Acreditación de Colombia – ONAC, tendrá un período de facturación para calibrar, reparar o reponer el equipo defectuoso, y LA EMPRESA deberá aceptarlos siempre y cuando cumplan con las normas técnicas. Aplica para los numerales 1 y 2 de esta cláusula.*

Parágrafo 2: *Vencido del término establecido (un periodo de facturación) sin que EL USUARIO hubiese calibrado, reparado o reemplazado el equipo defectuoso, LA EMPRESA podrá facturar a cargo de EL USUARIO el costo del equipo de medida. Aplica para los numerales 1 y 2 de esta cláusula.*

Parágrafo 3: *Sin perjuicio de la facultad de retención por razones probatorias, LA EMPRESA recibirá en forma de permuta los equipos retirados de propiedad de EL USUARIO, cuando así lo convengan expresamente las partes en el acta respectiva. Durante todo el tiempo que dure el proceso de cambio de los equipos de medida, LA EMPRESA tendrá derecho de facturarle a EL USUARIO en consumo no registrado pendiente de facturar que resulte del mal estado, mal funcionamiento y antigüedad de los equipos de medida y la acometida, la cual se hará efectiva en la forma señalada en el presente contrato y la Ley 142 de 1994.*

Nótese que, la empresa AIR-E, establece en las condiciones uniformes de su contrato que, para los eventos de cambio de medidor por mal funcionamiento y el cambio por mejora tecnológica, establece que, para ambas situaciones, dicho cambio debe darse una vez se haya obtenido resultado emitido por algún laboratorio acreditado por el ONAC.

Finalmente, y tal como se estipula en la Resolución CREG 108 de 1997, cabe mencionar que, si bien, en principio, el usuario está en libertad de escoger al proveedor de los bienes y servicios necesarios para la prestación de un servicio público domiciliario, lo que implica la facultad de adquirir de manera directa los medidores y decidir su instalación, siempre que estos cumplan con las características establecidas por los prestadores en sus contratos, lo cierto es que la omisión en el ejercicio de tal derecho por parte de los usuarios, en un periodo de tiempo determinado, habilita a los prestadores a instalar los medidores por ellos.

2.2.3 Cambio de medidor dentro de la Infraestructura de Medición Avanzada

La CREG emitió la Resolución CREG 101 001 de 2022, «por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada en el SIN». Los criterios generales de dicha Resolución se mencionan a continuación:

ARTÍCULO 4. CRITERIOS GENERALES. Las condiciones generales establecidas para el despliegue de AMI tendrán en cuenta los siguientes criterios generales:

- a. El OR es el encargado de realizar el análisis de eficiencia, sustentando técnicamente, de manera rigurosa y suficiente, los costos, los beneficios, las fuentes de financiación y el resultado neto para el mercado de comercialización o segmento de este.*
- b. El despliegue de la solución de AMI se ejecutará siempre y cuando los análisis, adecuadamente fundamentados, identifiquen que el beneficio supera los costos incurridos.*
- c. El OR siempre deberá maximizar la instalación de medidores.*
- d. La solución de AMI deberá diseñarse de manera óptima según los requerimientos de cada mercado de comercialización o segmento de este.*

- e. El usuario tendrá la posibilidad de escoger, en el tiempo establecido para ello, entre las alternativas interoperables, si reemplaza el medidor a su costo.*
- f. En el caso en el que el usuario decida no hacer uso de la opción establecida en el literal anterior, el OR podrá reemplazar el medidor conforme el plan de implementación aprobado, sin que el usuario asuma ningún costo adicional por dicho reemplazo.*
- g. El Usuario y el OR tendrán la custodia compartida del medidor avanzado, para lo cual, el OR podrá solicitar al comercializador que en el contrato de condiciones uniformes se identifiquen las obligaciones y derechos de las partes, incluyendo obligaciones, por parte del usuario, de informar sobre anomalías del medidor o los daños que sean causados.*

La misma Resolución menciona en su artículo 5 que las empresas no podrán exigir en sus contratos de condiciones uniformes que los usuarios adquieran, instalen, mantengan y reparen los equipos de medida avanzada. Respecto a la propiedad y adquisición de los medidores, dentro del marco de la implementación de AMI, la CREG menciona que el equipo será de propiedad de quien lo hubiese pagado, y que para ello el usuario tiene la potestad de elegir entre primero, adquirir su propio medidor avanzado, caso en el cual el usuario asumirá los costos de adquisición e instalación del medidor avanzado; o, segundo, que sea el OR quien reemplace el medidor tradicional por un medidor avanzado a costo del distribuidor, siendo en este caso el OR el propietario del medidor avanzado. Dicho artículo establece que *«el usuario deberá facilitar el cambio del medidor. En caso contrario, se entenderá que se justificará la suspensión del servicio en los términos del artículo 146 de la Ley 142 de 1994»*. Como aparte final, en el artículo 7 de la Resolución se establece el procedimiento para el reemplazo de los equipos de medida, el cual estará a cargo del OR en coordinación con el comercializador.

De acuerdo con la información que se ha relacionado a lo largo de este capítulo, y acorde a la normatividad vigente, para el proceso de cambio de medidores, en conformidad con lo dispuesto en el artículo 145 de la Ley 142 de 1994, los prestadores de servicios públicos, por

iniciativa propia, deberán hacer en cualquier tiempo revisiones rutinarias al medidor y a las acometidas, para verificar su estado, su funcionamiento y realizar las normalizaciones del caso que aseguren una adecuada medición del consumo.

En función de lo anterior, si efectuada la revisión la empresa establece que es necesario su reemplazo, debe comunicar tal decisión al usuario, para que este último pueda elegir sobre la adquisición del equipo de medida a la empresa respectiva o en el mercado, de acuerdo con las características técnicas establecidas en las condiciones uniformes del contrato. Si pasado un periodo de facturación el usuario no ha realizado el reemplazo, la empresa está autorizada para instalar el medidor y cobrarlo al usuario.

Dada la obligación del usuario al cambio de medidor bajo las causales establecidas en el artículo 144 de la Ley 142 de 1994, si el usuario se niega al retiro del medidor, bien puede la empresa realizar el retiro acudiendo a los mecanismos que permitan establecer dicha negativa por parte del usuario, como constancias o anotaciones en el acta suscritas por los representantes del prestador y por testigos, iniciar un proceso policivo que permita su retiro, directamente entrar a suspender el servicio, o terminar el contrato con el usuario por el incumplimiento del mismo.

De manera final, se reitera que, si bien el usuario está en libertad de escoger al proveedor de los bienes y servicios necesarios para la prestación de un servicio público domiciliario, lo que implica la facultad de adquirir de manera directa los medidores y decidir su instalación, siempre que estos cumplan con las características establecidas por los prestadores en sus contratos, lo cierto es que la omisión en el ejercicio de tal derecho por parte de los usuarios, en un periodo de tiempo determinado, habilita a los prestadores a instalar los medidores por ellos.

Se aclara así que, si bien la empresa está en la obligación de notificar al usuario los cambios del medidor, la empresa no requerirá autorización del usuario a razón de la obligación que tiene el usuario en el cambio del medidor bajo las causales establecidas en el artículo 144 de la Ley 142 de 1994.

Referente a la implementación de una nueva infraestructura de medición, entendiéndose que se trata de la implementación de la infraestructura de medición avanzada (AMI) debe considerarse lo establecido en la Resolución CREG 101 001 de 2022.

Si bien es claro que el usuario tiene la obligación del cambio de medidor por mejora tecnológica, debe tenerse en cuenta que la implementación de AMI implica, no solo la instalación de un medidor avanzado, sino que integra a los medidores avanzados, centros de gestión de medida, enrutadores, concentradores, antenas, entre otros, y adicionalmente, software y arquitecturas y redes de comunicaciones que permiten la operación de la infraestructura y la gestión de los datos del sistema de distribución de energía eléctrica y de los sistemas de medida, tal como lo establece la Resolución MME 40072 de 2018; además, el medidor AMI debe tener las funcionalidades mínimas que establece el artículo 5 de la misma Resolución.

Así, tratándose del cambio de medidor, si este hace parte de la implementación de AMI, las responsabilidades y exigencias respecto al reemplazo del medidor son las establecidas en los artículos 5, 6 y 7 de la Resolución CREG 101 001 de 2022; en caso de tratarse únicamente de un cambio de medidor por mejora tecnológica se tiene en cuenta el proceso ya mencionado anteriormente.

Téngase presente que, si bien la Ley 2099 de 2021 señala en su artículo 56 lo siguiente:

Artículo 56. Las empresas prestadoras del servicio de energía deberán asumir los costos asociados a la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de los medidores inteligentes de los que trata la presente ley. De ninguna manera este costo podrá ser trasladado al usuario en la facturación o cualquier otro medio.

El 1 de junio de 2022, la Corte Constitucional emitió la Sentencia C-186-22, donde declaró inexecutable el citado artículo 56. El fundamento de la decisión fue la consideración de que el artículo vulnera el criterio de recuperación de costos para los prestadores, e iba en contra de la libre competencia; además, consideró desproporcionado que las empresas asuman en su

totalidad los costos asociados a los medidores inteligentes, sin tener en cuenta su capacidad financiera.

2.3 DE LA SUSPENSIÓN Y RECONEXIÓN DEL SERVICIO

Respecto de la suspensión y corte del servicio, ha de tenerse presente que estas actividades se dan en los términos expuestos en los artículos 140 y 141 de la Ley 142 de 1994, a saber:

ARTÍCULO 140. SUSPENSIÓN POR INCUMPLIMIENTO. <Artículo modificado por el artículo 19 de la Ley 689 de 2001. El nuevo texto es el siguiente:> El incumplimiento del contrato por parte del suscriptor o usuario da lugar a la suspensión del servicio en los eventos señalados en las condiciones uniformes del contrato de servicios y en todo caso en los siguientes:

La falta de pago por el término que fije la entidad prestadora, sin exceder en todo caso de dos (2) períodos de facturación en el evento en que ésta sea bimestral y de tres (3) períodos cuando sea mensual y el fraude a las conexiones, acometidas, medidores o líneas.

Es causal también de suspensión, la alteración inconsulta y unilateral por parte del usuario o suscriptor de las condiciones contractuales de prestación del servicio.

Durante la suspensión, ninguna de las partes puede tomar medidas que hagan imposible el cumplimiento de las obligaciones recíprocas tan pronto termine la causal de suspensión.

Haya o no suspensión, la entidad prestadora puede ejercer todos los derechos que las leyes y el contrato uniforme le conceden para el evento del incumplimiento.

ARTÍCULO 141. INCUMPLIMIENTO, TERMINACIÓN Y CORTE DEL SERVICIO. El incumplimiento del contrato por un período de varios meses, o en forma repetida, o en materias que afecten gravemente a la empresa o a terceros, permite a la empresa tener

por resuelto el contrato y proceder al corte del servicio. En las condiciones uniformes se precisarán las causales de incumplimiento que dan lugar a tener por resuelto el contrato.

Se presume que el atraso en el pago de tres facturas de servicios y la reincidencia en una causal de suspensión dentro de un período de dos años, es materia que afecta gravemente a la empresa, que permite resolver el contrato y proceder al corte del servicio.

La entidad prestadora podrá proceder igualmente al corte en el caso de acometidas fraudulentas. Adicionalmente, y tratándose del servicio de energía eléctrica, se entenderá que para efectos penales, la energía eléctrica es un bien mueble; en consecuencia, la obtención del servicio mediante acometida fraudulenta constituirá para todos los efectos, un hurto.

La demolición del inmueble en el cual se prestaba el servicio permite a la empresa dar por terminado el contrato, sin perjuicio de sus derechos.

De los artículos transcritos se puede colegir que, cuando se presente un incumplimiento del contrato de condiciones uniformes, ya sea por mora en el pago originada en el suscriptor o usuario o por conexiones fraudulentas, el prestador tiene la obligación de suspenderlo, ya que así lo determinó de forma expresa el legislador en pro de otorgarle al prestador un mecanismo mediante el cual pueda asegurar el pago de la tarifa y para, por ejemplo, proteger a los propietarios de inmuebles que se encuentren arrendados frente a la mora del arrendatario, así como para no hacer más gravosa la situación del usuario en el aumento de cifras que no puedan ser asumidas de forma posterior.

Ahora bien, en cuanto al plazo para dar aplicación a la medida de suspensión, la norma señala que se debe tener en cuenta lo acordado en el contrato de condiciones uniformes, no obstante, establece un límite temporal para adoptarla del siguiente modo:

- Límite de dos (2) periodos de facturación: Cuando esta sea realizada de manera bimestral.

- Límite de tres (3) periodos de facturación: Cuando esta sea realizada de manera mensual.

En este sentido, teniendo en cuenta que la norma establece términos máximos o límites para suspender el servicio, se faculta al prestador para fijar términos inferiores en el contrato de condiciones uniformes, de tal forma que podría llegar a suspender el servicio con la sola mora de un periodo de facturación siempre y cuando lo haya dispuesto en el contrato, acotando el procedimiento establecido con el respeto al debido proceso.

Dicho esto, se entiende que la suspensión y corte del servicio son dos actividades diferentes. La suspensión del servicio hace referencia a la suspensión temporal o transitoria del suministro del servicio, esto es, hasta que el usuario dé cumplimiento a la obligación de pago pendiente o subsane la situación que generó dicha suspensión.

Por su parte, el corte del servicio conlleva principalmente a la terminación del contrato e implica que la prestación del servicio cesa de manera definitiva, lo que se materializa a través del taponamiento o retiro de la acometida y surge como consecuencia del incumplimiento del contrato por varios meses o en forma reincidente o en materias que afecten gravemente a la empresa o a terceros.

Adicionalmente, cabe añadir lo expuesto por la Superservicios en Concepto SSPD 231 de 2021 respecto del pronunciamiento de la Corte Constitucional en la sentencia T-163 de 2014, donde ha señalado algunas reglas jurisprudenciales frente a la suspensión de los servicios públicos domiciliarios, así:

Bajo ese entendido, la jurisprudencia constitucional ha señalado que las empresas de servicios públicos se encuentran obligadas a garantizar un suministro básico e indispensable del servicio, en aquellos eventos en los que se pueda evidenciar que (i) la falta de cumplimiento no obedece a la voluntad del deudor o se da como consecuencia de una fuerza insuperable; aunado a que (ii) en el lugar al que se destinan habitan sujetos de especial protección; y (iii) el servicio resulta imprescindible para el goce de derechos como la vida en condiciones dignas, la salud o la igualdad, entre otros. Por ende, no en todos los casos el incumplimiento en el pago de las

obligaciones derivadas de la citada relación contractual, es de recibo interrumpir la prestación de servicio público.” (Negritas fuera de texto).

(...)

En ese orden, antes de proceder a la suspensión del servicio, a la entidad le corresponde analizar cada caso, ya que deberá tener en cuenta si con tal decisión se pueden afectar derechos en mayor magnitud que los beneficios que se reportan, así como las causas que generaron el incumplimiento de las obligaciones facturadas. A su vez, se ha determinado que los usuarios deben contar con una carga mínima, cual es la de poner en conocimiento de las empresas la concurrencia de las tres circunstancias indicadas por la jurisprudencia constitucional, con el objetivo de lograr el goce efectivo del recurso natural, al menos en unas cantidades mínimas e indispensables.

2.4 DE LOS COBROS POR SUSPENSIÓN Y RECONEXIÓN

Como primera medida es importante señalar que, sobre el restablecimiento del servicio, la Ley 142 de 1994 se ha referido en los siguientes términos:

En el artículo 96. Otros cobros tarifarios, precisa: «Quienes presten servicios públicos domiciliarios podrán cobrar un cargo por concepto de reconexión y reinstalación, para la recuperación de los costos en que incurran».

Ahora bien, en el artículo 142 Restablecimiento del servicio. Consagra: «Para restablecer el servicio, si la suspensión o el corte fueron imputables al suscriptor o usuario, éste debe eliminar su causa, pagar todos los gastos de reinstalación o reconexión en los que la empresa incurra, y satisfacer las demás sanciones previstas, todo de acuerdo a las condiciones uniformes del contrato».

Al respecto, mediante Sentencia T-1432 de 2000 la Corte Constitucional señaló que el suscriptor o usuario tiene derecho a la reconexión del servicio, previo el pago de los gastos de reinstalación y reconexión, así como los recargos por dichos conceptos:

(...) La empresa, en el evento del no pago de los servicios durante el indicado lapso está facultada no sólo para suspenderlo, sino para exigir el pago del mismo. Su omisión le impide ejercer estas atribuciones frente al propietario deudor solidario, quien tiene el derecho de obtener la reinstalación y prestación de los servicios, mediante el pago de la obligación contenida durante las 3 facturaciones iniciales, más los correspondientes gastos de reinstalación y reconexión y los recargos durante dicho periodo (...).

De manera que, si la suspensión del servicio se ocasionó por una conducta imputable al suscriptor o usuario, éste debe eliminar su causa pagando todos los gastos de reinstalación o reconexión en los que la empresa incurra de acuerdo a lo establecido en el contrato de condiciones uniformes.

Ahora bien, es necesario señalar que el cobro de dichos gastos sólo procede en aquellos casos en donde el servicio efectivamente haya sido suspendido, dado que su fundamento legal no es el de enriquecer a las empresas sino el de permitir que éstas recuperen los costos en que hubieren incurrido por causa de la reconexión.

Así las cosas, debe precisarse que la empresa de servicios públicos no podrá realizar el cobro de dineros por concepto de reconexión a los usuarios cuando el servicio no hubiere sido efectivamente suspendido.

Dicho esto, el marco normativo que rige sobre los cobros por los conceptos asociados a la conexión del servicio de energía, lo establece la Resolución CREG 225 de 1997⁸, al respecto, en su artículo 3 se establece lo siguiente:

*ARTICULO 3o. REGIMEN TARIFARIO DE LIBERTAD. Se someten al Régimen de **Libertad de Tarifa** las siguientes actividades asociadas con el Servicio de Conexión: **El***

⁸ Por la cual se establece la regulación relativa a los cargos asociados con la conexión del servicio público domiciliario de electricidad para usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

Suministro e Instalación del equipo de medición, el Suministro de los Materiales de la Acometida y la Ejecución de la Obra de Conexión (...) (negrilla fuera de texto).

Adicionalmente, es importante tener presente lo que establece el artículo 4 de la misma Resolución:

*Artículo 4o. Régimen tarifario de libertad regulada. Las actividades de **estudio de conexión** y de **calibración inicial de medidor de Energía de tipo electromecánico, revisión de la instalación de la conexión, configuración y programación del medidor**, se someterán al régimen de libertad regulada de acuerdo con lo que se determina a continuación:*

*a) **Estudio de Conexión:** De conformidad con lo establecido en el artículo 95 de la ley 142 de 1994, está prohibido el cobro de los estudios, formularios o solicitudes de conexión, salvo que los mismos sean particularmente complejos, caso en el cual, su costo detallado podrá cobrarse al interesado.*

*b) **Parágrafo 1o.:** En ningún caso podrá cobrarse los estudios a los que se refiere el literal a) del presente artículo a los suscriptores o usuarios de los estratos 1, 2, y 3.*

Parágrafo 2o. Aquellas solicitudes que impliquen Estudios de Conexión Particularmente Complejos, y que por lo tanto requieran Estudio Preliminar con proyecto, podrán aplicar un cargo asociado con la revisión de dicho estudio no superior al 20% del Salario Mínimo Mensual Legal Vigente.

Parágrafo 3o. Cuando el constructor de un condominio, urbanización o copropiedad de tipo residencial o comercial haya cubierto los respectivos cargos de conexión, el prestador del servicio no podrá en ningún caso volverlos a cobrar al usuario final.

b) Por la calibración Inicial del Medidor de Energía se podrá cobrar un cargo igual al cargo vigente a la fecha de expedición de esta resolución, actualizado anualmente por el IPP.

La actividad Calibración Inicial del Medidor de Energía permanecerá en régimen tarifario de libertad regulada hasta el 31 de Diciembre de 1998 o cuando la Comisión encuentre evidencia de que existe competencia. Para ese entonces la CREG decidirá, a la luz del nivel de competencia que se presente, si continúa igual o cambia de régimen.

c) Revisión de la Instalación de la Conexión, Configuración y Programación del Medidor

Sólo se podrá cobrar por los conceptos involucrados en este literal los costos eficientes en que incurra la empresa asociados con el personal, en términos de horas-hombre, y el transporte del mismo al sitio de la conexión.

El Prestador del Servicio deberá aplicar los criterios anteriores para determinar los cargos por concepto de revisión de la instalación de la conexión y configuración y programación del medidor, e informarlos a la CREG. Esta última podrá modificar el valor informado por el Prestador del Servicio, en caso de que así lo juzgue necesario.

Parágrafo. Cuando el usuario solicite al Prestador del Servicio una revisión de la instalación de la conexión, este último podrá cobrar el correspondiente cargo, salvo que la obra de conexión la haya efectuado el Prestador del Servicio (negrilla fuera de texto).

Finalmente, la regulación contempla los servicios complementarios en su artículo 5:

Artículo 5o. Servicios complementarios asociados con la conexión. El régimen y los cargos aplicables a estos servicios son los siguientes:

a) *Servicio de Calibración del Equipo de Medida Posterior a la Calibración Inicial para equipos de tipo electromecánico.*

Cuando un usuario solicite expresamente el Servicio de Calibración del Equipo de Medida Electromecánico y el Prestador del Servicio esté en capacidad de ofrecerlo, este último podrá aplicar las normas previstas en el Artículo 4 de la presente Resolución.

Cuando la calibración de los equipos electromecánicos de medida sea realizada por iniciativa del Prestador del Servicio, no dará lugar a ningún cobro por parte de éste.

b) *Reconexión y Reinstalación del Servicio.*

Los prestadores del servicio podrán cobrar cargos por reconexión y reinstalación del servicio, cuando incurran en costos por realizar esas actividades. Los contratos de condiciones uniformes especificarán cuales son los costos que representan esas actividades y expresarán, de manera objetiva cómo cuantificarlos, teniendo en cuenta el costo de la mano de obra y del transporte en que incurren. En todo caso, los prestadores del servicio, no podrán cobrar servicios no prestados ni conceptos no indicados en el contrato de condiciones uniforme (negrilla fuera de texto).

Expuesto lo anterior, se deja claridad de las actividades relacionadas a la instalación de la medición al usuario y sobre las cuales las empresas establecen los costos por cada una de ellas. En resumen, las actividades son las que se listan a continuación:

- **Libertad de Tarifa:**
 - Suministro e Instalación del equipo de medición.
 - Suministro de los Materiales de la Acometida.
 - Ejecución de la Obra de Conexión.

- **Libertad Regulada**

- Estudio de Conexión.
 - Calibración inicial de medidor.
 - Revisión de la instalación de la conexión.
 - Configuración y programación del medidor
- **Servicios complementarios**
 - Calibración del Equipo de Medida Posterior a la Calibración Inicial.
 - Reconexión y Reinstalación del Servicio.

Dicho esto, la información que deben reportar las empresas al Sistema Único de Información (SUI) de la Superservicios se hace a través del formato T14 «Servicios Adicionales» de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021⁹. En ese sentido, los costos que reportan las empresas por actividades relacionadas a la conexión son lo que se reportan en la siguiente Tabla.

Tabla 5. Costos de las actividades relacionadas a la conexión.

CATEGORÍA	CÓDIGO CONCEPTO	DESCRIPCIÓN
Materiales	1	Medidor medida directa electromecánico monofásico bifilar
	2	Medidor medida directa electromecánico monofásico trifilar
	3	Medidor medida directa electromecánico bifásico trifilar
	4	Medidor medida directa electromecánico trifásico tetrafilar
	5	Medidor medida directa electrónico monofásico bifilar
	6	Medidor medida directa electrónico monofásico trifilar
	7	Medidor medida directa electrónico bifásico trifilar
	8	Medidor medida directa electrónico trifásico tetrafilar
	9	Caja metálica medidor monofásico
	10	Caja metálica medidor bifásico
	11	Caja metálica medidor trifásico
	12	Caja policarbonato medidor monofásico
	13	Caja policarbonato medidor bifásico

⁹ Por la cual se expiden los lineamientos para el cargue de información al Sistema Único de Información – SUI aplicable a los prestadores del servicio público de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional – SIN.

CATEGORÍA	CÓDIGO CONCEPTO	DESCRIPCIÓN
	14	Caja policarbonato medidor trifásico
	15	Cable monofásico bifilar 2 x 8 cobre
	16	Cable bifásico trifilar 2 x 8 + 8 cobre
	17	Cable trifásico tetrafilar 3 x 8 + 10 cobre
Calibración	18	Calibración medidor medida directa electromecánico monofásico bifilar
	19	Calibración medidor medida directa electromecánico monofásico trifilar
	20	Calibración medidor medida directa electromecánico bifásico trifilar
	21	Calibración medidor medida directa electromecánico trifásico tetrafilar
	22	Calibración medidor medida directa electrónico monofásico bifilar
	23	Calibración medidor medida directa electrónico monofásico trifilar
	24	Calibración medidor medida directa electrónico bifásico trifilar
	25	Calibración medidor medida directa electrónico trifásico tetrafilar
Reconexión / Suspensión	26	Suspensión del servicio usuario residencial Urbano
	27	Suspensión del servicio usuario residencial Rural
	28	Suspensión del servicio usuario comercial
	29	Suspensión del servicio usuario industrial
	30	Reconexión del servicio usuario residencial Urbano
	31	Reconexión del servicio usuario residencial Rural
	32	Reconexión del servicio usuario comercial
	33	Reconexión del servicio usuario industrial
Revisión / Inspección	34	Revisión equipo de medida usuario residencial Urbano
	35	Revisión equipo de medida usuario residencial Rural
	36	Revisión equipo de medida usuario comercial
	37	Revisión equipo de medida usuario industrial
	38	Revisión de instalaciones eléctricas de usuario residencial Urbano
	39	Revisión de instalaciones eléctricas de usuario residencial Rural
	40	Revisión de instalaciones eléctricas de usuario comercial
	41	Revisión de instalaciones eléctricas de usuario industrial

Fuente: Formato T14 Resolución SSPD 12515 de 2021. Elaboración DTGE.

2.5 PROCESO DE RECLAMACIÓN

Por ser del interés de los usuarios, es importante mencionar el procedimiento que se debe efectuar cuando existe inconformismo de estos frente a las decisiones de la empresa respecto de la esencia del contrato de servicios públicos, de conformidad a lo establecido en la Ley 142

de 1994, Capítulo VII «Defensa de los Usuarios en Sede de la Empresa». En este sentido, **contra los actos de negativa del contrato, suspensión, terminación, corte y facturación**, que realicen las empresas de servicios públicos domiciliarios, procede el recurso de reposición y apelación, los cuales deben ser tramitados de la siguiente manera:

1. La petición, queja o reclamo se debe presentar ante la empresa de servicios públicos domiciliarios, quien debe brindar respuesta en un término de quince (15) días hábiles contados a partir de la fecha de la presentación de la petición, queja y recurso. Para efectos de la notificación de dicha respuesta la entidad prestadora tendrá un término de cinco (5) días hábiles contados a partir de la expedición de la respuesta para enviarle citación al usuario con el fin de que comparezca a la diligencia de notificación personal. Si el usuario no acude a la diligencia de notificación personal dentro de los cinco (5) días hábiles contados a partir del envío de la citación, esta se hará por medio de aviso que se remitirá a la dirección, al número de fax o al correo electrónico que figuren en el expediente acompañado de copia íntegra del acto administrativo conforme a los artículos 69 y S.S de la ley 1437 de 2011.
2. El término para dar respuesta puede ser ampliado por el prestador cuando requiera practicar pruebas o se presente alguna otra circunstancia que dé motivo a ello. En este caso se le deberá enviar una comunicación al usuario en el que se informe los motivos de la demora y la fecha en que se le dará la respuesta definitiva. Dicho término de ampliación no podrá ser inferior a diez (10) ni mayor a treinta (30) días hábiles.
3. Si la empresa no contesta dentro de los quince (15) días hábiles se entenderá que la petición ha sido resuelta en forma favorable para el usuario, reconocimiento que deberá hacer la empresa dentro de las 72 horas siguientes al término señalado. Si no lo hiciera, el usuario podrá dirigirse a esta Superintendencia mediante un oficio solicitando se abra investigación por presunto silencio administrativo positivo (SAP), anexando copia de la petición, queja o reclamo debidamente radicada ante la empresa, junto con las pruebas que desee adicionar.

4. En caso de recibir una respuesta no favorable por parte de la empresa se podrán interponer en un mismo escrito, el Recurso de Reposición y Subsidiariamente el de Apelación ante el gerente o representante legal de la empresa, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la notificación de la decisión; quien después de resolver el recurso de reposición y llegado al caso de continuar con una decisión no favorable, remitirá el expediente a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para que se tramite la apelación. Si el usuario no interpone los recursos en el término de ley, queda en firme la decisión tomada por la empresa.
5. En caso de que interponga los recursos dentro del término legal y la empresa niegue el recurso de reposición; con fundamento en el artículo 74.3 de la Ley 1437 de 2011, el usuario podrá interponer Recurso de Queja directamente ante la Superintendencia, solicitando se revise la decisión de la empresa, que niega el recurso de apelación, para lo cual deberá adjuntar copia de dicha decisión. De este recurso se podrá hacer uso dentro de los cinco (5) días siguientes a la notificación de la decisión por parte de la empresa que niega el recurso.

3 ANTECEDENTES Y METODOLOGÍA

El diagnóstico de la medición en el SIN para la vigencia 2022, parte de los resultados obtenidos y presentados por la DTGE para el año anterior (vigencia 2021), y considera los análisis y resultados de vigilancia a la prestación del servicio de los prestadores durante el año 2022, asociados a: la cobertura de la medición, el comportamiento de consumo de los usuarios, los niveles de estimación del consumo por parte de los prestadores, el nivel de despliegue de la infraestructura de medición inteligente, la evolución de las reclamaciones, las fallas reportadas y los costos de los servicios adicionales por parte de los prestadores.

A continuación, se presenta la información relevante obtenida del diagnóstico de la vigencia anterior (2021) y, posteriormente, se indica la metodología y fuentes de información usadas para el desarrollo del presente documento.

3.1 RESULTADOS DEL DIAGNÓSTICO DE MEDICIÓN 2021

Teniendo presente que, parte de la información utilizada como insumo para la elaboración del documento es la información que los prestadores reportan en el SUI, y que, la información que reportan los prestadores del servicio público domiciliario de energía eléctrica al SUI es una información entregada al Estado Colombiano para los fines previstos en el artículo 14 de la Ley 689 de 2001 y que, una vez cargada y certificada la información se considera oficial para todos los efectos previstos en la ley y podrá ser rectificada de acuerdo con el procedimiento definido por la SSPD, sin perjuicio de las investigaciones a las que haya lugar¹⁰; será responsabilidad de los prestadores del servicio de energía eléctrica el reporte oportuno, veraz y completo de la información establecida en la Resolución SSPD 20192200020155 de 2019 y derogada por la Resolución 20212200012515 de marzo de 2021. El reporte no veraz o incompleto se entenderá como un incumplimiento a la obligación de reporte de información que trata la mencionada resolución, la cual sólo se entenderá cumplida, cuando se reporte la información subsanando la respectiva irregularidad.

En ese sentido, se identificaron las siguientes situaciones respecto de la información que se reporta en el formato TC2:

- **ENELAR:** Los formatos TC2 de la Resolución SSPD 20192200020155 de 2019 se encontraban en estado pendientes para ENELAR en el período comprendido entre enero y mayo de 2021; por esta razón, no se reportó la información del campo «Tipo Lectura» en dichos meses para el prestador.
- **AFINIA:** Reporte de usuarios sin medidor en agosto de 2021.
- **CEO:** El formato TC2 de la Resolución SSPD 20192200020155 de 2019, para el mes de marzo de 2021, se encontraba en estado pendiente; es decir, no había reportado dicho periodo.

¹⁰ Artículo 4 de la Resolución SSPD 20192200020155 de 2019, modificada por la Resolución 20212200012515 de 2021.

- **EBSA:** Para los meses de febrero, marzo, mayo, junio, agosto, septiembre, noviembre y diciembre de 2021 se encontró que el número de usuarios de EBSA se encontraba cercano a los 300 000 usuarios, mientras que, para los meses de enero, abril, julio y octubre de 2021, el número de usuarios se acercaba a 500 000 usuarios. Lo anterior se debe a que el prestador factura de manera trimestral a un conjunto de sus usuarios, y no se reporta mensualmente la totalidad de usuarios de su mercado y el tipo de lectura de estos.
- **EEP (Pereira):** El formato TC2 de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021 se encontraba en estado pendiente para EEP en el mes de noviembre de 2021; por esta razón, no se contó con la información de «Tipo Lectura» en dicho mes.
- **DISPAC:** El formato TC2 de la Resolución SSPD 20192200020155 de 2019 se encontraba en estado pendiente para DISPAC en el mes de junio de 2021; por esta razón, no se contó con la información de «Tipo Lectura» en dicho mes.
- **EPM:** El formato TC2 de la Resolución SSPD 20192200020155 de 2019 se encontraba en estado pendiente para EPM en los meses de marzo y junio de 2021; además, para el mes de diciembre de 2021 el formato se encontraba certificado, pero sin datos de facturación para ese período. Por lo anterior, no se contó con la información de «Tipo Lectura» para los meses de referencia.
- **RUITOQUE:** El formato TC2 de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021 se encontraba en estado pendiente para RUITOQUE en el mes de diciembre de 2021; además, para el mes de septiembre del mismo año, el formato se encontraba certificado, pero sin datos de facturación para ese período. Por lo anterior, no se contó con la información de «Tipo Lectura» para los meses de referencia.

En el año 2021 el nivel promedio de estimación fue de 2,7%, presentando una reducción de 2,1 p. p. con respecto al año 2020, donde el promedio había sido de 4,8%. Se refleja que el año 2020 fue un año atípico producto de la emergencia sanitaria, originando a su vez un incremento en los niveles de estimación, pero en el año 2021 los prestadores mostraron una recuperación retornando a los niveles de estimación del año 2019; incluso, redujeron en 0,1 p. p. el nivel de estimación promedio de 2019, el cual había sido de 2,8%. Adicionalmente, el

análisis para el 2021 señala que la mitad de las empresas estimaron entre el 0,0% y el 4,0% de los usuarios de su mercado de comercialización.

En el año 2021 el nivel promedio de usuarios sin medidor fue de 1,7%, presentando una reducción de 0,4 p.p. con respecto al año 2020; y retornando al mismo porcentaje de 2019, el cual fue también de 1,7%. El análisis para el 2021 señala que la mitad de las empresas estimaron entre el 0,0% y el 0,9% de los usuarios de su mercado de comercialización. No obstante, es necesario hacer la claridad de que, en caso de desestimar el dato reportado por AFINIA en agosto de 2021, el promedio de usuarios sin medidor se reduce hasta 1,4%.

Respecto de las PQR, se observó que los meses de marzo y agosto de 2021 fueron los meses con mayor número de PQR allegadas a las empresas por conceptos de medición, con un reporte de 105 102 y 103 456 reclamaciones, respectivamente. De otro lado, los meses con menor número de PQR sobre medición, fueron enero, febrero y septiembre de 2021, con 84 213, 84 405 y 86 715 reclamaciones, respectivamente. Las reclamaciones que presentaron mayor incremento en el año 2021 fueron las relacionadas con el aforo de carga, las cuales aumentaron en 170,3%; mientras que las reclamaciones que más se redujeron fueron las relacionadas con el cobro del medidor, cayendo 73,3% con respecto al año 2020.

En comparación con el año 2020, la cantidad total de usuarios con medición prepago para el año 2021 se tuvo un leve aumento pasando de 343 779 a 359 216 usuarios en esta modalidad. La cantidad total de usuarios en Barrios Subnormales¹¹ (BS) pasó de 390 a 1046; en Áreas Rurales de Menor Desarrollo¹² (ARMD) se pasó de 14 487 a 17 020 usuarios. Para

¹¹ **Barrio Subnormal (BS):** «es el asentamiento humano ubicado en las cabeceras de municipios o distritos que reúne los siguientes requisitos: (i) que no tenga servicio público domiciliario de energía eléctrica o que este se obtenga a través de derivaciones del Sistema de Distribución Local o de una Acometida, efectuadas sin aprobación del respectivo Operador de Red; (ii) que no se trate de zonas donde se deba suspender el servicio público domiciliario de electricidad, de conformidad con el artículo 139.2 de la Ley 142 de 1994, las normas de la Ley 388 de 1997 y en general en aquellas zonas en las que esté prohibido prestar el servicio, y iii) Certificación del Alcalde Municipal o Distrital o de la autoridad competente en la cual conste la clasificación y existencia de los Barrios Subnormales, la cual deberá ser expedida dentro de los quince (15) días siguientes a la fecha de la respectiva solicitud efectuada por el Operador de Red». Decreto 111 de 2012 MME.

¹² **Área Rural de Menor Desarrollo (ARMD):** «es el área perteneciente al sector rural de un municipio o distrito que reúne las siguientes características: (i) presenta un índice superior a cincuenta y cuatro punto cuatro (54.4), conforme con el indicador de las Necesidades Básicas Insatisfechas publicado por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística, y (ii) está conectada al circuito de alimentación por medio del cual se le suministra el servicio público de energía eléctrica». Decreto 111 de 2012 MME.

las Zonas de Difícil Gestión¹³ (ZDG), la cantidad de usuarios disminuyó teniendo, para el periodo 2020, 1644 usuarios reportados y pasando a tener en 2021 reporte de 482. Para otro tipo de usuarios, se pasó de 327 258 a 340 668.

3.2 METODOLOGÍA PARA EL DIAGNÓSTICO DE MEDICIÓN 2022

Para el análisis de información de la situación de medición durante el 2022 se consideran las respuestas a requerimientos de información de medición realizados a las diferentes empresas prestadoras del servicio de energía en el SIN, realizados durante el primer semestre de 2023 y que corresponde a información que no se encuentra reportada en el SUI.

De la información que reportan las empresas, se pueden ver los avances y las proyecciones relacionadas al despliegue de AMI, así como los costos asociados, esto con el propósito del cumplimiento de la meta de medición inteligente bajo esa infraestructura de medición del 75% de los usuarios a 2030. Adicionalmente, se analizan aspectos relacionados al cumplimiento del Código de Medida.

De igual forma, se usó la información reportada al SUI, especialmente la asociada a los formatos TC1, TC2 y T14 de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021.

Con la información reportada en SUI se analiza el comportamiento del consumo de los usuarios en el país dependiendo de su estrato y de la empresa que comercializa la energía.

También se analizan los niveles de estimación de consumo en el país y se hace un panorama de los usuarios sin medición y de la distribución de las áreas especiales en el país.

¹³ **Zona de Difícil Gestión (ZDG):** es el «conjunto de usuarios ubicados en una misma zona geográfica conectada al Sistema Interconectado Nacional, delimitada eléctricamente, que presenta durante el último año en forma continua, una de las siguientes características: (i) Cartera vencida mayor a noventa días por parte del cincuenta por ciento (50%) o más de los usuarios de estratos 1 y 2 pertenecientes a la zona, o (ii) Niveles de pérdidas de energía superiores al cuarenta por ciento (40%) respecto a la energía de entrada al Sistema de Distribución Local que atiende exclusivamente a dicha zona. Para ambos eventos los indicadores serán medidos como el promedio móvil de los últimos 12 meses. Así mismo el Comercializador de Energía Eléctrica, debe demostrar que los resultados de la gestión en cartera y pérdidas han sido negativos por causas no imputables a la propia empresa». Decreto 111 de 2012 MME.

Así mismo, analiza la condición de las tasas de fallas en medidores, la cancelación de fronteras comerciales y, paralelamente la evolución de PQR en temas relacionados a la medición. Información que fue analizada con la finalidad de generar estrategias de vigilancia para aquellas empresas en las que se observa una relación causal entre estas variables.

3.3 DEFINICIONES

Para efectos del presente documento y una mayor comprensión por parte del lector, se ponen de presente las siguientes definiciones tomadas de la normativa expedida por la CREG a lo largo de sus diferentes resoluciones:

Acometida: Derivación de la red local del servicio de energía eléctrica que llega hasta el registro de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios y, en general, en las unidades inmobiliarias cerradas de que trata la Ley 675 de 2001, la acometida llega hasta el registro de corte general. Se definen los tipos de la acometida como: Trifásica, Bifásica y Monofásica.

Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC): Dependencia del Centro Nacional de Despacho de que tratan las leyes 142 y 143 de 1994, encargada del registro de fronteras comerciales, de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos, transacciones y en general de todas las obligaciones que resulten por el intercambio de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores; de las Subastas de Obligaciones de Energía Firme; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos y del cumplimiento de las demás tareas que sean necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC).

Calibración posterior del medidor: Procedimientos que se aplican a los medidores que están siendo usados y que se han retirado de su sitio de instalación, para las franjas de error permitidas por las normas técnicas aplicables.

Calibración y Ajuste inicial del medidor: Procedimiento previo a la instalación inicial del medidor, mediante los cuales se determina el error (precisión) de la medida en un laboratorio acreditado, y se hacen los ajustes de este a las franjas permitidas según las normas técnicas vigentes.

Cargo por Conexión GND: Es el cargo que se cobra al usuario por una sola vez al momento de efectuar la conexión, para cubrir los costos involucrados en la conexión del inmueble al servicio. También podrá cobrarse cuando, por razones de suficiencia financiera, sea necesario acelerar la recuperación de las inversiones en infraestructura, siempre y cuando estas correspondan a un plan de expansión de costo mínimo. Este cargo incluye los costos de la Acometida, del medidor y de la primera revisión de las instalaciones internas del usuario y/o suscriptor. Las modificaciones a las condiciones existentes se tratan como una conexión nueva.

Centro de Gestión de Medidas (CGM): Es el empleado por el representante de frontera (RF) para interrogar los medidores de las fronteras comerciales de su responsabilidad, concentrar y almacenar las lecturas, ejecutar los procesos de validación y crítica de las mediciones y realizar los reportes al ASIC de las lecturas de los medidores.

Un CGM puede ser constituido por un RF o por terceros y prestar sus servicios a varios RF. Los costos asociados son acordados entre las partes.

Conexión: Es el conjunto de actividades mediante las cuales se realiza la derivación de la red local de energía eléctrica hasta el registro de corte de un inmueble y se instala el medidor. La conexión comprende la acometida y el medidor. La red interna no forma parte de la conexión.

Corte del servicio: Procedimiento mediante el cual se da por resuelto el contrato con condiciones uniformes y se retira parte, o todos los activos de conexión del usuario (acometida y equipo de medida), por la ocurrencia de algunas de las causales previstas en la Ley 142 de 1994 o en el Contrato con Condiciones Uniformes (CCU).

Frontera comercial: Corresponde al punto de medición asociado al punto de conexión entre agentes o entre agentes y usuarios conectados a las redes del Sistema de Transmisión Nacional o a los Sistemas de Transmisión Regional o a los Sistemas de Distribución Local o entre diferentes niveles de tensión de un mismo OR. Cada agente en el sistema puede tener una o más fronteras comerciales.

Frontera comercial con reporte al ASIC: Frontera comercial a partir de la cual se determinan las transacciones comerciales entre los diferentes agentes que actúan en el Mercado Mayorista de Energía (MEM) y se define la responsabilidad por los consumos. Estas fronteras se clasifican en: fronteras de generación, fronteras de comercialización, fronteras de enlace internacional, fronteras de interconexión internacional, fronteras de distribución y fronteras de demanda desconectable voluntaria.

Infraestructura Avanzada de Medición [Advanced Metering Infrastructure (AMI)]: Es la infraestructura que permite la comunicación bidireccional con los usuarios del servicio de energía eléctrica. Esta infraestructura integra hardware (medidores avanzados, centros de gestión de medida, enrutadores, concentradores, antenas, etc.), software, arquitecturas y redes de comunicaciones, que permiten la operación de la infraestructura y la gestión de los datos del sistema de distribución de energía eléctrica y de los sistemas de medida del consumo de energía. En otras palabras, es una infraestructura moderna para la medición de los consumos de energía eléctrica, que aprovecha los sistemas de comunicaciones y avances tecnológicos.

Medición por aforo: Corresponde a la sumatoria de las capacidades nominales de todos los elementos eléctricos que se encuentren instalados o susceptibles de ser conectados y de las potencias asignadas a las salidas disponibles dentro del inmueble.

Medición por promedio: Corresponde a la medición de energía eléctrica a partir del promedio del consumo de energía eléctrica sobre periodos anteriores, dicha medición efectuada a partir de los seis últimos meses si es facturación mensual, o de los tres últimos bimestres si es facturación bimensual.

Medición real: Medición real del consumo de energía eléctrica a partir del empleo de equipos de medida o medidores de energía que proporcionan información en tiempo real del consumo eléctrico.

Medidor de Energía: Los medidores de energía son aparatos usados para la medida del consumo de energía. Existen varios tipos de medidores dependiendo de su construcción, tipo de energía que mide, clase de precisión y conexión a la red eléctrica.

Medidores de inducción o electromecánicos: Es un medidor en el cual las corrientes en las bobinas fijas reaccionan con las inducidas en un elemento móvil, generalmente un disco, haciéndolo mover.

Medidores electrónicos o estáticos: Medidores en los cuales la corriente y la tensión actúan sobre elementos de estado sólido (electrónicos) para producir pulsos de salida y cuya frecuencia es proporcional a los Vatios-hora o Var-hora.

Medidores Inteligentes: El medidor inteligente registra todos los datos de consumo de energía, calculando el consumo de una forma más detallada que los medidores tradicionales. Posterior a este registro, el medidor inteligente encripta esta información para enviarla a los concentradores de datos por medio de la red eléctrica.

Operador de red de STR y SDL (OR): Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un municipio.

Reconexión del Servicio: Restablecimiento del suministro del servicio público cuando previamente se ha suspendido.

Reinstalación del Servicio: Restablecimiento del suministro del servicio público cuando previamente se ha efectuado su corte.

Representante de Frontera (RF): Corresponde al agente a cuyo nombre se registra la frontera comercial en el Sistema de Intercambios Comerciales de acuerdo con lo señalado en la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya. Para cada tipo de frontera el representante será:

- a) Frontera de generación: el agente generador.
- b) Frontera de comercialización: el agente comercializador.
- c) Frontera de enlace internacional: el agente que representa el enlace internacional ante el ASIC de conformidad con la Resolución CREG 004 de 2003 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.
- d) Frontera de interconexión internacional: la empresa de comercialización, generación o la Empresa Propietaria del Enlace Internacional Colombia Panamá, EECP, conforme lo establecido en las resoluciones CREG 057 de 1998 y CREG 055 de 2011 o aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan.
- e) Frontera de distribución: el comercializador integrado al OR.
- f) Frontera de Demanda Desconectable Voluntaria: el agente comercializador, de acuerdo con lo señalado en la Resolución CREG 063 de 2010 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.
- g) Fronteras sin reporte al ASIC: el agente comercializador con el que el usuario final haya suscrito el contrato de condiciones uniformes.

Revisión de la Instalación: Es el conjunto de actividades que realiza la empresa para revisar la instalación de la conexión, incluye acometida, medidor de energía e instalación interna, y la configuración o programación del medidor cuando fuere necesario.

Suspensión del Servicio: Interrupción temporal del suministro del servicio público respectivo, por alguna de las causales previstas en la ley o en el contrato

Último suspiro: Funcionalidad de los medidores avanzados de energía eléctrica o del sistema de medición avanzada que consiste en informar, dependiendo del medio de comunicación utilizado, que se ha producido una interrupción o corte en el suministro eléctrico.

4 DIAGNÓSTICO DE MEDICIÓN – 2022

El análisis presentado a continuación, toma como base la información certificada en el SUI, según los lineamientos de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021, por parte de las empresas respecto de sus usuarios. En ese sentido se tienen las PQR reportadas para cada una de las empresas; el total de usuarios sin medidor, los niveles de estimación del consumo para la vigencia 2022, el comportamiento de consumos de los usuarios, y los cobros de las empresas por servicios adicionales. En los anexos del presente documento se encuentra la información detallada para cada sección del diagnóstico, a través de las respectivas tablas.

En el ejercicio de tratamiento de la información reportada al SUI, la DTGE identificó presuntas inconsistencias en el reporte de información en el formato TC2 y, de la misma manera, los periodos pendientes de certificación de los formatos TC1 y TC2 por parte de las empresas. A corte de 30 de junio de 2023¹⁴ se resumen las siguientes novedades:

4.1 Novedades con la información reportada por los prestadores al SUI

En primer lugar, se hace una relación de los formatos pendientes de certificar ante el SUI. Cabe aclarar que, en dicho reporte, no solo se reportan aquellos formatos que se encuentran

¹⁴ Durante el primer semestre de 2023 las empresas certificaron formatos pendientes para periodos de 2022. Razón por la que, para la elaboración del presente informe, la información reportada al SUI se consulta con suficiente posterioridad al cierre del año de estudio.

en estado «pendiente», sino también aquellos que se encuentran cargados a la base de datos, pero que no se encuentran «Certificados» ante el SUI.

En la Tabla 6 se presenta el listado de empresas y de los respectivos periodos pendientes de certificar el formato TC1 para la vigencia 2022.

Tabla 6. Formatos TC1 pendientes de certificar para el año 2022.

Empresa	Periodos
CELSIA Colombia SA ESP	Julio, diciembre
Compañía De Electricidad De Tuluá SA ESP	Agosto, septiembre, octubre, noviembre, diciembre
Empresa De Energía Del Valle De Sibundoy SA ESP	Junio, julio, agosto, septiembre, octubre, noviembre, diciembre

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

En la Tabla 7 se presenta el listado de empresas y de los respectivos periodos pendientes de certificar el formato TC2 para la vigencia 2022; se resaltan las empresas que tienen pendiente de certificar todo el año 2022.

Tabla 7. Formatos TC2 pendientes de certificar para el año 2022.

Empresa	Periodos
Compañía de Electricidad de Tuluá SA ESP	Agosto, septiembre, octubre, noviembre
Electrificadora del Huila SA ESP	Junio, julio, agosto, octubre
Empresa de Energía de Pereira SA ESP	Agosto
Empresa de Energía del Valle de Sibundoy SA ESP	Todo 2022
Empresas Públicas de Medellín ESP	Junio, julio, agosto
NEU Energy SAS ESP	Todo 2022
Profesionales en Energía SA ESP	Abril, mayo, junio, julio, noviembre
Ruitoque SA ESP	Noviembre
Voltaje Empresarial SAS ESP	Todo 2022

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Adicionalmente, se presenta a continuación un informe de las inconsistencias presentadas en los reportes realizados por las empresas a través el formato TC2 respecto de los campos «tipo de medidor» y «tipo de lectura». Se buscó para el año 2022 el reporte de los usuarios que,

mes a mes, aparecen clasificados con código 3 (que corresponde al concepto «no tiene medidor») en el campo 13 (que corresponde al «tipo de lectura») del formato TC2, y que adicionalmente, son reportados en el campo 42 «tipo de medidor» en una clasificación diferente al código 6 que corresponde a «usuario sin medidor». Es decir, se tienen datos inconsistentes cuando se reportan usuarios con tipo de lectura «no tiene medidor» y en con tipo de medidor mecánico, electrónico o inteligente en lugar de ser reportados como «usuario sin medidor».

La cantidad de reportes que presentan inconsistencias se presentan en la Tabla 8.

Tabla 8. *Número de reportes inconsistentes por empresa por tipo de medidor.*

EMPRESA	Electromecánico	Electrónico	Inteligente Unidireccional	Inteligente bidireccional
Afinia	167.053	20.982	0	287
AIR-E	2	6	0	0
CEDENAR	0	26	84	0
Celsia	24	276	0	0
CETSA	6	8	0	0
Electrohuila	0	6.531	40	0
EMCALI	944	0	9.715	0
EPM	7	1	0	0

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

En ese sentido, la información que se presenta en la Tabla 8 da cuenta del número de reportes de usuarios con tipo de lectura «no tiene medidor» y que también tienen clasificación de tipo de medidor en los campos de tipos de medidor electromecánico, electrónico, inteligente unidireccional e inteligente unidireccional.

Para dar un mayor alcance a lo presentado en la Tabla 8, se discrimina de forma mensual los reportes inconsistentes para cada una de las 8 empresas. En ese sentido en las Tabla 9 a la Tabla 16, se presenta la información detallada para Afinia, AIR-E, Cedenar, Celsia, CETSA, Electrohuila, EMCALI, y EPM, respectivamente.

Tabla 9. Reportes con inconsistencias por mes para Afinia.

Mes	Electromecánico	Electrónico	Inteligente bidireccional	Total
Mayo	142.977	0	0	142.977
Junio	142.244	9.569	287	152.100
Julio	153.744	146	0	153.890
Agosto	6.491	1.757	0	8.248
Septiembre	2.425	8.928	0	11.353
Octubre	136.848	990	0	137.838
Diciembre	940	0	0	940

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 10. Reportes con inconsistencias por mes para AIR-E.

Mes	Electromecánico	Electrónico	Total
Agosto	2	6	8

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 11. Reportes con inconsistencias por mes para Cedonar.

Mes	Electrónico	Inteligente unidireccional	Total
Febrero	0	1	1
Abril	2	0	2
Junio	1	0	1
Agosto	4	41	45
Septiembre	4	48	52
Octubre	3	25	28
Noviembre	11	2	13
Diciembre	3	0	3

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 12. Reportes con inconsistencias por mes para Celsia.

Mes	Electromecánico	Electrónico	Total
Enero	1	0	1
Febrero	1	0	1
Marzo	1	0	1
Mayo	1	136	137

Mes	Electromecánico	Electrónico	Total
Septiembre	0	2	2
Octubre	7	101	108
Noviembre	18	133	151

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 13. Reportes con inconsistencias por mes para CETSA.

Mes	Electromecánico	Electrónico	Total
Mayo	0	6	6
Diciembre	6	2	8

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 14. Reportes con inconsistencias por mes para Electrohuila.

Mes	Electrónico	Inteligente unidireccional	Total
Enero	2195	21	2216
Febrero	2345	14	2359
Marzo	2396	17	2413
Abril	2307	17	2324
Mayo	2296	18	2314
Septiembre	2435	19	2454
Noviembre	2566	16	2582
Diciembre	2586	18	2604

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 15. Reportes con inconsistencias por mes para EMCALI.

Mes	Electromecánico	Inteligente unidireccional	Total
Enero	439	0	439
Febrero	433	0	433
Marzo	496	0	496
Abril	0	9518	9518
Mayo	23	7737	7760
Junio	133	7	140
Julio	216	8	224
Agosto	117	9	126

Mes	Electromecánico	Inteligente unidireccional	Total
Septiembre	157	8	165
Octubre	141	4	145
Noviembre	115	0	115
Diciembre	112	0	112

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 16. Reportes con inconsistencias por mes para EPM.

Mes	Electromecánico	Electrónico	Total general
Marzo	2	0	2
Abril	3	0	3
Mayo	4	1	5
Septiembre	6	1	7
Octubre	4	1	5
Noviembre	4	1	5
Diciembre	4	1	5

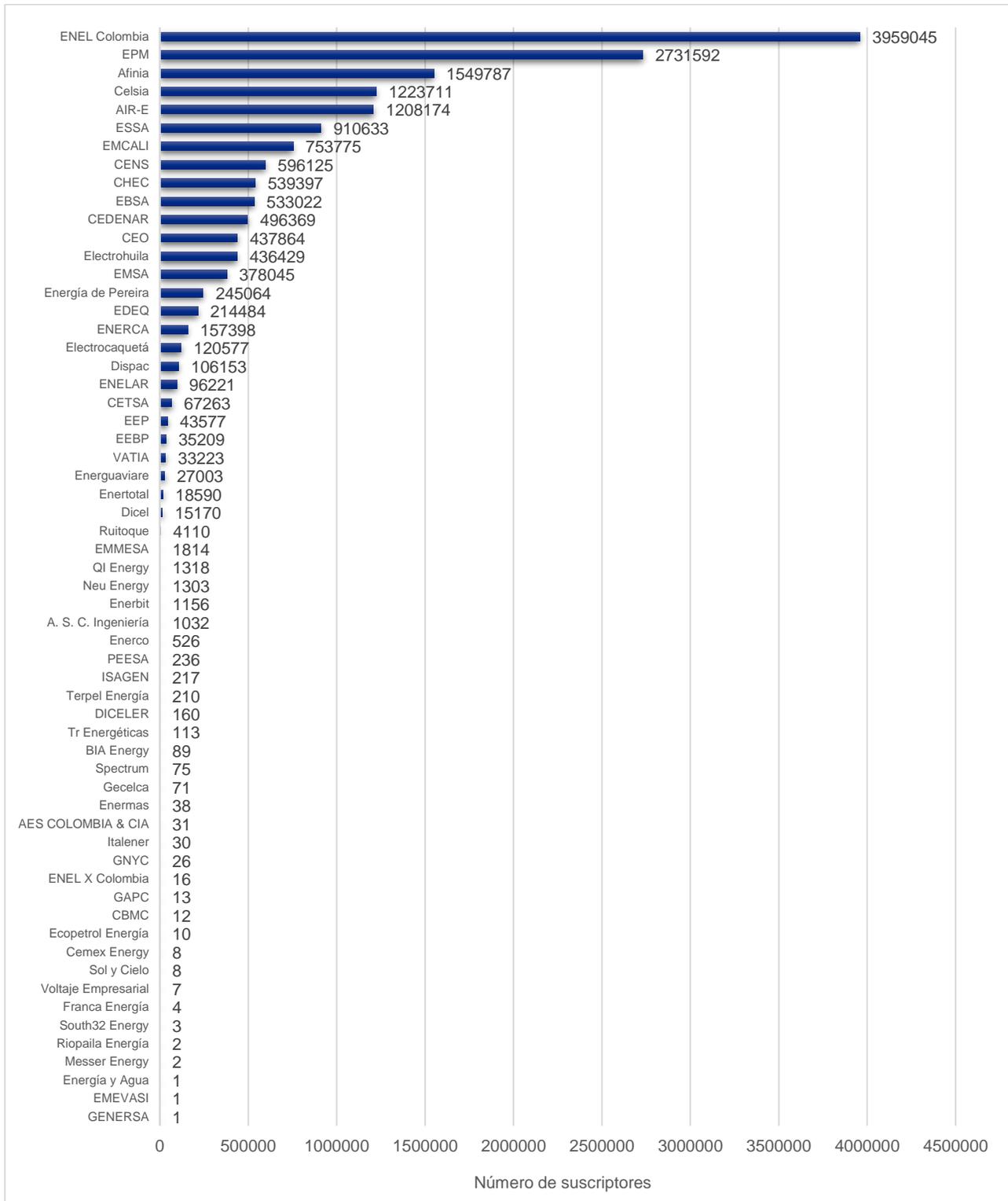
Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

4.2 Medición del consumo facturado

En primer lugar, se presenta un panorama del número de usuarios por empresa para la vigencia 2022. Al final del año 2022 se contaba un total de 16 946 543¹⁵ usuarios distribuidos como se muestra en la Figura 1.

¹⁵ Se utilizó como referencia el cuarto trimestre de 2022, esto, con el propósito de dar cuenta de los usuarios cuyo ciclo de facturación no es mensual.

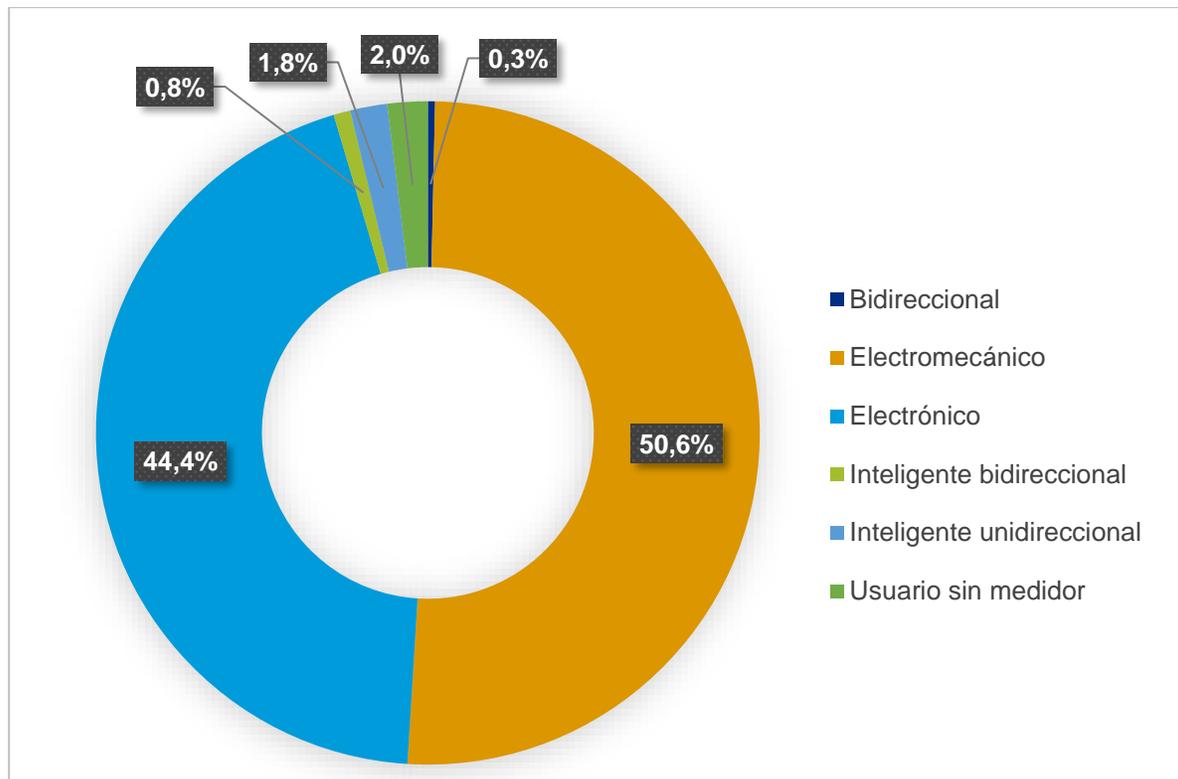
Figura 1. Distribución de usuarios en el SIN para el año 2022¹⁶.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Del total de usuarios, la distribución de tipo de medidor, que se reporta por las empresas en el formato TC2 del SUI, se muestra en la Figura 2.

Figura 2. Distribución de los medidores en el SIN.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

De la Figura anterior se evidencia que, para el año 2022, hubo un porcentaje de 2% usuarios sin medidor. En comparación, al cierre del año 2021 de los 16 594 726 usuarios, un 2,6% de usuarios se encontraba sin medidor. Lo que representa una disminución en el porcentaje de usuarios sin medidor respecto del total de usuarios en el SIN para cada vigencia. Esto, en cifras aproximadas significa que, se pasó de tener 431 462 usuarios sin medidor en el año 2021, a tener en 338 900 usuarios sin medidor en el año 2022.

¹⁶ La información presentada puede tener pequeñas diferencias con el número real de suscriptores debido a que algunos prestadores tienen usuarios que tienen periodos de facturación diferentes a un mes. Sin embargo, se ajustaron los datos de los últimos tres periodos de 2022 para tener la medida más cercana posible a la realidad.

En complemento, en la Tabla 17 se presenta la proporción de distribuidores por estrato/sector. Allí se pone de presente la participación por cada estrato y sector sobre el total de medidores, y del tipo de medidor en cada una de estas categorías.

Tabla 17. Distribución porcentual de medidores por estrato/sector – 2022.

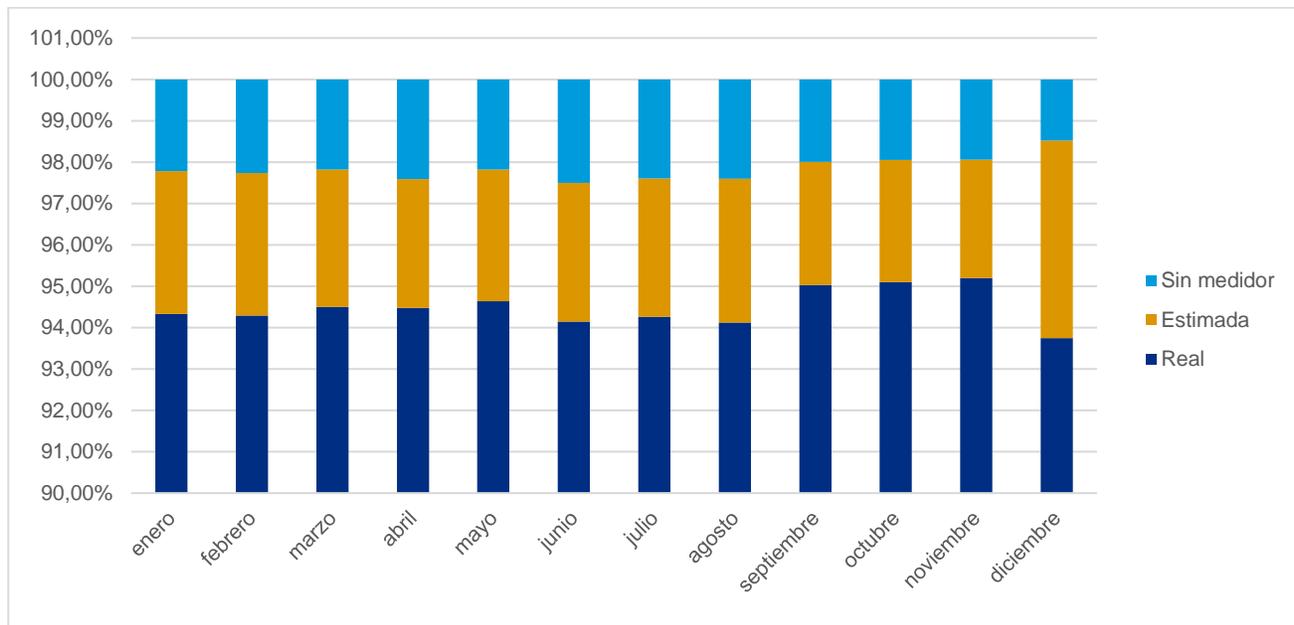
Estrato/sector	Bidireccional	Electromecánico	Electrónico	Inteligente bidireccional	Inteligente unidireccional	Usuario sin medidor	Total
Alumbrado Público	0,000%	0,002%	0,010%	0,000%	0,000%	0,008%	0,020%
Comercial	0,051%	3,833%	3,075%	0,089%	0,166%	0,105%	7,319%
Estrato 1	0,064%	12,520%	12,182%	0,181%	0,405%	1,610%	26,962%
Estrato 2	0,115%	16,361%	15,054%	0,158%	0,537%	0,140%	32,365%
Estrato 3	0,069%	10,495%	9,008%	0,259%	0,479%	0,028%	20,338%
Estrato 4	0,026%	3,998%	3,168%	0,080%	0,127%	0,011%	7,410%
Estrato 5	0,007%	1,828%	0,866%	0,018%	0,024%	0,002%	2,744%
Estrato 6	0,006%	1,018%	0,479%	0,008%	0,032%	0,001%	1,544%
Industrial	0,020%	0,344%	0,336%	0,022%	0,009%	0,010%	0,742%
Oficial	0,006%	0,242%	0,192%	0,004%	0,015%	0,039%	0,498%
Provisional	0,003%	0,016%	0,029%	0,000%	0,004%	0,004%	0,056%

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

En primer lugar, cabe mencionar que la suma de las columnas de la Tabla 17 da cuenta de lo reportado en la Figura 2. Adicionalmente, se considera la participación discriminada por los estratos del sector residencial y de los sectores comercial, industrial, oficial, provisional y el alumbrado público. En la última columna se presenta la participación total de cada estrato/sector en el total de medidores. En consideración de esto último, del total de medidores en el SIN, el sector residencial abarca el 91,36% de medidores; el sector comercial aporta un 7,32%; y el 1,32% restante a los otros sectores.

Ahora bien, en la Figura 3 se presenta cómo fue la medición del consumo de los usuarios del SIN para el año 2022.

Figura 3. Porcentaje de tipo de lectura por periodo – 2022.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

La información de la Figura 3 corresponde a lo reportado por los prestadores en el campo 13 del formato TC2 de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021, el cual ofrece los códigos de reporte para el tipo de lectura como 1) real, 2) estimada y 3) no tiene medidor. Para el año 2022, se tuvo que, en promedio, la medición del consumo por lectura real fue del 94,5%; la medición por estimación del consumo fue del 3,35% y el porcentaje de usuarios sin medidor de un 2,16%.

Cabe mencionar que, si bien el promedio de estimación nacional se reporta alrededor del 3,35% mensual, los rangos de estimación de cada empresa respecto del total de sus usuarios varían significativamente respecto del promedio. En análisis de la estimación del consumo se presenta en la sección 4.4.

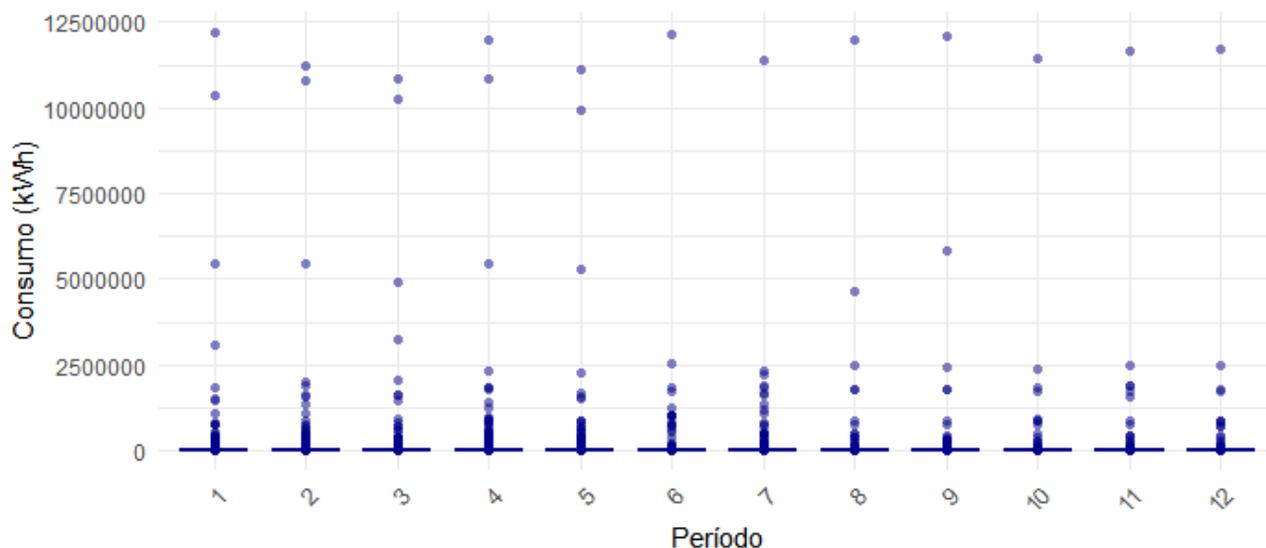
4.3 Análisis de los patrones de consumo en el país

En atención a que la medición tiene como propósito la determinación de los consumos reales, se muestra a continuación un análisis de los patrones de consumo considerando el sector residencial.

Como primera medida, para los casi 17 millones de usuarios en el SIN, para cada estrato, para cada uno de los periodos del año, y tomando como fuente lo reportado por los prestadores en el SUI sobre el consumo facturado, se realizan los diagramas de bigotes y de densidad, a fin de presentar un panorama del consumo según el tipo de usuario.

En la Figura 4 se presenta un estadístico del consumo de los usuarios del estrato 1 en cada periodo del año 2022, esto con la información reportada por los diferentes prestadores en el SUI.

Figura 4. Consumo usuarios estrato 1 por periodo.

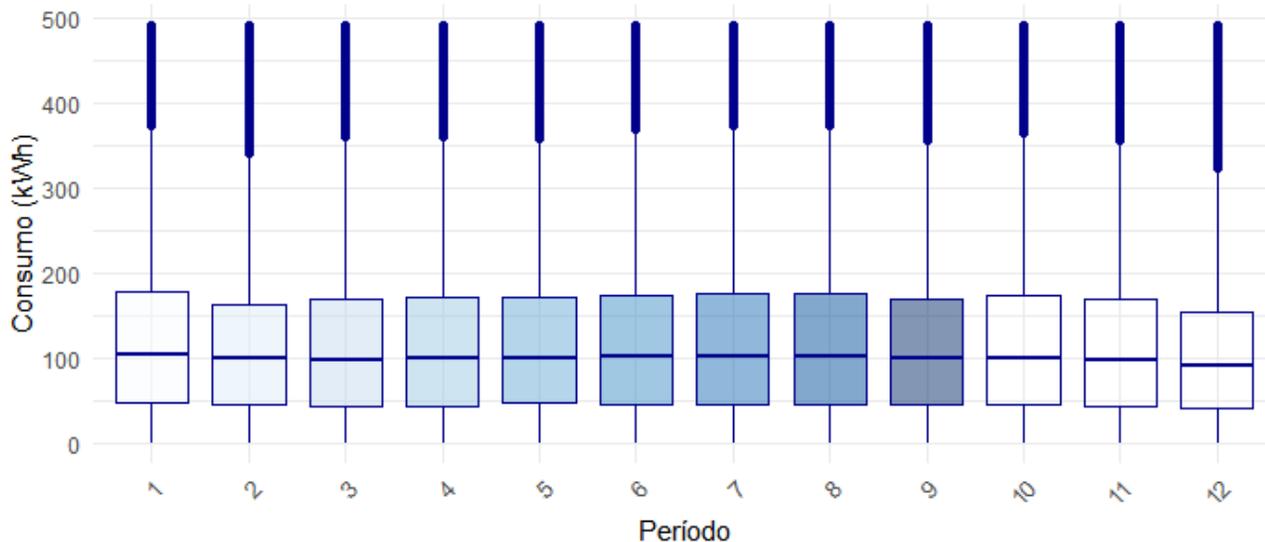


Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Claramente se evidencian datos atípicos (outliers), datos muy alejados del promedio que no permiten establecer un panorama del comportamiento general.

Para hacer el análisis, el proceso de exclusión de los datos atípicos se realizó tomando como criterio que los límites superior e inferior corresponden al cuartil 3 más 3 veces el rango intercuartílico (IQR, por sus siglas en inglés), y al cuartil 1 menos tres veces el rango intercuartílico, respectivamente. El resultado se muestra en la Figura 5.

Figura 5. Consumo usuarios estrato 1 por periodo sin outliers.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Una vez establecido el criterio y filtrando los datos se puede identificar el comportamiento del consumo de los usuarios estrato 1 del país. De la Figura 5 se identifica que el usuario residencial estrato 1 consume una cantidad de kilovatios hora mes de alrededor de 100, se evidencia un valor promedio ligeramente más alto en el mes de enero (que por los reportes corresponde al consumo del mes de diciembre de 2021) y un consumo más bajo en diciembre (correspondiente a los consumos de noviembre).

Teniendo en cuenta que la base del análisis corresponde a la información reportada por los prestadores al SUI, y considerando el número de datos atípicos reportados por las empresas para cada periodo, corresponde a la SSPD identificar cuál situación se debe a un mal reporte de la información, y cuál corresponde a usuarios con esos hábitos atípicos de consumo y las causas de ello.

Para este caso particular, la cantidad de usuarios con consumos atípicos, extraídos de la base de datos del SUI para el análisis estadístico del comportamiento de consumo de los usuarios del estrato 1, se presenta en la Tabla 18, donde se reporta por periodo la información.

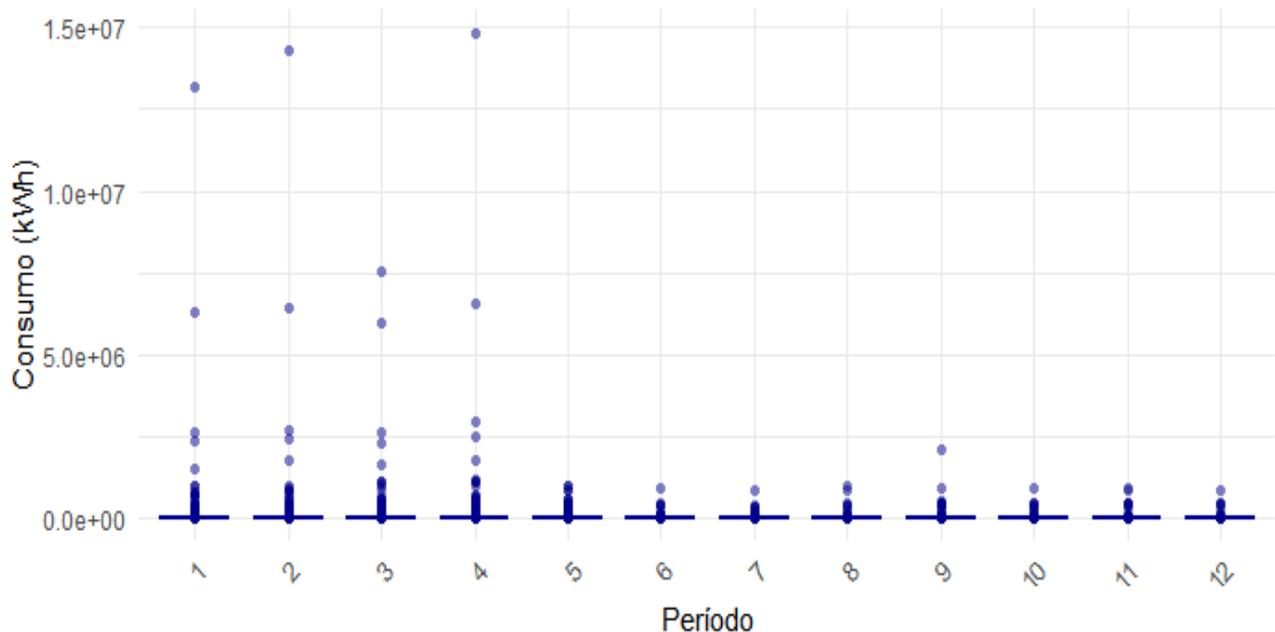
Tabla 18. Reporte del total de datos de consumos atípicos para el estrato 1.

EMPRESA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
AES COLOMBIA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
AIR-E	47000	34129	45458	48764	42272	46724	40086	42970	40543	47330	40619	0
Afinia	19503	18501	18319	17521	17987	27891	30186	29621	26616	26874	27091	28792
CELSIA COLOMBIA	2347	2087	1887	1997	2018	1804	1973	1940	1951	1952	1851	1954
CHEC	754	521	602	451	690	489	640	508	714	526	691	506
CEDENAR	812	972	1002	997	878	887	867	889	880	848	800	805
CENS	2515	2142	2015	2587	2430	2595	2335	2889	2772	2459	2395	2160
COLOMBINA ENERGÍA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CETSA	36	29	32	36	37	32	36	33	35	35	29	48
CEO	607	550	472	855	598	627	617	629	602	577	571	591
DICELER	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
DICEL	0	0	0	147	145	148	7	153	4	4	10	10
ESSA	2520	1828	2022	2043	1812	2004	1883	1967	1865	1813	1732	1685
Electrocaquetá	398	294	289	300	224	256	226	259	260	339	306	334
Electrohulla	930	716	742	725	727	0	0	0	902	0	860	814
EMSA	770	530	579	529	559	445	474	490	449	564	511	535
Energía de Pereira	168	130	136	132	148	0	139	0	135	133	128	131
ENELAR	629	578	477	566	476	476	411	521	527	524	561	534
EBSA	1056	111	78	964	90	101	975	100	104	988	115	101
ENERCA	0	0	0	546	604	562	365	633	559	379	634	524
EDEQ	379	342	290	332	340	344	346	367	367	320	321	307
EEBP	0	0	0	0	238	226	213	231	241	274	276	282
EEP	103	74	90	74	76	68	60	82	88	114	84	89
Energüaviare	165	207	192	142	178	167	173	177	204	216	192	182
Dispac	525	504	417	587	530	596	544	512	559	559	495	526
EMEESA	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
EMCALI	1278	1329	1312	1092	1301	1258	1095	1191	1127	1239	1224	1148
EPM	7528	7545	7829	6910	7157	0	0	0	8065	7176	7197	7709
Enel Colombia	3027	2126	2334	2522	2335	2223	2852	2448	2209	2500	2675	2631
ENERCO	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
ENERTOTAL	2	2	38	13	10	9	12	11	15	3	3	3
FRANCA ENERGIA	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
ITALENER	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
QI ENERGY	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	1
RIOPAILA ENERGÍA	4	4	4	4	4	3	3	4	4	4	4	4
SOL & CIELO ENERGÍA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
TERPEL ENERGIA	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
VATIA	107	122	123	112	111	122	113	127	124	121	126	107
Total	93178	75388	86753	90963	83990	90072	86646	88765	91935	97884	91514	52527

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

De manera similar, se analiza el conjunto de datos de consumo para los usuarios estrato 2 del país. En la Figura 6 se muestra el comportamiento del consumo de los usuarios del estrato 2.

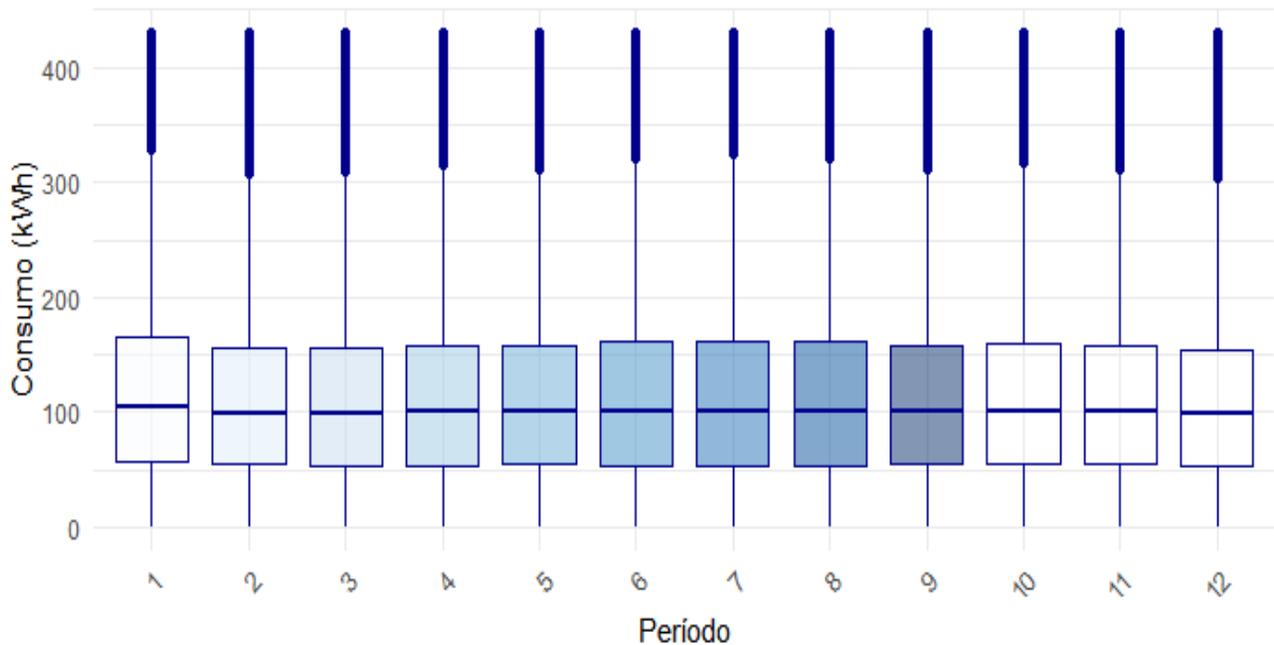
Figura 6. Consumo usuarios estrato 2 por periodo.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Nuevamente, igual a como ocurre con los usuarios del estrato 1, se hace necesario hacer un tratamiento a los datos estadísticos para descartar los datos atípicos, en ese sentido se toma el mismo criterio de que los límites se toman a partir de 3 veces el IQR. Eso da como resultado la información que muestra en la Figura 7.

Figura 7. Consumo usuarios estrato 2 por periodo sin outliers.

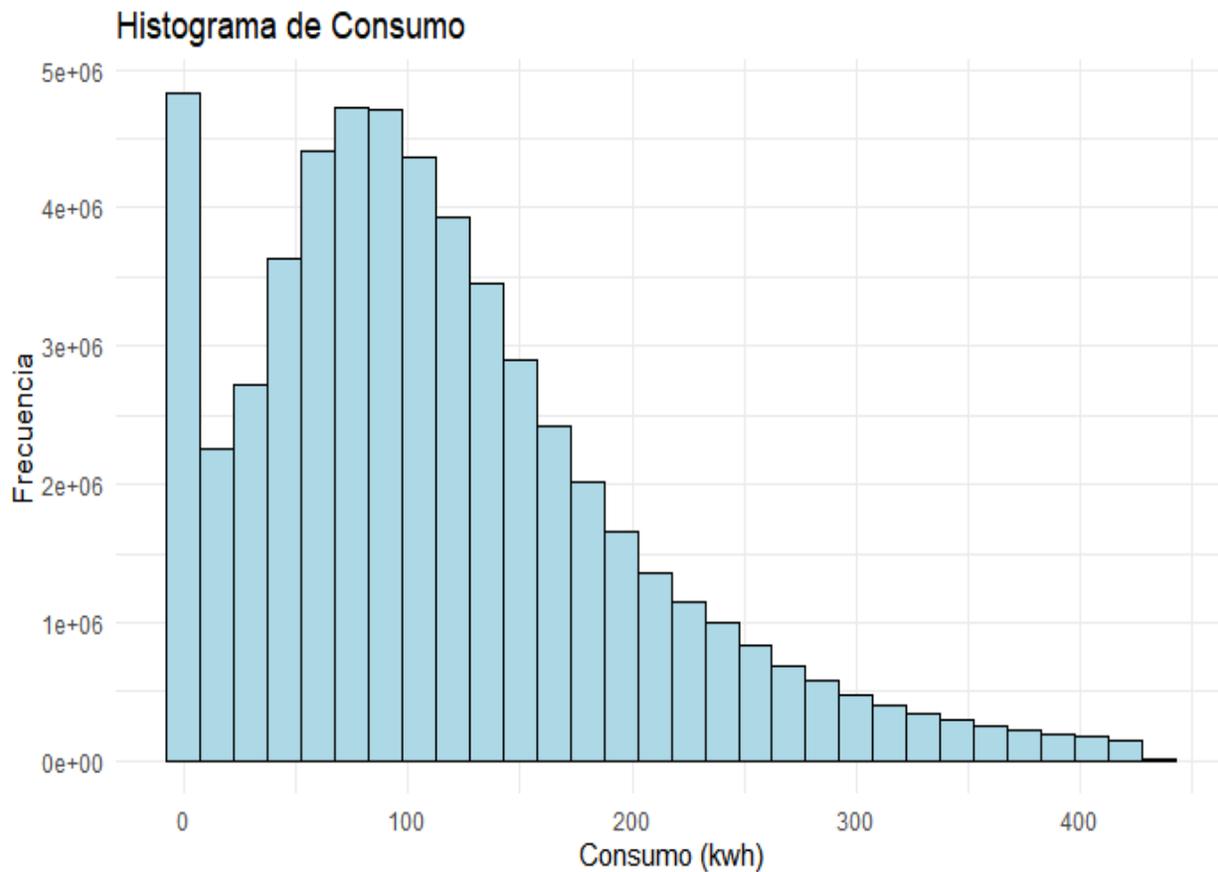


Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Esta población de usuarios muestra un comportamiento muy estable en promedio a lo largo del año, existe una variación muy pequeña en los consumos reportados en el mes de enero, que dan cuenta de lo ocurrido en diciembre del año anterior.

Otra forma en que se puede analizar la misma información es mediante el histograma, este permite identificar más claramente el tipo de distribución que tienen estos usuarios en sus consumos, así como la ubicación de los datos atípicos y de la dispersión de esos datos. Para el estrato 2 el histograma se muestra en la Figura 8.

Figura 8. Histograma de los consumos del estrato 2.

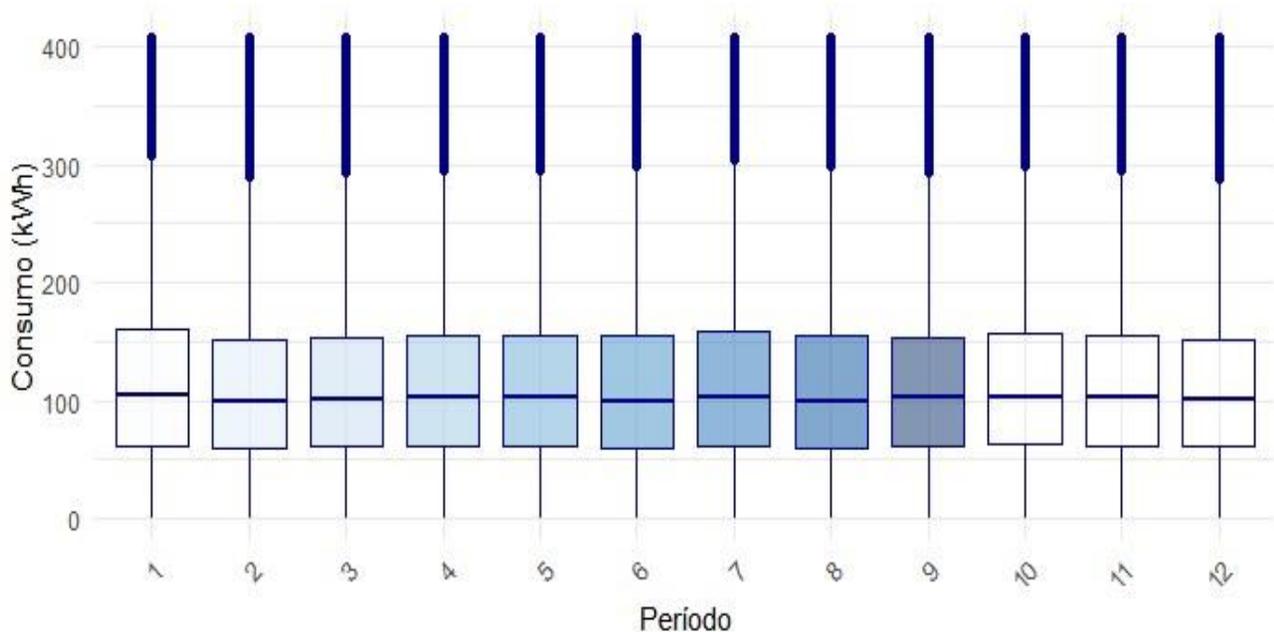


Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Claramente, se puede evidenciar que el comportamiento de la distribución no obedece a una distribución normal, por lo que, para analizar variables como la desviación estándar y la varianza se requiere el tratamiento adicional a los datos conforme a la teoría estadística.

Finalmente, se presenta un estadístico de la distribución de los consumos para el estrato 3.

Figura 9. Consumo usuarios estrato 3 por periodo sin outliers.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

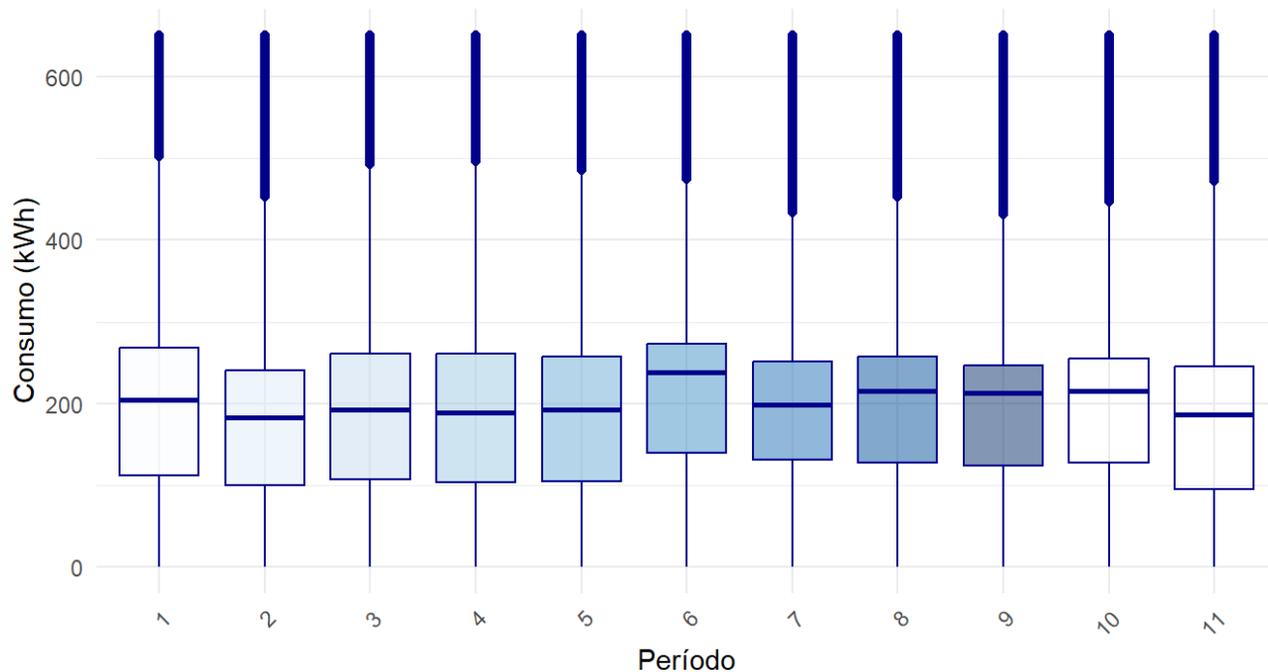
A nivel nacional, comparando lo presentado en las Figura 5, Figura 7 y Figura 9, se evidencia que, para los estratos residenciales 1, 2 y 3, el promedio de consumo anual es muy similar entre los tres estratos, sin embargo, es de notar que, el rango intercuartílico (IQR) es mayor que para el estrato 1 en comparación con el estrato 2 y 3; y que, para el estrato dos, esa misma medida es mayor que para el estrato 3. Cabe recordar que dicho rango es una medida de la dispersión estadística y con eso es posible comparar las distribuciones de los consumos; además de ubicar valores extremos. En ese sentido, lo que se observa es una mayor dispersión cuanto menor es el estrato residencial, tal como lo muestran los valores extremos que presentan las Figura 5, Figura 7 y Figura 9 para las cuales -como se mencionó previamente- los valores extremos para tratar los datos atípicos consideró un margen de 3 veces el IQR.

Ahora bien, poniendo de presente los casos anteriores y con el propósito de dar mayor alcance al análisis de los consumos de los usuarios residenciales y partiendo del hecho de que, a nivel nacional los consumos de los usuarios del sector residencial tienden a tener el comportamiento de la forma en cómo se presenta para los estratos 1 y 2 en las Figura 5 y

Figura 7. Se presenta una comparación para los usuarios del estrato 1 y 2, los cuales son atendidos por las empresas AIR-E, Afinia, EPM, Enel Colombia y EMCALI, esto para establecer un comparativo a nivel del interior y sur del país con los usuarios de la costa atlántica en donde las condiciones climáticas son muy diferentes en un sector respecto del otro. Cabe mencionar que, para todos los casos, se dio tratamiento a los datos atípicos considerando para los límites superior e inferior 3 veces el IQR.

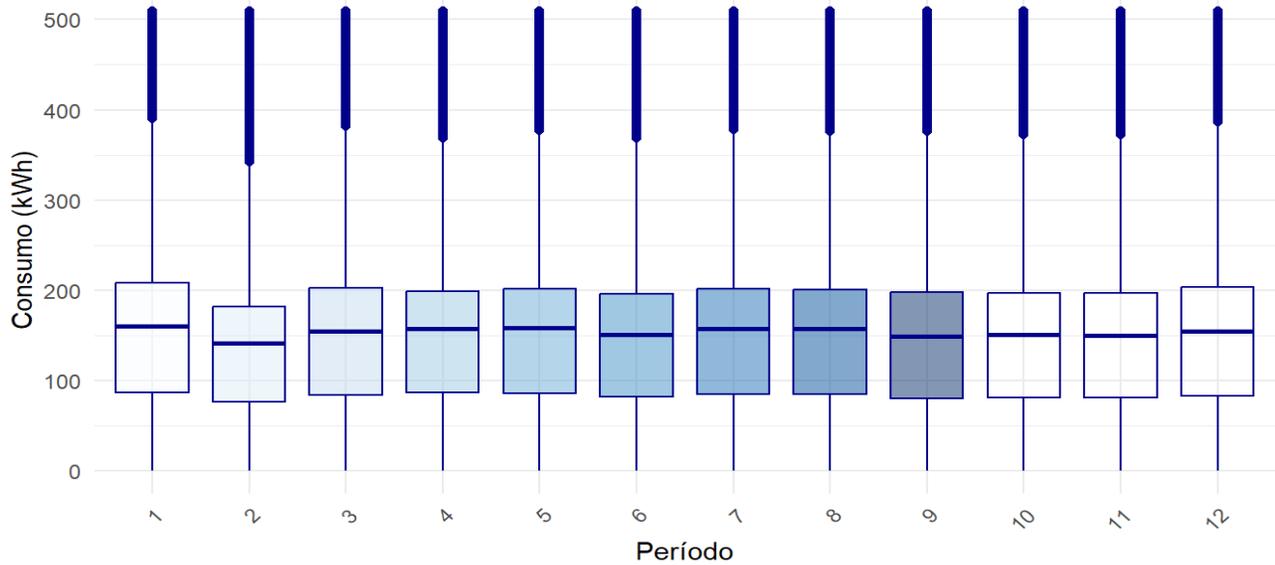
En la Figura 10 se muestra el comportamiento mensual de los consumos de los usuarios del estrato 1 de la empresa AIR-E, en la Figura 11 se presenta la misma información para AFINIA, en la Figura 12 se muestra el mismo comportamiento para los usuarios de EPM, en la Figura 13 la información para la empresa Enel Colombia, y en la Figura 14 se muestra lo respectivo para la empresa EMCALI.

Figura 10. Consumo usuarios estrato 1 por periodo de la empresa AIR-E.



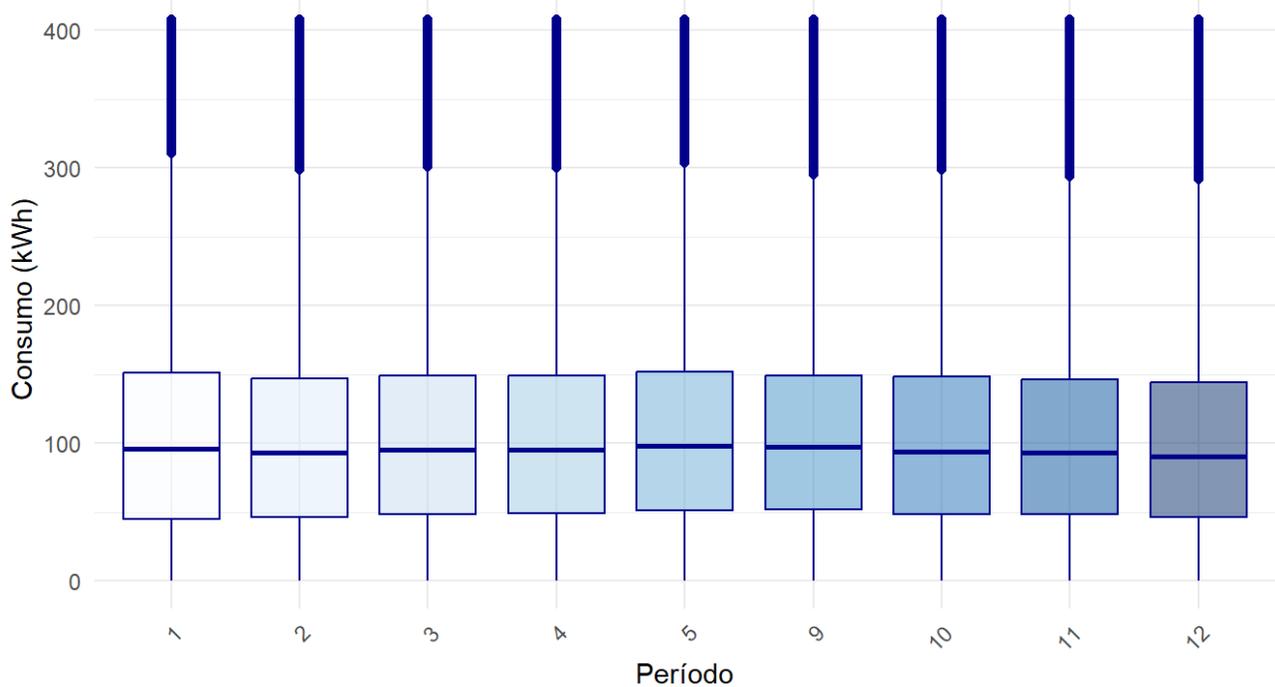
Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Figura 11. Consumo usuarios estrato 1 por periodo de la empresa AFINIA.



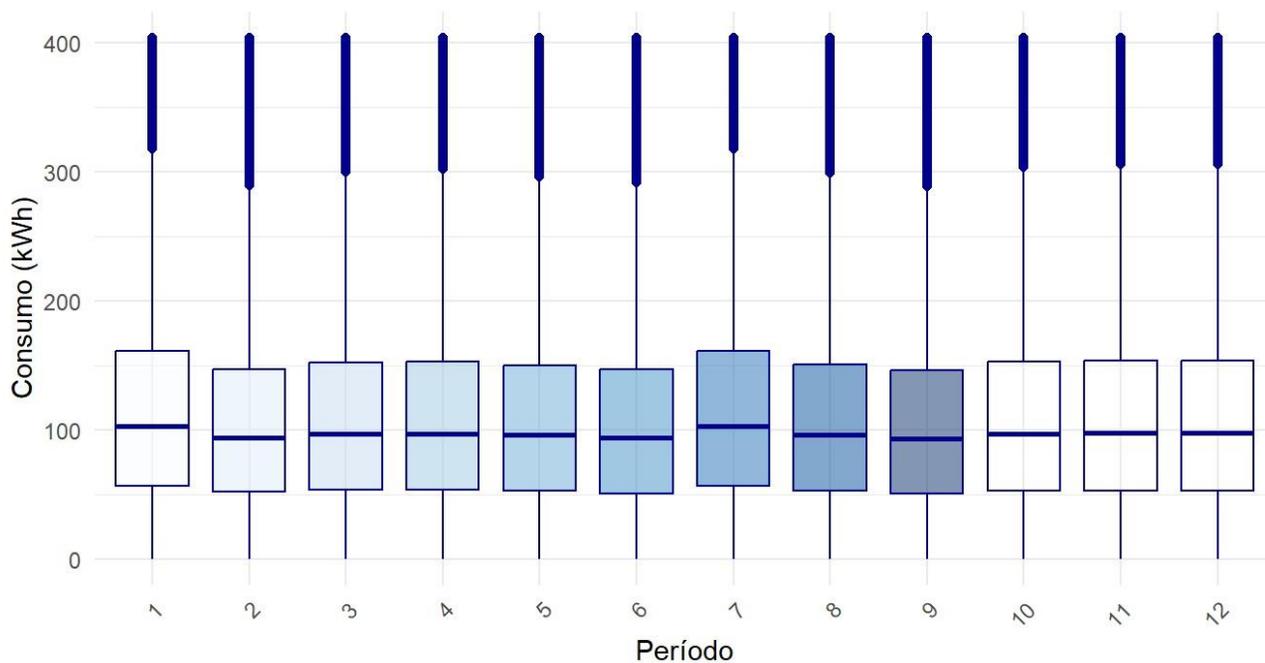
Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Figura 12. Consumo usuarios estrato 1 por periodo de la empresa EPM.



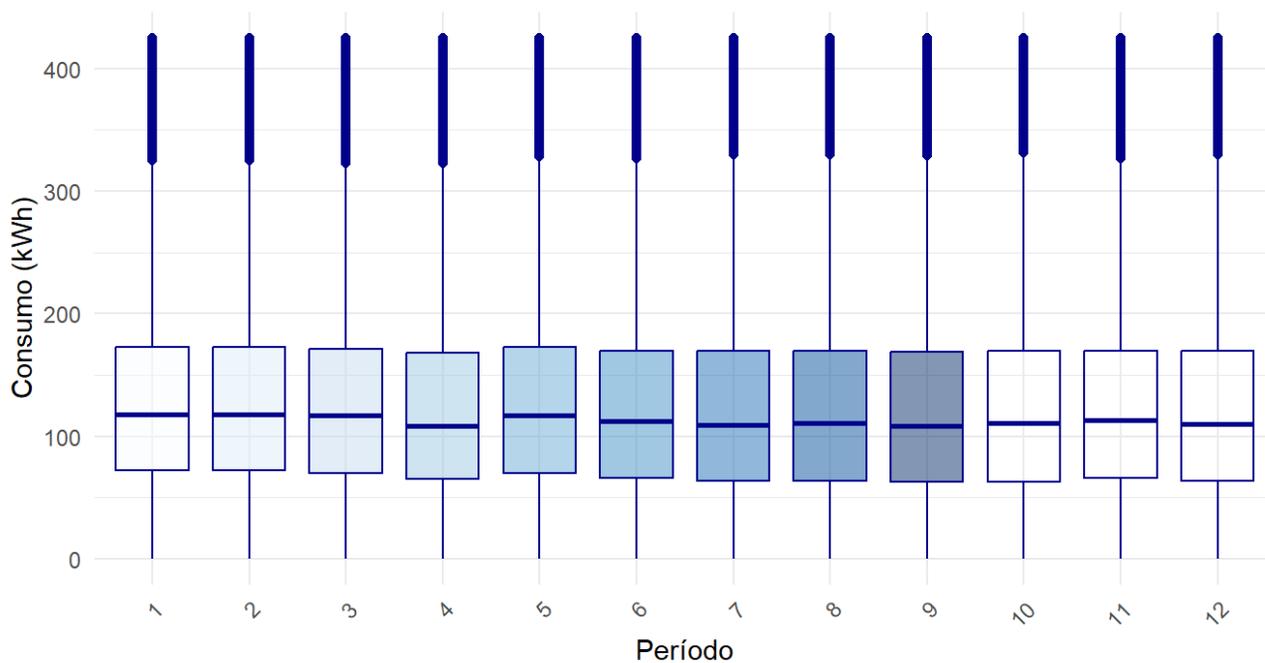
Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Figura 13. Consumo usuarios estrato 1 por periodo de la empresa Enel.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Figura 14. Consumo usuarios estrato 1 por periodo de la empresa EMCALI.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Para las cinco empresas, luego de eliminar los datos atípicos se obtienen los siguientes datos estadísticos:

Tabla 19. *Indicadores para los consumos estrato 1 de AIR-E, Afinia, EPM, ENEL y EMCALI.*

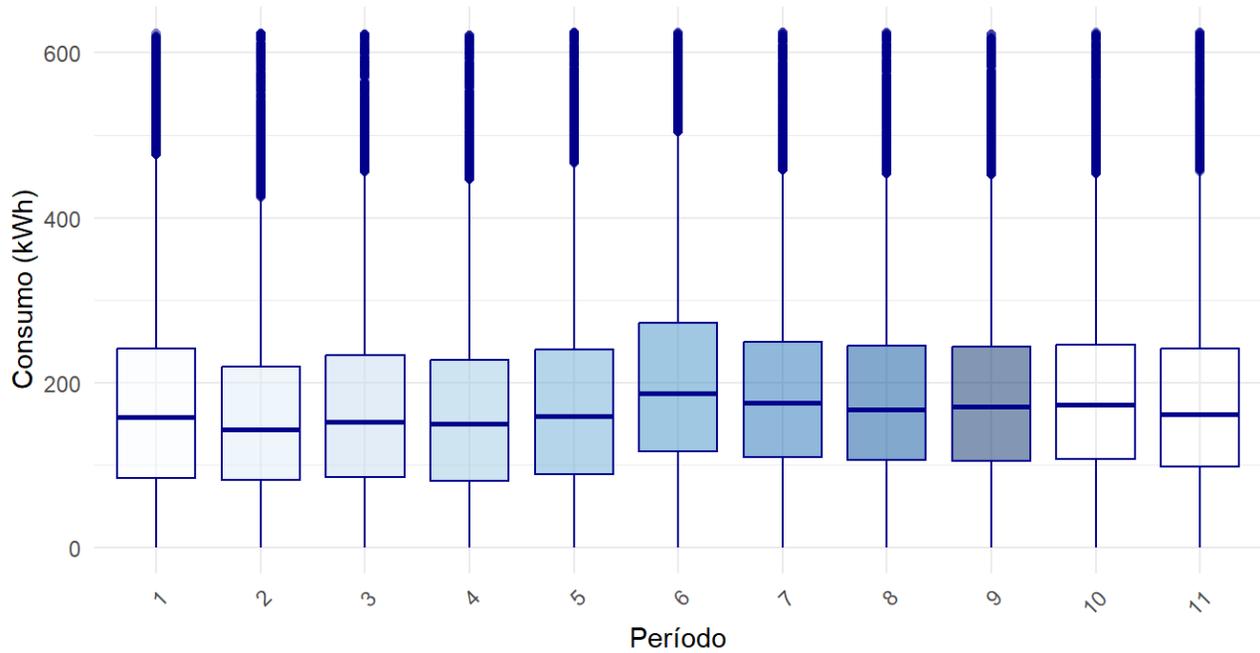
EMPRESA	Mínimo	Primer cuartil	Mediana	Promedio	Tercer cuartil	Máximo
AIR-E	0	115	202	203,2	257	651
AFINIA	0	83	153	151,5	200	510
EPM	0	48	95	105	148	408
ENEL	0	53	97	110,1	152	404
EMCALI	0	67	113	123,5	170,4	425

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Comparativamente, es evidente que la empresa AIR-E reporta un promedio de consumo para sus usuarios del estrato 1, detrás de ella se encuentra Afinia, completando el mercado de la costa atlántica en el norte del país, seguido de EMCALI y Enel Colombia y luego EPM con el promedio más bajo. Esto pone en evidencia hábitos de consumo que son dependientes de la región y que, adicionalmente, se presume que son asociados a la temperatura de cada región en donde se tiene un mayor consumo con relación a una temperatura mayor, debido a un mayor uso de refrigeradores y equipos de ventilación y aire acondicionado.

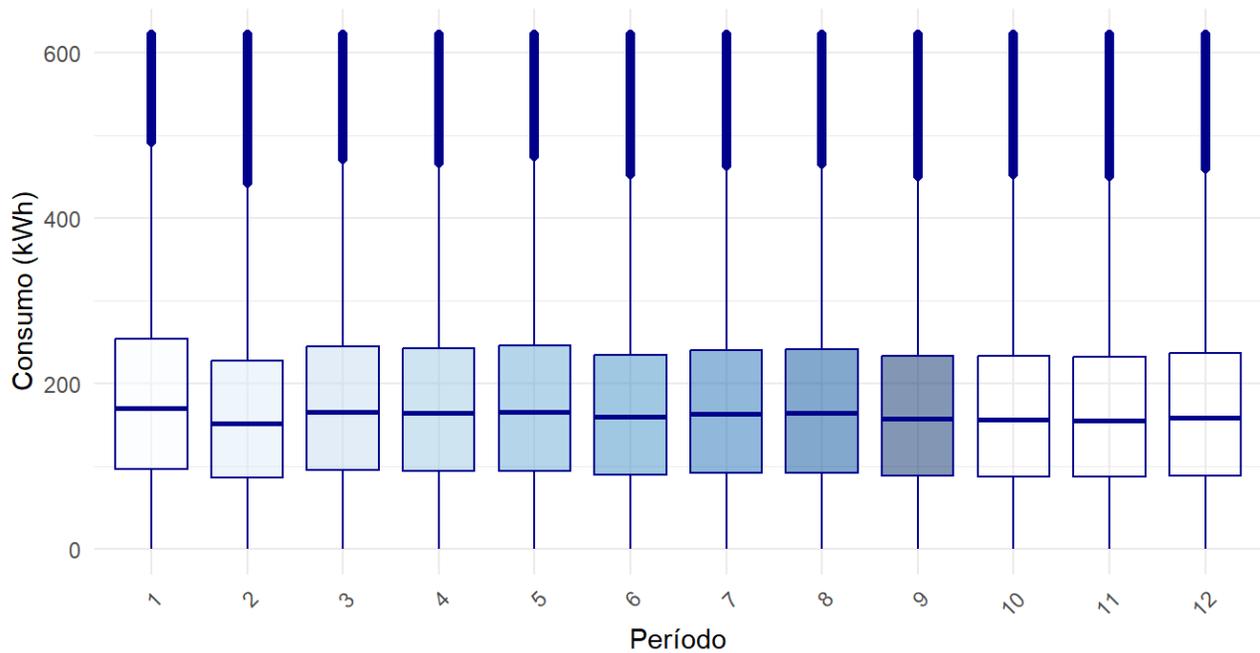
De la misma manera, se hace un comparativo con los usuarios del estrato 2, en Figura 15 se reporta la información de los consumos mensuales del estrato 2 para la empresa AIR-E, en la Figura 16 se encuentra la información de AFINIA, en la Figura 17 la información para EPM, en la Figura 18 la información para Enel Colombia y en la Figura 19 la información para EMCALI.

Figura 15. Consumo usuarios estrato 2 por periodo de la empresa AIR-E.



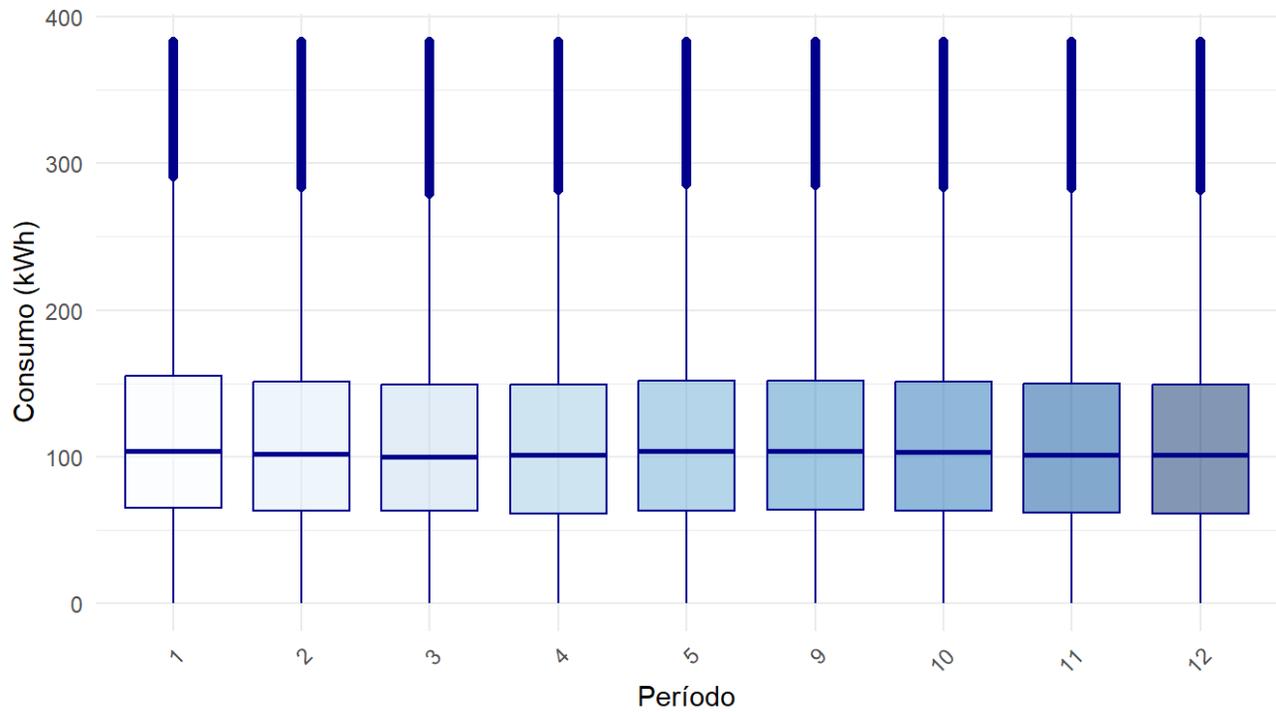
Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Figura 16. Consumo usuarios estrato 2 por periodo de la empresa Afinia.



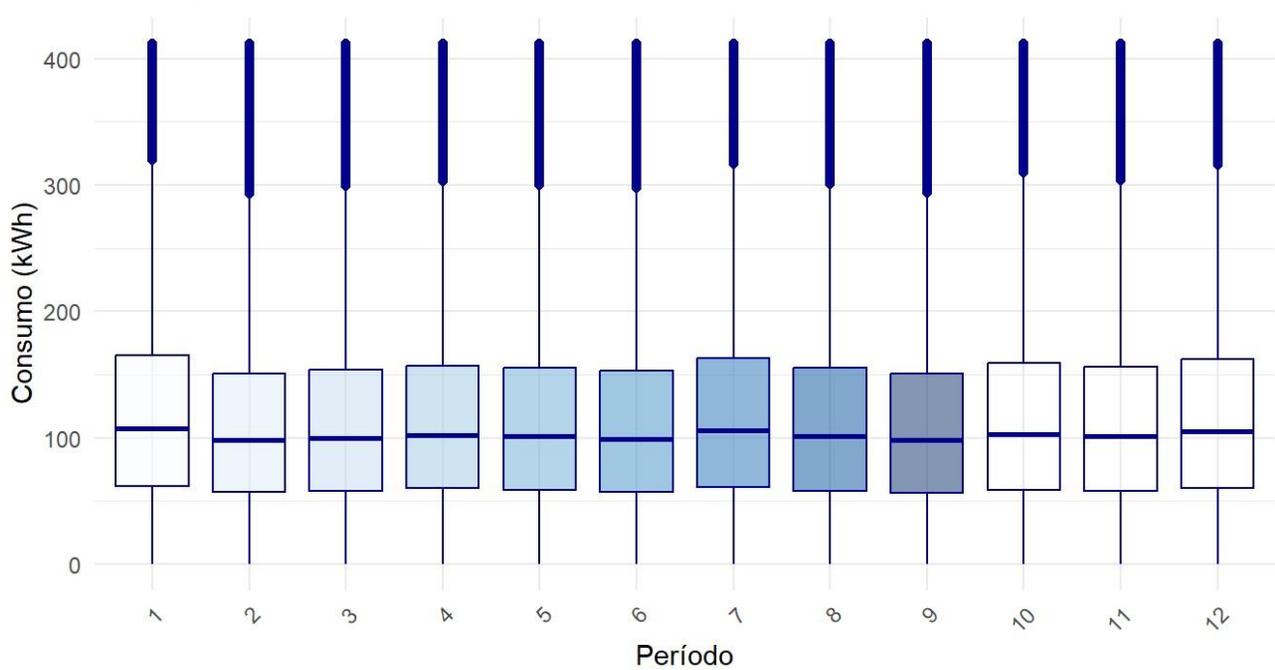
Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Figura 17. Consumo usuarios estrato 2 por periodo de la empresa EPM.



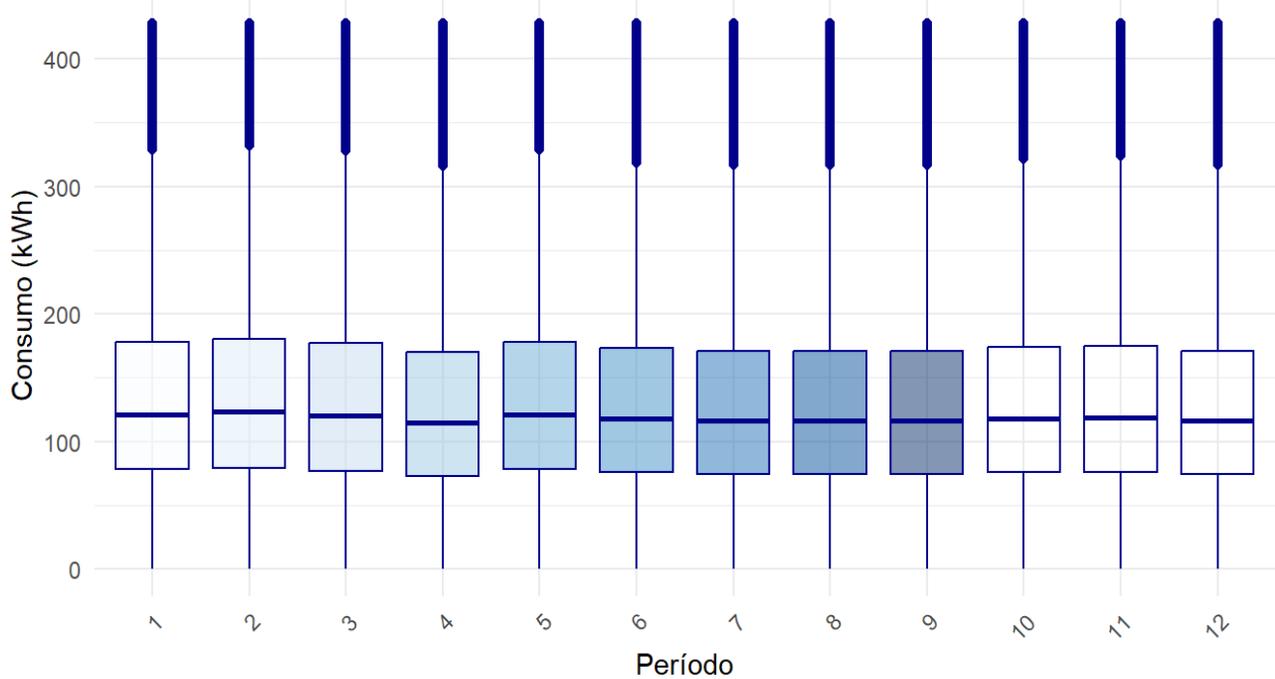
Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Figura 18. Consumo usuarios estrato 2 por periodo de la empresa Enel.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Figura 19. Consumo usuarios estrato 2 por periodo de la empresa EMCALI.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

La información estadística para las empresas de estudio en el estrato 2 se presenta en la Tabla 20.

Tabla 20. Indicadores para los consumos estrato 2 de AIR-E, Afinia, EPM, ENEL y EMCALI.

EMPRESA	Mínimo	Primer cuartil	Mediana	Promedio	Tercer cuartil	Máximo
AIR-E	0	97	163	178,7	244	625
AFINIA	0	91	161	175,6	239	622
EPM	0	63	102	113,1	151	383
ENEL	0	59	102	115,6	157	412
EMCALI	0	76	118	131,3	174	428

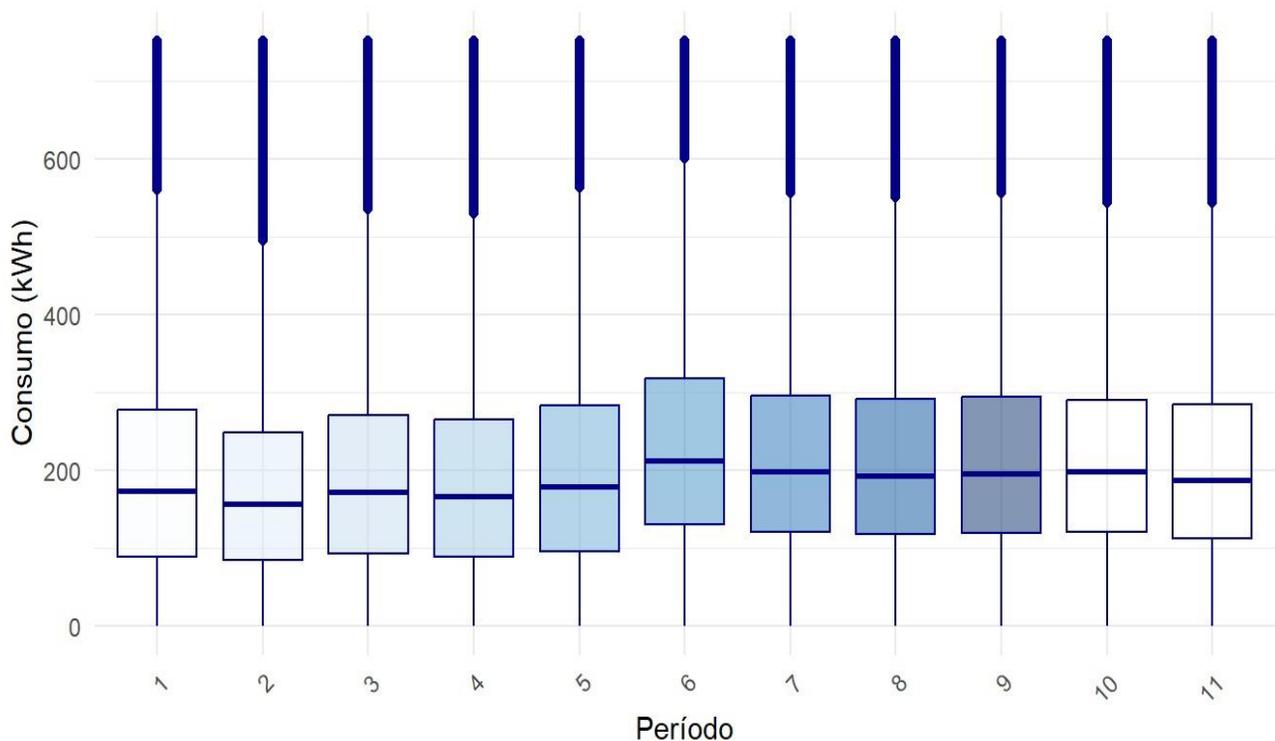
Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Igual a como ocurre con los usuarios del estrato 1, la empresa AIR-E reporta el promedio más alto de consumo y lo sigue la empresa Afinia, tercero está EMCALI, luego Enel Colombia y EPM finaliza la lista. Cabe notar que, en la costa atlántica, las empresas AIR-E y Afinia reportan un promedio de los consumos en los usuarios del estrato 2 menor al promedio al de

los consumos de los usuarios de estrato 1. Para las empresas EPM, Enel Colombia y EMCALI, el promedio de los consumos es ligeramente mayor.

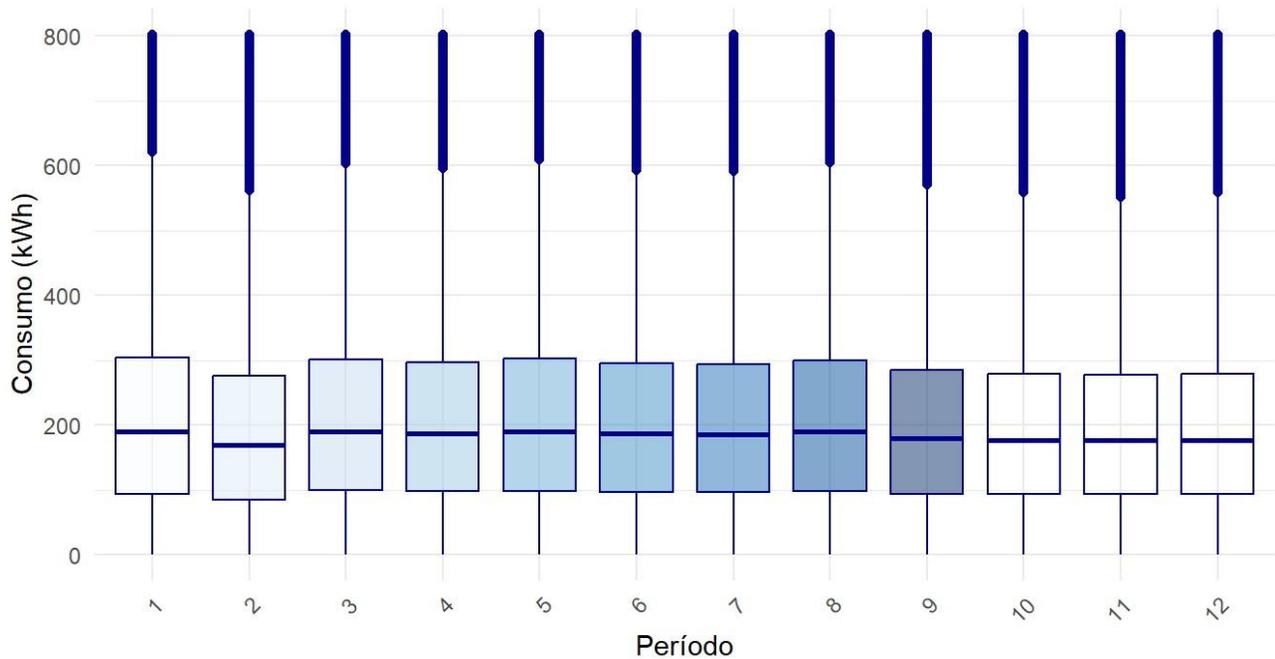
Finalmente, se presenta el mismo análisis para el estrato 3. En la Figura 20 se presenta el comportamiento de los consumos de los usuarios del estrato 3 de AIR-E, en la Figura 21 lo correspondiente a la empresa Afinia, en la Figura 22 la información correspondiente a EPM, en la Figura 23 está la información de la empresa ENEL Colombia, y en la Figura 24 se encuentra la información para la empresa EMCALI.

Figura 20. Consumo usuarios estrato 3 por periodo de la empresa AIR-E.



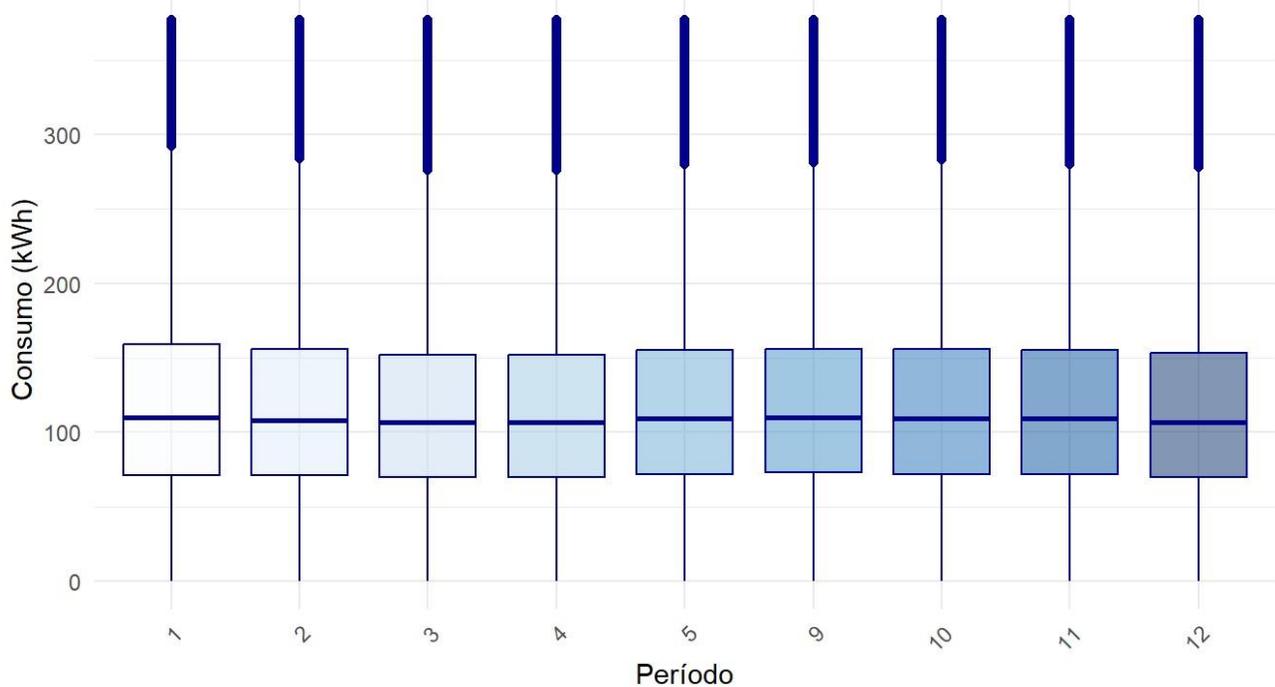
Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Figura 21. Consumo usuarios estrato 3 por periodo de la empresa Afinia.



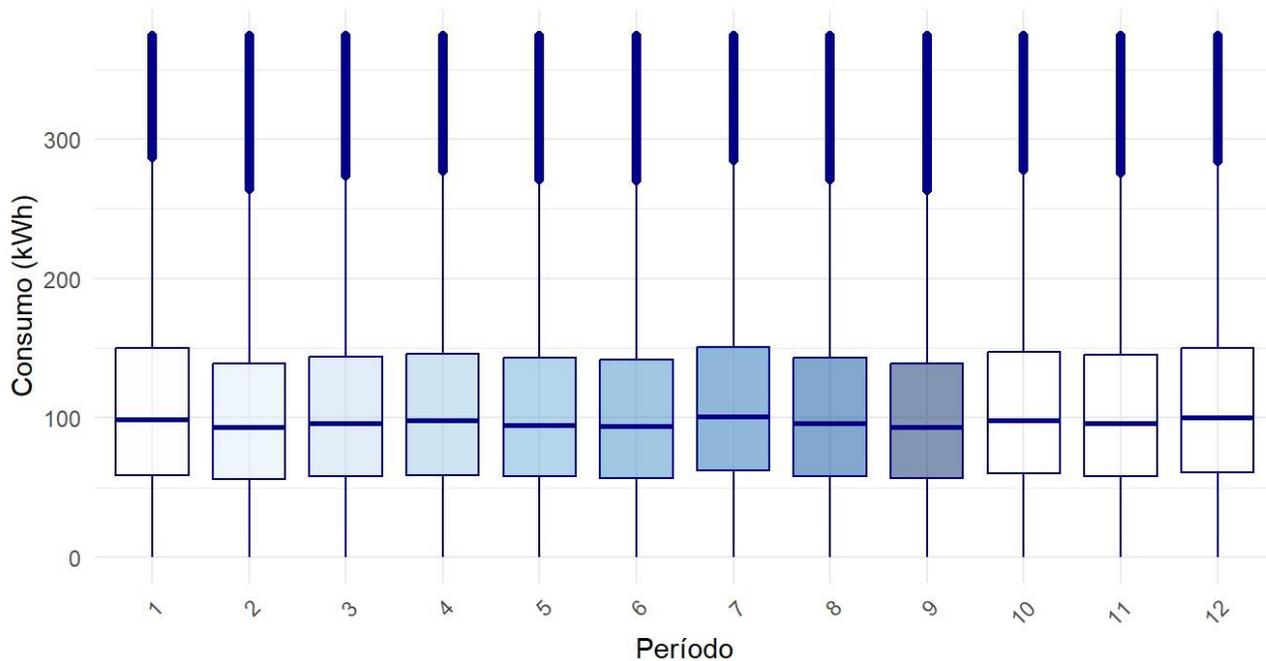
Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Figura 22. Consumo usuarios estrato 3 por periodo de la empresa EPM.



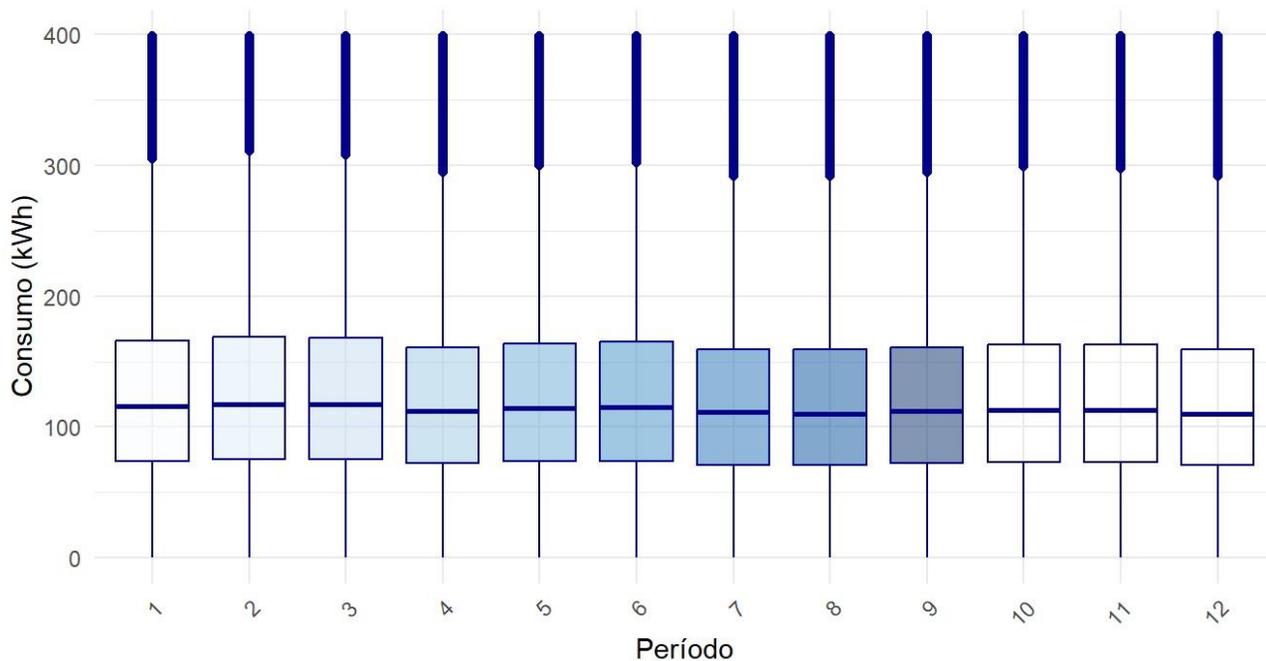
Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Figura 23. Consumo usuarios estrato 3 por periodo de la empresa Enel.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Figura 24. Consumo usuarios estrato 3 por periodo de la empresa EMCALI.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

La información estadística para las empresas de estudio en el estrato 3 se presenta en la Tabla 21.

Tabla 21. *Indicadores para los consumos estrato 3 de AIR-E, Afinia, EPM, ENEL y EMCALI.*

EMPRESA	Mínimo	Primer cuartil	Mediana	Promedio	Tercer cuartil	Máximo
AIR-E	0	106	184	209,6	285	751
AFINIA	0	95	183	209,1	291	802
EPM	0	71	108	118,7	155	377
ENEL	0	59	97	108,1	145	374
EMCALI	0	73	113	123,2	163	399

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

De lo presentado en las Tabla 19, Tabla 20 y Tabla 21, se tienen las siguientes observaciones:

- En primer lugar, respecto de la empresa AIR-E, se tiene un mayor consumo promedio para los usuarios del estrato 3, seguido del estrato 1 y finalmente el estrato 2. En el mismo orden están los valores máximos y el tercer cuartil, que dan cuenta del grado de dispersión de los consumos para los usuarios de esta empresa. Adicionalmente, para todos los casos de estudio, AIR-E es la empresa que reporta mayor consumo promedio para sus usuarios en todos los estratos, llegando a ser aproximadamente 2 veces el consumo promedio de los usuarios en el país.
- La empresa Afinia muestra mayores consumos promedio a medida que tiene usuarios de mayor estrato, de la misma manera se tienen valores máximos y terceros cuartiles más grandes a mayor clasificación de estrato. En todos los casos de estudio reporta el segundo lugar en consumo promedio por debajo de la empresa AIR-E.
- Para la empresa EMCALI, el estrato con mayor consumo promedio es el estrato 2, seguido del estrato 1 y finalmente el estrato 3 ocupa el tercer lugar. En ese mismo orden están los valores máximos y terceros cuartiles. Cabe agregar que, de forma general, el consumo promedio de Emcali es alrededor del 60% del consumo de la empresa AIR-E quien tiene los mayores promedios, como se mencionó.

- La empresa Enel Colombia, de las 5 empresas en análisis ocupa el cuarto lugar en consumos promedio para los estratos 1 y 2. Para el estrato 3, es EPM quien está en la cuarta posición y Enel Colombia ocupa la quinta posición de la lista. Los usuarios del estrato 2 de Enel son quienes tienen mayor consumo promedio, seguidos del estrato 1 y teniendo en tercer lugar al estrato tres; situación similar a la de EMCALI.
- Finalmente, la empresa EPM reporta los menores consumos promedio para los usuarios de los estratos 1 y 2, esta empresa reporta para sus usuarios del estrato 2 los mayores promedios, seguidos del estrato 3 y terminando con los usuarios del estrato 1.
- Cabe mencionar que la diferencia entre los promedios de los consumos de los estratos 1, 2, y 3 de los usuarios de las empresas EMCALI, EPM y Enel Colombia, no difieren mucho de su propio promedio en el sentido que no superan el 5% de diferencia. Caso diferente se tiene con las empresas AIR-E y Afinia donde la diferencia entre los usuarios del estrato 2 con los usuarios del estrato 1 y 3 presenta diferencias notables, mucho más cuando se compara con los promedios nacionales.

En las Tabla 73, Tabla 74 y Tabla 75 del anexo 3, se presentan los datos estadísticos para los consumos de los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 por empresa para el año 2022.

4.4 Facturación por estimación de consumo

En esta sección se hace un estudio de los niveles de estimación del consumo. La posibilidad de que el consumo pueda ser estimado, se realiza conforme a lo establece el artículo 146 de la Ley 142 de 1994, el cual establece que *«Cuando, sin acción u omisión de las partes, durante un período no sea posible medir razonablemente con instrumentos los consumos, su valor podrá establecerse, según dispongan los contratos uniformes, con base en consumos promedios de otros períodos del mismo suscriptor o usuario, o con base en los consumos promedios de suscriptores o usuarios que estén en circunstancias similares, o con base en aforos individuales»*. Sin embargo, es claro que, conforme a la misma ley, es derecho de los usuarios obtener de las empresas la medición de sus consumos reales mediante instrumentos

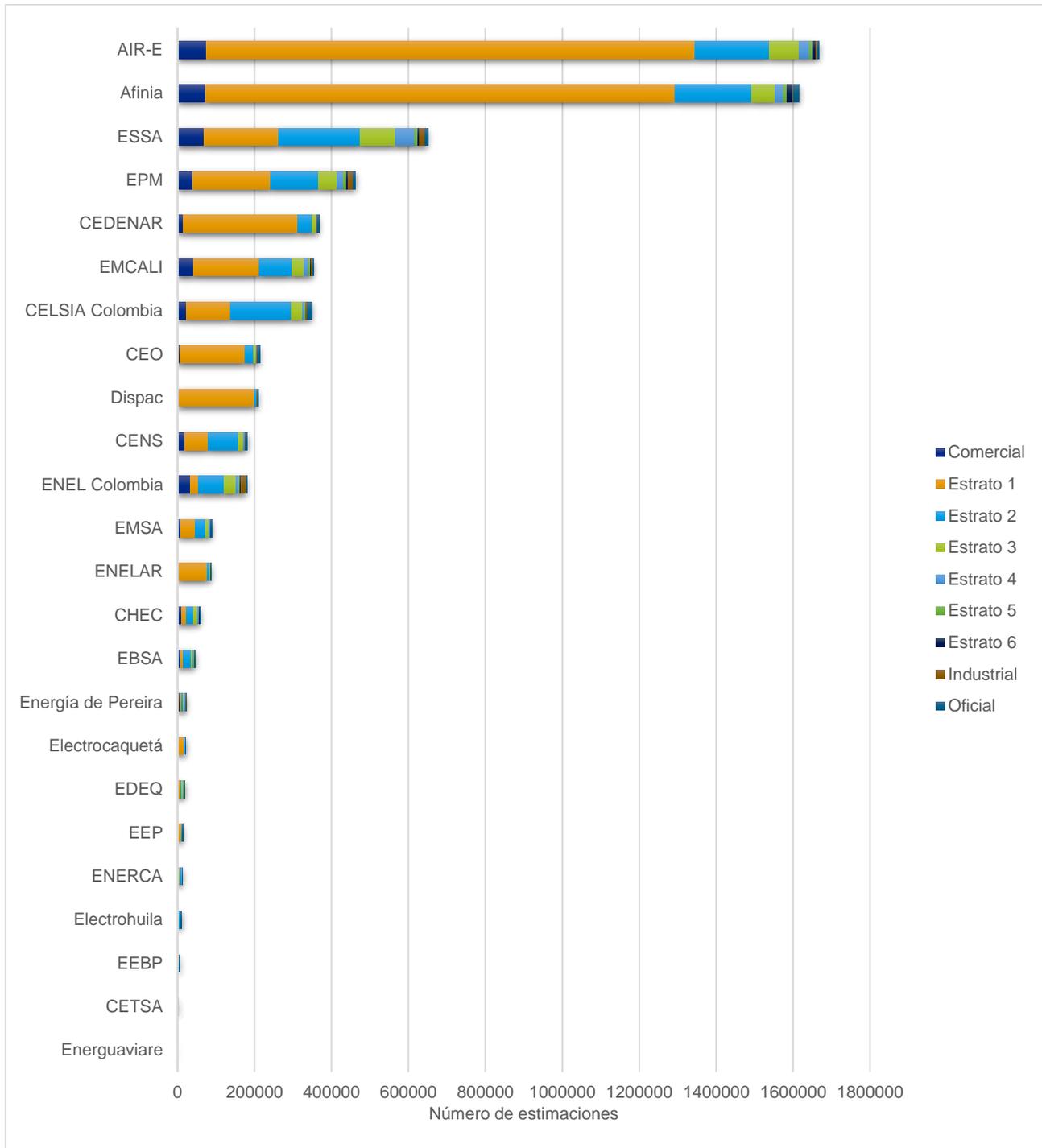
tecnológicos apropiados, dentro de plazos y términos que para los efectos fije la comisión reguladora.

En ese sentido, se busca identificar, con base en la información reportada en el formato TC2 de Resolución SSPD 20212200012515 de 2021, el porcentaje de estimación de los consumos que se presentó durante el 2022, abordando la panorámica desde varios puntos de vista, por ejemplo, determinando el nivel general de estimación por empresa, identificando por estrato el nivel de estimación, identificando por municipio cómo fue la medición a nivel de estrato, y, adicionalmente, presentando un panorama de los usuarios a quienes se les estimó el consumo por más de un periodo.

En primer lugar, se presenta el total de periodos estimados durante 2022 reportados por las empresas para el sector residencial y los sectores comercial, oficial e industrial. En la Figura 25, se observa la cantidad total reportada de estimaciones para el año 2022. Claramente se puede observar que las empresas AIR-E y Afinia tienen el mayor número, y que es principalmente a usuarios del estrato 1 a quienes más se les estimó. Sin embargo, es importante aclarar que el número total de estimaciones que se reporta da cuenta del total de usuarios que atiende cada empresa a los cuales, durante periodos diferentes de 2022 se les estimó el consumo de manera individual.

Para dar un mayor alcance al estudio de la estimación de los consumos, en el anexo 2 se presentan, de la Tabla 62 a la Tabla 72, la aplicación de la estimación de los consumos para cada una de las empresas, dando cuenta del número de usuarios por municipio para cada uno de los periodos del año. Se presenta la información para las 11 primeras empresas de la lista que aparece en la Figura 25, i. e., para las empresas AIR-E, Afinia, ESSA, EPM, CEDENAR, EMCALI, Celsia Colombia, CEO, Dispac, CENS, y Enel Colombia.

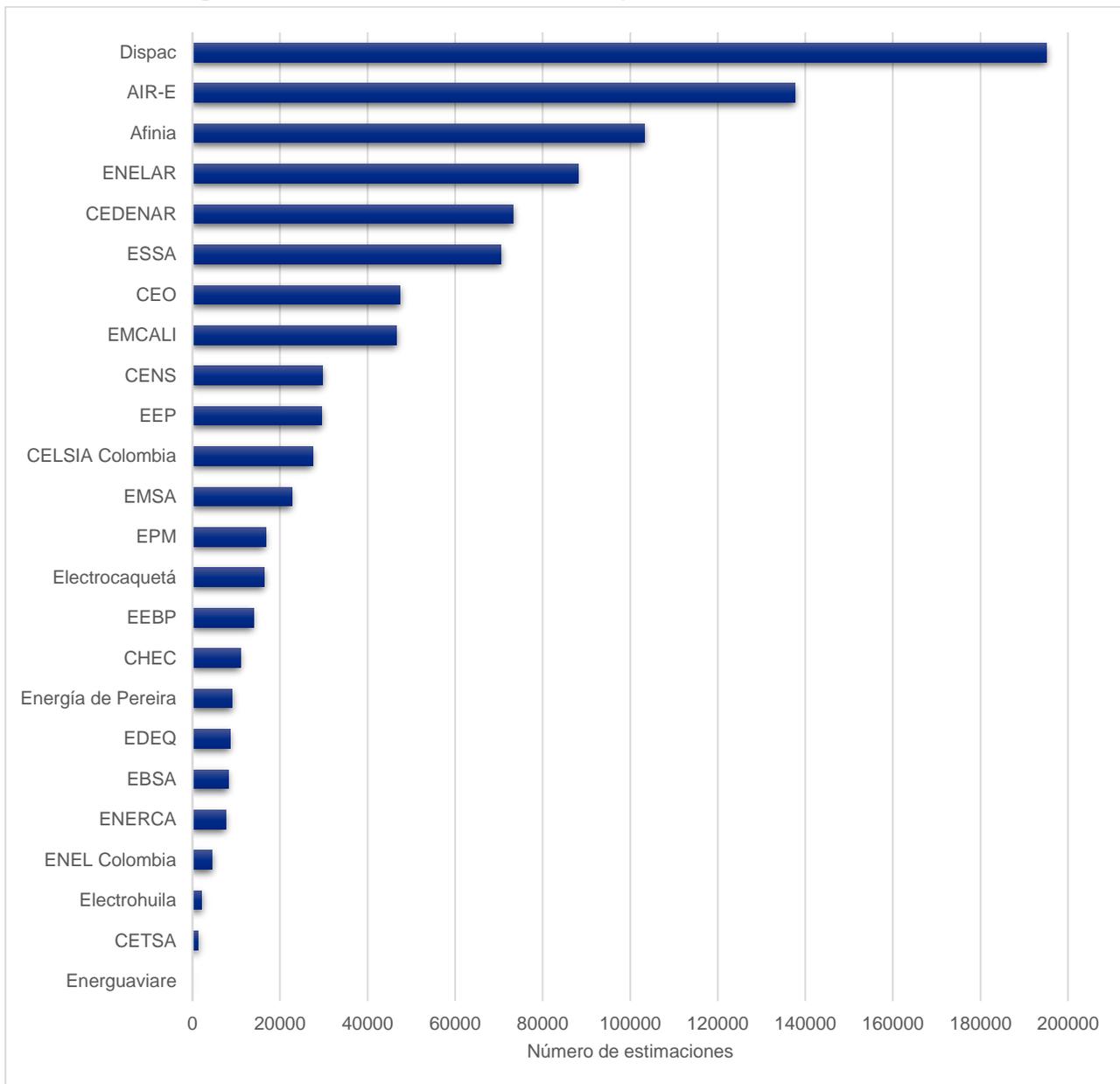
Figura 25. Total de periodos estimados en 2022.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Si bien el total de periodos estimados da un panorama general de la cantidad de estimaciones, no es un comparativo suficiente para identificar qué tanto estima una empresa el consumo con relación a otra. En ese sentido, se presenta un análisis de la estimación de los consumos para el 2022 normalizando el número total de estimaciones por cada 100 000 usuarios.

Figura 26. Estimación del consumo por cada 100 000 usuarios.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

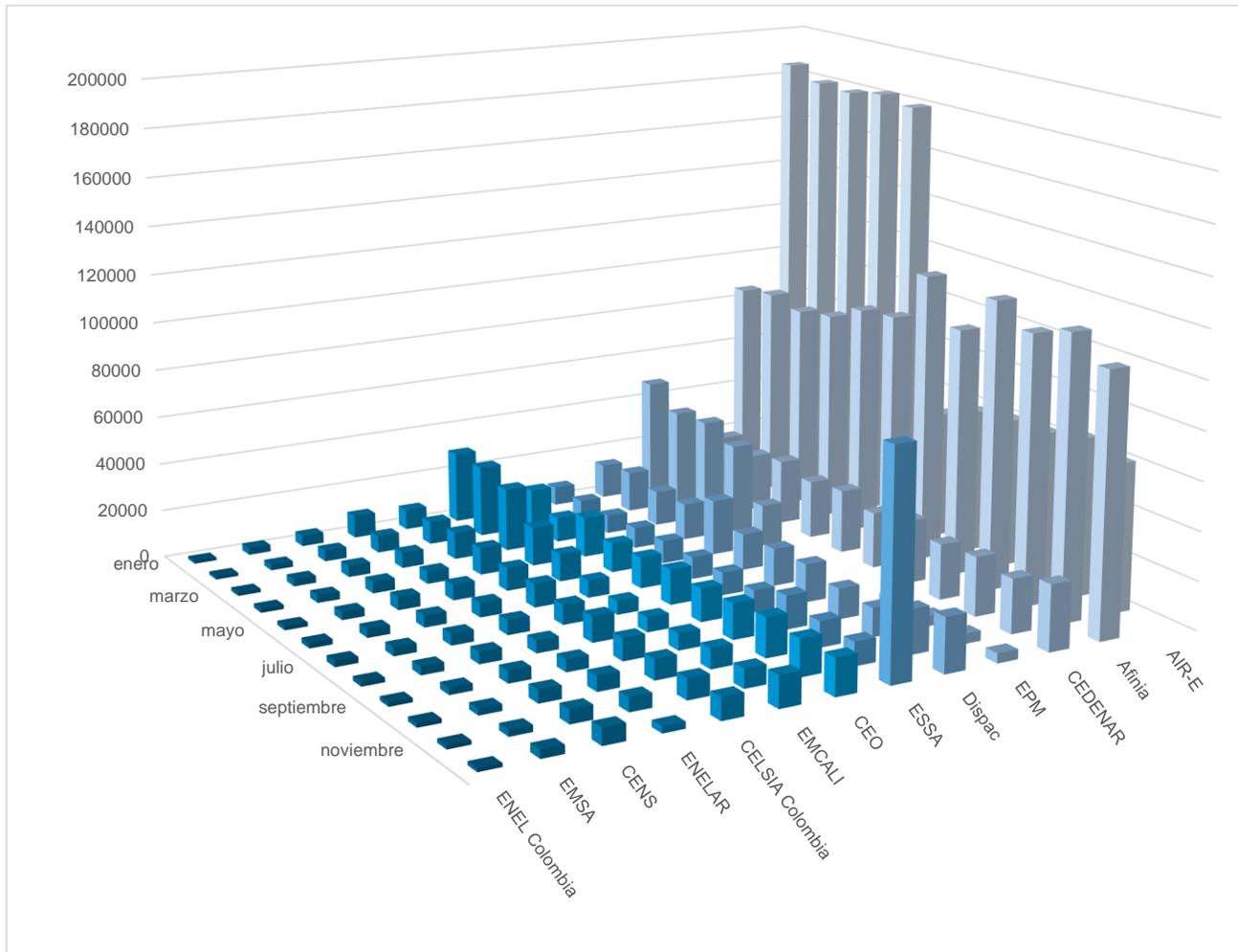
En el escenario que se muestra en la Figura 26, es posible identificar la empresa que más estima los consumos en proporción a su número de usuarios, así como la comparación de la estimación con relación a las otras empresas, siendo Dispac la empresa que, en proporción, más estima el consumo a sus usuarios. Teniendo en cuenta de que lo reportado comprende los 12 periodos del año 2022, se debe entender que, por ejemplo, para una empresa como Dispac, que tiene alrededor de 100 000 usuarios, el hecho de que reporte cerca de 200 000 estimaciones significa que, durante todo el año 2022, el índice de estimación de consumo tiene una equivalencia a estimar el consumo 2 veces en ese año a cada uno de sus usuarios. Cabe resaltar casos como el de Enel Colombia¹⁷ donde el porcentaje de estimación es de un 4,5%, Electrohuila con 2,1% y CETSA con 1,4%. Energuaviare únicamente reportó un usuario estimado durante un único periodo.

4.4.1 Datos de estimación por estrato

Habiendo establecido la comparación entre empresas e identificado los niveles de estimación con relación a los usuarios, en la Figura 27 se presenta cómo se dio la estimación para el estrato 1 por las empresas durante el año 2022; se presenta por cada periodo la estimación y se toman las empresas con mayor número de usuarios estimados.

¹⁷ El prestador Enel Colombia, mediante escritura pública n.º 562 del 1 de marzo de 2022, perfeccionó la fusión mediante la cual absorbió a las sociedades CODENSA SA ESP, ENEL GREEN POWER COLOMBIA SAS ESP Y ESSA2 SpA (sociedades absorbidas).

Figura 27. Estimación mensual para el estrato 1 – 2022.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

En la Figura 27 se evidencian varias situaciones particulares. Cabe mencionar que la información se encuentra reportada de forma tal que las empresas se encuentran ordenadas de mayor a menor número de estimaciones para el estrato 1 en 2022. AIR-E, para este sector residencial, reporta el mayor número de usuarios estimados, notablemente hay una gran diferencia entre los 5 primeros periodos de 2022 en comparación con los demás periodos. En los periodos del 1-5, la empresa estimó en promedio a 180 000 usuarios por mes, en los meses siguientes ese promedio se redujo a unos 60 000 usuarios por mes. Adicionalmente, en esos dos escenarios no se evidencia mayor diferencia entre un periodo y otro; los valores promedio mencionados dan una medida bastante certera de la estimación.

Afinia en cambio, si bien reporta un número significativo de usuarios estimados, no presenta variaciones significativas como en el caso de AIR-E; lo que sí es importante notar es el hecho de que la empresa tiene una tendencia creciente del número de estimaciones, al inicio de 2022 reportó usuarios estimados cercanos a los 85 000 y al final del año reportó alrededor de 110 000 estimaciones.

Como se mencionó en la sección 4.1, no se cuenta con el reporte de información por parte de EPM para los periodos de junio, julio y agosto de 2022. Sin embargo, se puede evidenciar que fue durante los primeros 4 periodos cuando mayor número de usuarios estimados reportó. En esos primeros reportó una estimación cercana a unos 40 000 usuarios estimados por periodo en promedio, a pasar a estimaciones del alrededor de 4000 usuarios únicamente.

La empresa Dispac que, como se mencionó, presenta el mayor número de estimaciones con relación al número de usuarios que atiende, tiene una tendencia similar a lo largo del año. Para los meses de mayo y diciembre presenta unos pequeños picos de alrededor de 22 000 estimaciones por mes y los demás meses del año están alrededor de las 15 000 estimaciones.

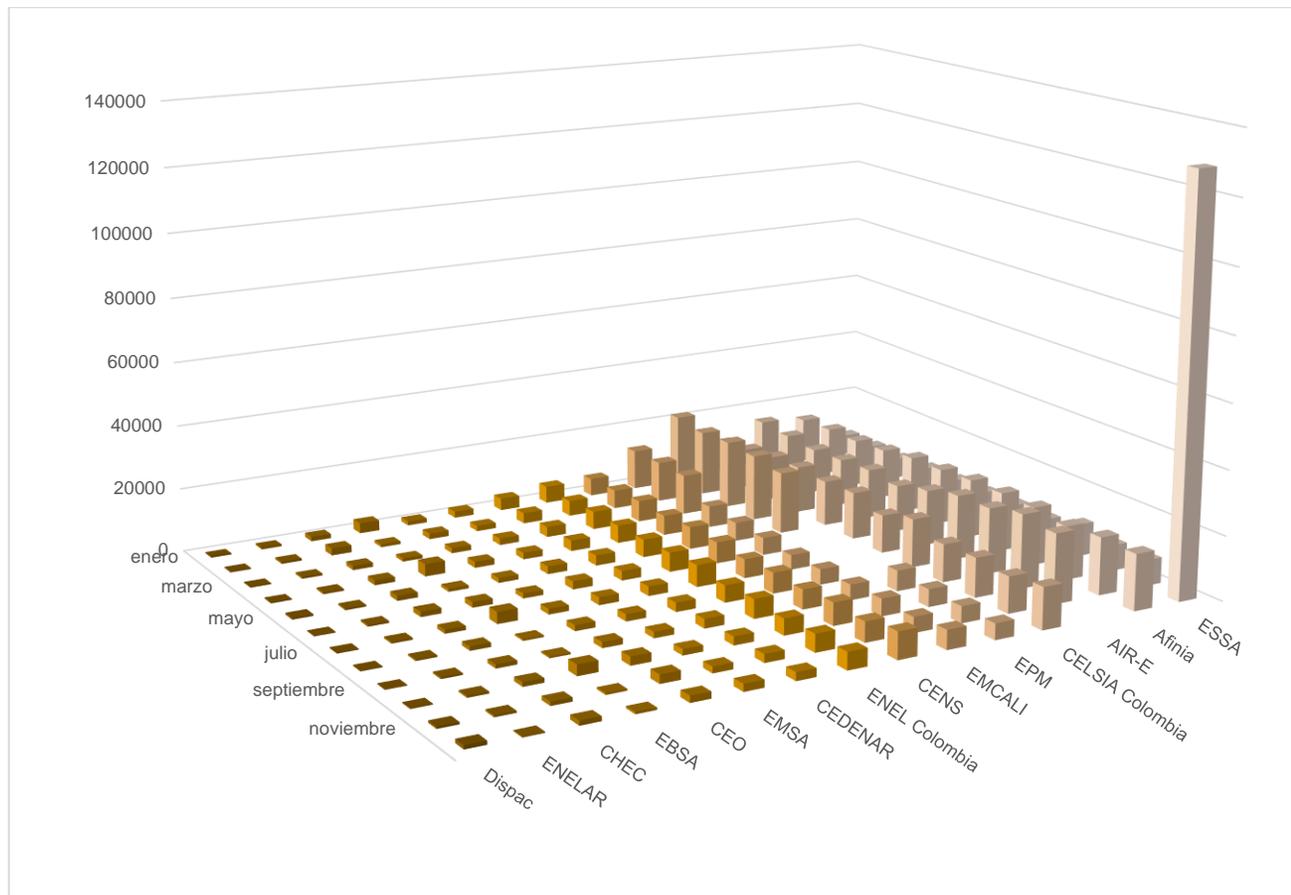
EMCALI tiene un comportamiento similar a AIR-E y a EPM donde presenta el mayor número de estimaciones en los primeros periodos del año, las cuales son significativamente mayores en comparación con los otros periodos. La empresa pasa de estimar en promedio unos 28 000 usuarios los tres primeros periodos, a estar alrededor de los 7000 el resto del año, con algunos periodos mayores.

El último caso que se destaca es el de ESSA, la empresa presentó estimaciones que fueron aumentando a lo largo del año, pasando de unas 7700 en enero a 9700 en noviembre, teniendo un par de picos que superan por poco los 10 000. Sin embargo, para el mes de diciembre reportó un total de estimaciones de 91 982.

Las demás empresas que se presentan en la Figura 27 mantienen una tendencia constante, como se puede evidenciar.

De manera similar, en la Figura 28 se presenta la estimación mensual que reportaron las empresas para el año 2022 a los usuarios del estrato 2.

Figura 28. Estimación mensual para el estrato 2 – 2022.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

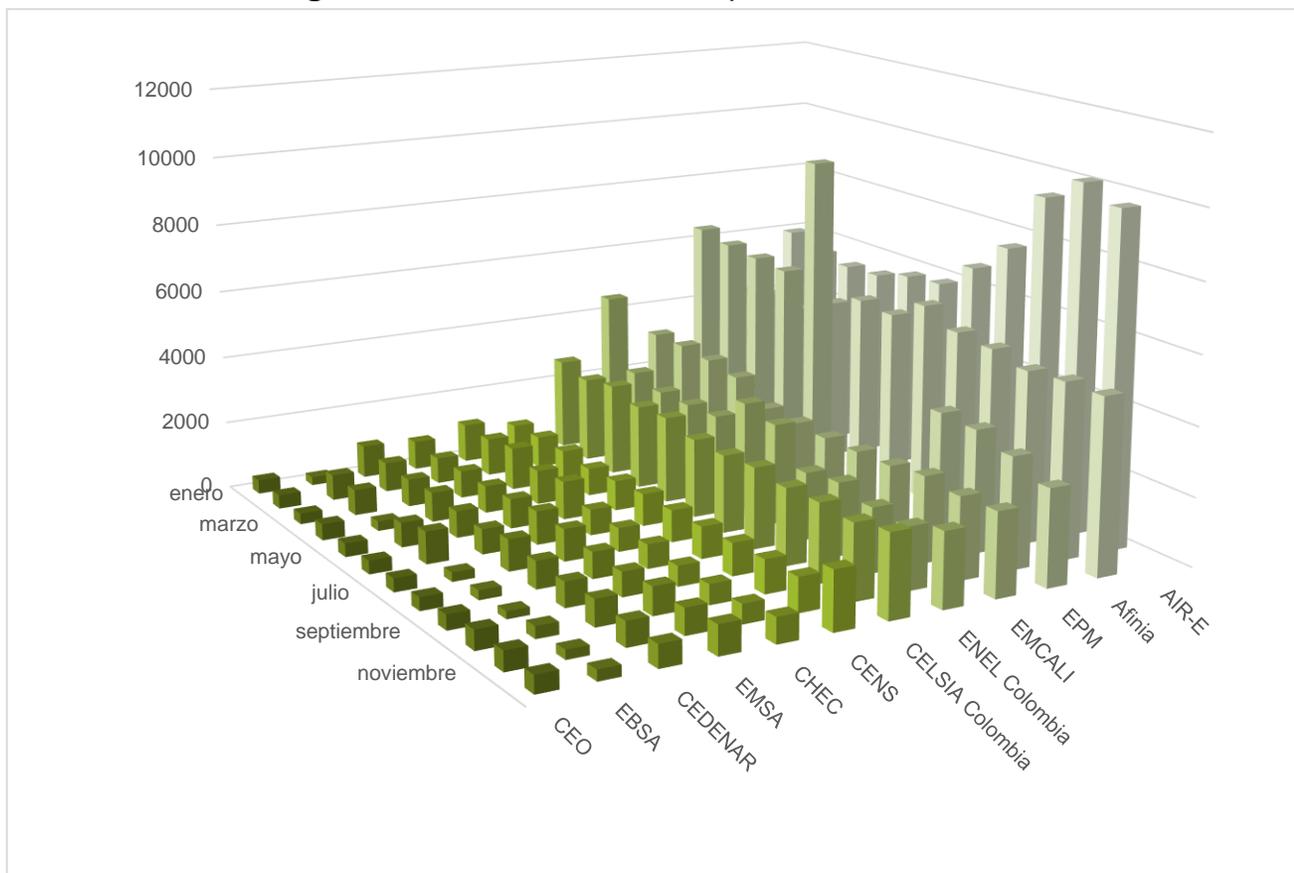
En comparación con la Figura 27, el orden de las empresas por número de estimaciones tuvo algunos cambios. La situación más notoria es el reporte presentado por ESSA ya que pasa de tener una tendencia creciente no tan pronunciada, pasando de 6550 estimaciones en enero a 8030 en noviembre, sin embargo, para el mes de diciembre reportó alrededor de 128 000 lo que sin duda es un dato atípico.

Las empresas Afinia, AIR-E, EMSA y CENS, mantuvieron una tendencia creciente en el número de usuarios estrato 2 estimados por periodo, mientras que las demás presentaron una tendencia constante, incluso algunas a la baja.

Retomando en caso de ESSA, de forma general, para todos los estratos, la empresa reportó estimaciones en diciembre de 2022 muy por encima de lo reportado por las demás empresas para todos los estratos del sector residencial; incluso para el sector comercial e industrial, el fenómeno es el mismo. Solo en el caso del estrato 1, por el número de usuarios que atienden las demás empresas, las estimaciones reportadas por ESSA para el mes de diciembre son comparables con las demás, sin embargo, no lo es en comparación de sus propios indicadores de estimación para los meses anteriores.

En ese sentido, eliminando a ESSA de la lista de reporte, en la Figura 29 se presenta la estimación para el estrato 3 donde se evidencian las tendencias de estimación a lo largo del año 2022 para las empresas con mayor número de usuarios estimados.

Figura 29. Estimación mensual para el estrato 3 – 2022.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Para el caso del estrato 3, se evidencia el crecimiento que se dio en 2022 en los usuarios estimados por parte de AIR-E, no solo presenta el mayor número de estimaciones, sino que, además, la tasa de incremento es mucho mayor comparada con las demás empresas.

Las empresas CHEC y CEDENAR presentan una tendencia a la baja y las demás tienden a mantenerse constantes.

4.4.2 Estimación a usuarios por más de un periodo consecutivo

De forma complementaria a la sección anterior, a continuación, se presenta un estudio de los usuarios a los que, durante el año 2022, se les estimó el consumo por dos periodos o más, de forma consecutiva.

En la Tabla 22 se presenta el total de estimaciones por usuario que hicieron las empresas para el año 2022. De forma detallada se reporta para cada estrato el total de usuarios que fueron estimados **por más de un periodo consecutivo** y, de la misma forma, se reporta el número de usuarios que fueron estimados por cada empresa donde se tuvo en cuenta el sector residencial, comercial, industrial y oficial.

Tabla 22. Número total de usuarios estimados por estrato/sector por empresa – 2022.

EMPRESA	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Comercial	Industrial	Oficial	Total
Afinia	128930	26837	8409	2701	1517	1824	9660	336	2033	182247
AIR-E	93443	32771	13672	4457	1227	1213	11619	663	656	159721
CEDENAR	42797	8384	1877	509	85	1	2692	226	639	57210
Celsia	14268	18659	3555	746	167	64	2813	508	2046	42826
CENS	8601	8842	1728	612	132	9	2217	254	472	22867
CEO	20636	3559	802	327	85	21	875	210	778	27293
CETSA	7	30	18	5	5	3	19	13	1	101
CHEC	1670	2351	1738	1250	286	270	2147	154	176	10042
Dispac	23324	745	257	0	0	0	676	30	262	25294
EBSA	437	1244	924	347	210	1	1742	103	160	5168
EDEQ	129	58	64	488	533	94	886	38	5	2295
EEBP	587	113	17	0	0	0	119	22	38	896
EEP	1282	322	42	0	0	0	151	10	47	1854
Electrocaquetá	2269	333	121	11	0	0	147	6	90	2977

EMPRESA	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Comercial	Industrial	Oficial	Total
Electrohulla	335	294	34	23	61	0	142	41	36	966
EMCALI	33202	16561	6841	1938	1297	645	7483	531	270	68768
EMSA	4859	3495	1511	332	92	62	1210	40	305	11906
ENEL Colombia	2292	7499	3229	1031	299	245	4704	2062	210	21571
ENELAR	9821	867	211	46	0	0	469	7	349	11770
ENERCA	91	164	60	32	1	0	118	22	60	548
Energía de Pereira	527	759	315	278	100	83	573	65	73	2773
EPM	42860	24462	7988	2807	1279	620	6668	2487	1011	90182
ESSA	13777	11340	4207	2125	164	165	4998	1119	998	38893
Total	446144	169689	57620	20065	7540	5320	62128	8947	10716	788169

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

La Tabla 22 muestra que, para el año 2022, un total de 788 169 usuarios en el país fueron estimados por más de un periodo consecutivo, siendo **Afinia, AIR-E, EPM, EMCALI, CEDENAR y Celsia**, las seis empresas que, en ese orden, mayor número de usuarios estimados por más de un periodo tuvieron.

4.5 Suscriptores sin medidor

Como se reportó en la Figura 2, existe un número de usuarios de alrededor del 2% del total de usuarios del país que no cuentan con medidor de energía eléctrica. De la información reportada por los prestadores en el SUI mediante el formato TC2 de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021, se hace un conteo de los usuarios que son reportados sin medidores para el final del año 2022. La información se presenta en la Tabla 23.

Tabla 23. Usuarios sin medidor por empresa.

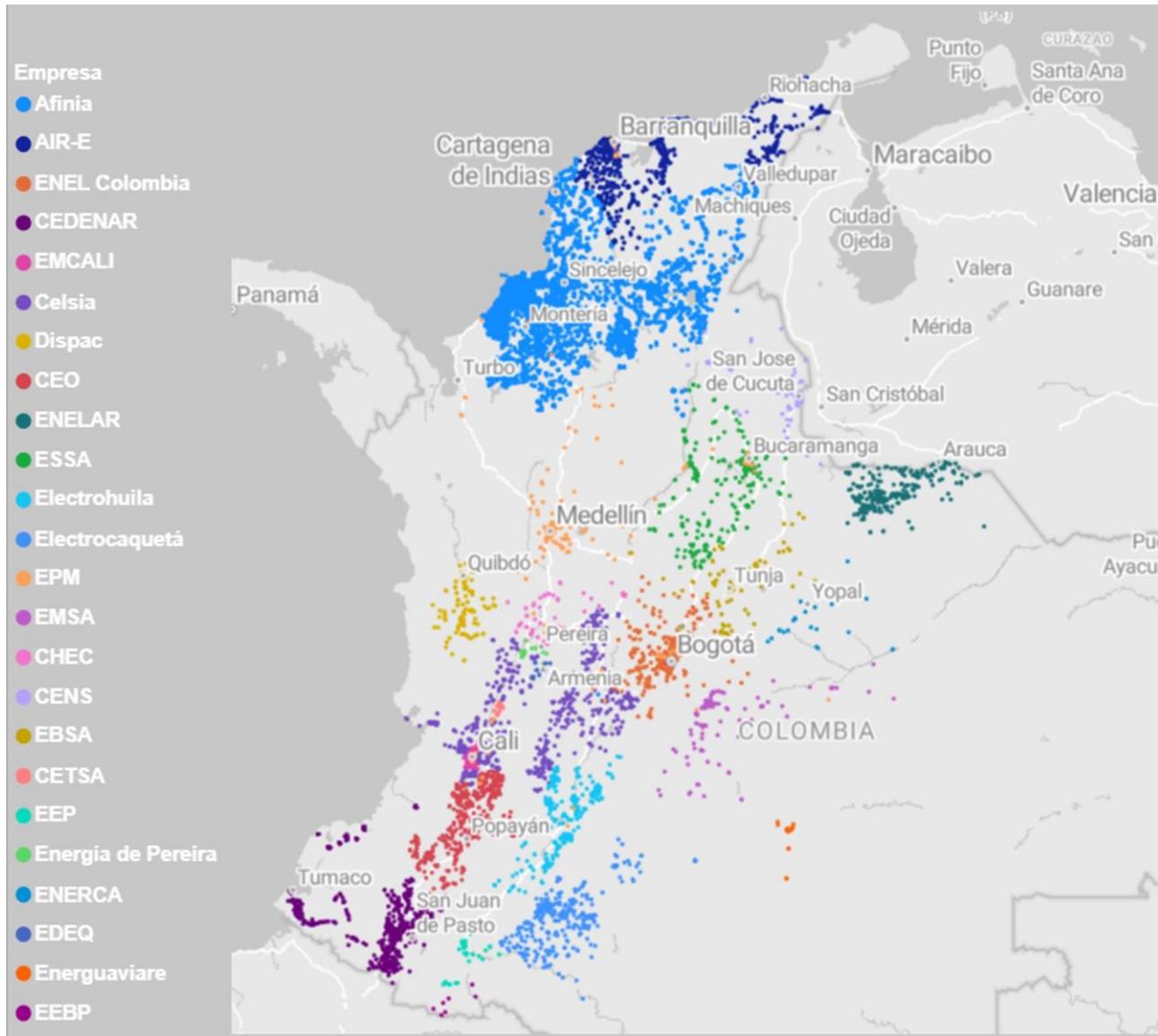
EMPRESA	Número de usuarios	Porcentaje nacional
Afinia	139540	45,49%
AIR-E	89247	29,09%
ENEL Colombia	17633	5,75%
CEDENAR	12867	4,19%
EMCALI	8995	2,93%
Celsia	8749	2,85%

EMPRESA	Número de usuarios	Porcentaje nacional
Dispac	7717	2,52%
CEO	5577	1,82%
ENELAR	3571	1,16%
ESSA	2137	0,70%
Electrohuila	1990	0,65%
Electrocaquetá	1981	0,65%
EPM	1711	0,56%
EMSA	1446	0,47%
CHEC	722	0,24%
CENS	575	0,19%
EBSA	566	0,18%
CETSA	460	0,15%
EEP	383	0,12%
Energía de Pereira	297	0,10%
ENERCA	223	0,07%
EDEQ	197	0,06%
Energaviare	148	0,05%
EEBP	35	0,01%
Enertotal	6	0,00%

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Como se puede evidenciar, son las empresas AIR-E y Afinia las que mayor número de usuarios reportan esas condiciones. La suma de los usuarios de esas dos empresas corresponde al 74,6% del total de usuarios sin medidor en el país.

Figura 30. Mapa de ubicación de los usuarios sin medidor – 2022.



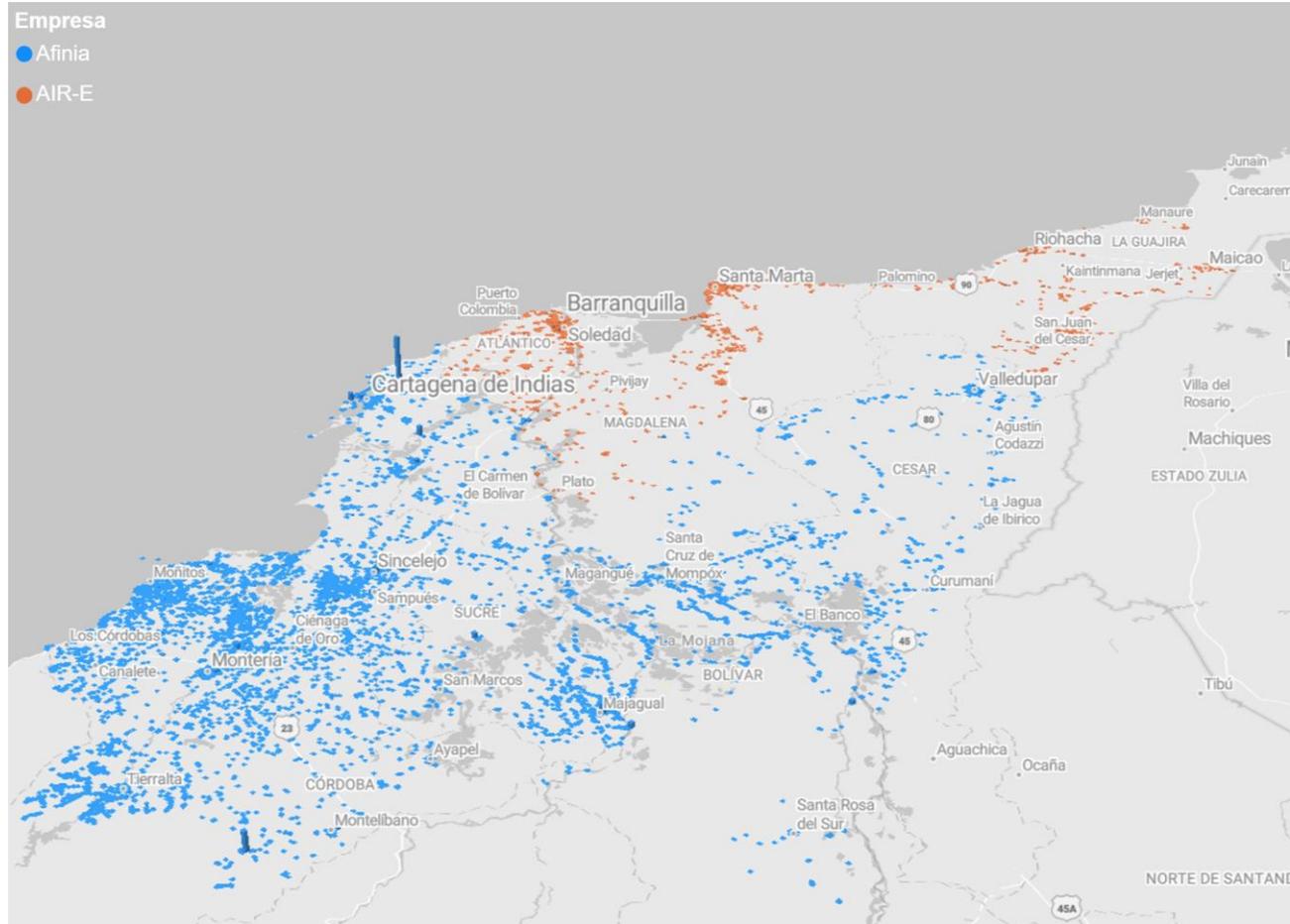
Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Con la información reportada en el SUI en los formatos TC1 y TC2, se realizó el cruce de los usuarios reportados sin medidor -y cuyos totales se encuentran reportados en la Tabla 23- y de la ubicación geográfica de los mismos, y con esa información se realizó el mapa presentado en la Figura 30.

Como se mencionó las empresas AIR-E y Afinia son las que mayor número de usuarios sin medidor reportan. En la Figura 31 se muestra, de manera más detallada, la distribución de

usuarios sin medidor, allí también se puede observar la densidad de este tipo de usuarios, la cual está representada por el alto de cada columna.

Figura 31. Distribución de usuarios sin medidor para AIR-E y Afinia – 2022.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

De la Figura 31, uno de los aspectos que más se puede notar, es que, para la empresa Afinia (en color azul), la distribución de los usuarios no se encuentra focalizada en sectores específicos, sino que, a lo largo del territorio que atiende se encuentran usuarios sin medidor; se puede evidenciar que, para la empresa AIR-E (en color naranja), la distribución es menos dispersa.

4.6 Cambios de medidor

Al respecto de los cambios de medidor, se presenta un reporte de la remitida por las empresas respecto de esta actividad.

En primer lugar, es importante mencionar que en el formato TC2 de cargue de información en el SUI, la clasificación de los tipos de medidor viene dada como sigue:

Tabla 24. Tipos de medidor – Formato TC2.

Código	Descripción
1	Electromecánico
2	Electrónico
3	Bidireccional (permite medir tanto importaciones como exportaciones de energía)
4	Inteligente unidireccional (Cuenta con dispositivos y protocolos que permiten el almacenamiento, gestión y transmisión de información, y/o la operación remota del medidor)
5	Inteligente bidireccional
6	Usuario sin medidor

Fuente: Resolución SSPD 20212200012515 de 2021. Elaboración DTGE.

La información que se presenta a continuación muestra la dinámica que tuvieron algunas empresas respecto de los cambios de medidor a lo largo del año 2022. Si bien la Figura 2 muestra la distribución en el país de los tipos de medidor, que se relacionan en la Tabla 24, al final de la vigencia 2022, hay diferencias con lo reportado para finales del 2021 tal como se presentó en el informe diagnóstico de medición con vigencia 2021, razón por la que se busca identificar las dinámicas de esos cambios. Adicionalmente, el propósito fundamental es poder evidenciar algunas inconsistencias en el reporte de la información por parte de las empresas en el SUI.

Tabla 25. Cambios de medidor Enel Colombia – 2022.

Tipo de medidor	Electromecánico		Electrónico		Bidireccional		Inteligente bidireccional		Usuario sin medidor	
	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica
Enero	1.577.287	0	1.972.440	0	15.994	0	73.354	0	13.981	0
Febrero	1.575.288	-1.999	1.975.620	3.180	15.892	-102	73.636	282	14.062	81

Tipo de medidor	Electromecánico		Electrónico		Bidireccional		Inteligente bidireccional		Usuario sin medidor	
	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica
Marzo	1.575.915	627	1.986.433	10.813	15.498	-394	75.009	1373	13.833	-229
Abril	1.573.787	-2.128	1.988.656	2.223	15.468	-30	75.194	185	14.604	771
Mayo	1.574.180	393	2.002.304	13.648	15.268	-200	75.133	-61	15.238	634
junio	1.572.062	-2.118	2.005.230	2.926	15.151	-117	75.325	192	15.694	456
Julio	1.572.463	401	2.016.797	11.567	14.991	-160	75.330	5	16.386	692
Agosto	1.570.078	-2.385	2.018.279	1.482	14.989	-2	75.425	95	17.013	627
Septiembre	1.570.201	123	2.030.562	12.283	14.717	-272	75.239	-186	17.617	604
Octubre	1.567.712	-2.489	2.036.179	5.617	14.637	-80	75.758	519	17.585	-32
Noviembre	1.567.987	275	2.049.903	13.724	14.521	-116	75.513	-245	17.608	23
Diciembre	1.565.128	-2.859	2.052.978	3.075	14.573	52	75.649	136	17.633	25

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 26. Cambios de medidor AIR-E – 2022.

Tipo de medidor	Electromecánico		Electrónico		Inteligente Unidireccional		Inteligente bidireccional		Usuario Sin medidor	
	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica
Enero	341.284	0	555.499	0	48.875	0	824	0	127.272	0
Febrero	337.861	-3.423	564.225	8.726	47.014	-1.861	817	-7	126.810	-462
Marzo	328.880	-8.981	564.759	534	45.029	-1.985	683	-134	116.854	-9.956
Abril	330.587	1.707	583.187	18.428	44.400	-629	793	110	126.877	10.023
Mayo	327.646	-2.941	590.341	7.154	43.448	-952	793	0	125.593	-1.284
junio	0	-327.646	930.735	340.394	10	-43.438	186	-607	91.887	-33.706
Julio	0	0	927.821	-2.914	11	1	191	5	89.685	-2.202
Agosto	294.293	294.293	542.222	-385.599	37.480	37.469	760	569	142.093	52.408
Septiembre	0	-294.293	938.593	396.371	12	-37.468	205	-555	88.188	-53.905
Octubre	0	0	946.069	7.476	12	0	186	-19	90.415	2.227
Noviembre	0	0	948.292	2.223	11	-1	229	43	86.953	-3.462

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 27. Cambios de medidor Afinia – 2022.

Tipo de medidor	Electromecánico		Electrónico		Inteligente unidireccional		Inteligente bidireccional		Usuario sin medidor	
	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica
Enero	527.118	0	752.349	0	56.803	0	2.882	0	147.694	0
Febrero	525.324	-1.794	758.661	6.312	55.758	-1.045	2.885	3	148.709	1.015
Marzo	525.071	-253	767.696	9.035	55.244	-514	2.915	30	144.654	-4.055
Abril	524.699	-372	773.606	5.910	54.378	-866	2.896	-19	147.046	2.392
Mayo	1.502.924	978.225	0	-773.606	0	-54.378	0	-2.896	0	-147.046

Tipo de medidor	Electromecánico		Electrónico		Inteligente unidireccional		Inteligente bidireccional		Usuario sin medidor	
	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica
junio	651.172	-851.752	825.529	825.529	0	0	29.714	29.714	2.079	2.079
Julio	1.513.974	862.802	2.027	-823.502	0	0	0	-29.714	0	-2.079
Agosto	976.577	-537.397	405.892	403.865	0	0	0	0	133.772	133.772
Septiembre	505.369	-471.208	879.797	473.905	0	0	0	0	137.477	3.705
Octubre	640.178	134.809	883.726	3.929	0	0	0	0	0	-137.477
Noviembre	1.392.160	751.982	0	-883.726	0	0	0	0	139.069	139.069
Diciembre	988.576	-403.584	410.141	410.141	0	0	0	0	139.540	471

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 28. Cambios de medidor Emcali – 2022.

Tipo de medidor	Electromecánico		Electrónico		Inteligente unidireccional		Usuario sin medidor	
	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica
Enero	715.322	0	128	0	0	0	10.861	0
Febrero	716.720	1.398	128	0	1.183	1.183	9.537	-1.324
Marzo	717.955	1.235	128	0	1.699	516	9.550	13
Abril	0	-717.955	0	-128	729.719	728.020	0	-9.550
Mayo	7.902	7.902	2	2	721.997	-7.722	1.873	1.873
junio	682.845	674.943	126	124	40.901	-681.096	9.359	7.486
Julio	683.418	573	125	-1	41.285	384	9.079	-280
Agosto	684.677	1.259	125	0	41.997	712	9.202	123
Septiembre	686.157	1.480	125	0	41.367	-630	9.578	376
Octubre	687.736	1.579	125	0	41.943	576	9.150	-428
Noviembre	727.075	39.339	128	3	2.858	-39.085	9.109	-41
Diciembre	728.289	1.214	129	1	3.351	493	8.995	-114

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 29. Cambios de medidor Energía de Pereira – 2022.

Mes	Electromecánico		Electrónico		Usuario sin medidor	
	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica
Enero	200.207	0	39.531	0	339	0
Febrero	200.171	-36	39.825	294	305	-34
Marzo	37	-200.134	2	-39.823	10	-295
Abril	200.413	200.376	40.350	40.348	603	593
Mayo	200.388	-25	40.696	346	328	-275
Julio	200.382	-6	41.810	1.114	322	-6
Septiembre	200.470	88	42.938	1.128	297	-25

Mes	Electromecánico		Electrónico		Usuario sin medidor	
	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica
Octubre	200.613	143	43.508	570	328	31
Noviembre	200.528	-85	43.893	385	297	-31
Diciembre	200.477	-51	44.452	559	297	0

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 30. Cambios de Medidor EBSA – 2022.

Tipo de medidor	Electromecánico		Electrónico		Usuario sin medidor	
	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica	Total Usuarios	Diferencia Numérica
Enero	461.267	0	56.630	0	937	0
Febrero	287.141	-174.126	34.202	-22.428	785	-152
Marzo	287.535	394	34.311	109	681	-104
Abril	463.648	176.113	57.944	23.633	909	228
Mayo	288.369	-175.279	35.085	-22.859	685	-224
junio	288.742	373	35.356	271	677	-8
Julio	465.892	177.150	59.472	24.116	878	201
Agosto	289.473	-176.419	35.850	-23.622	683	-195
Septiembre	290.024	551	36.145	295	648	-35
Octubre	468.200	178.176	60.918	24.773	909	261
Noviembre	291.287	-176.913	36.653	-24.265	584	-325
Diciembre	291.871	584	36.992	339	566	-18

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Cabe recordar que, la información presentada en las Tabla 25 a Tabla 30 corresponde a la información reportada, para el año 2022, por las empresas al SUI en el formato TC2 de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021.

De forma general, lo que se pone en evidencia son algunas de las inconsistencias en los reportes de información por parte de los prestadores. La empresa AIR-E (Tabla 26) reporta para el mes de mayo 327 646 usuarios con medidor electromecánico y en el mes de junio reporta 0. Si bien, en ese mismo mes de junio se reporta un aumento de 340 394 usuarios con medidor electrónico, los reportes de agosto y septiembre presentan variaciones para esos dos tipos de medidores dando a entender que, por un único periodo, el de agosto, hubo 294 293 usuarios con medidor electromecánico y que, al periodo siguiente, mayoritariamente se les reemplazó por un medidor electrónico.

La situación que se puede leer de Afinia (Tabla 27) es que, en el mes de mayo en adelante reportó no tener usuarios con medidor inteligente unidireccional; desde el mes de julio reportó no tener más usuarios con medidor inteligente unidireccional, reportando para el mes de junio un número significativo (29 714) con relación al mes anterior (0); y para los usuarios sin medidor, en los meses mayo, julio y octubre, reportó cero usuarios teniendo reportes de alrededor de 140 000 para los otros meses del año.

EMCALI reportó para el mes de abril cero (0) usuarios con medidor electromecánico, usuarios que, al parecer, los reportó con medidor inteligente unidireccional en ese mismo periodo. Para junio parece haber corregido la situación de reporte.

Energía de Pereira presenta una situación similar a la de EMCALI, para el mes de marzo reportó 37 usuarios con medidor electromecánico, cuando, a lo largo del año, el reporte estuvo alrededor de los 200 000. Además, reportó 2 usuarios con medidor electrónico en el mes de marzo, cuando en el resto del año el reporte estuvo alrededor de los 40 000 usuarios.

EBSA tuvo diferencias significativas en los periodos de febrero, abril, julio, y octubre para usuarios con tipo de medidor electromecánico y electrónico.

4.7 Calibración de Medidores

Se solicitó a los comercializadores un reporte de los certificados de calibración de los medidores de las fronteras con mayor y menor consumo de energía reactiva, cuyo transporte en exceso sobre los límites establecidos en la regulación¹⁸ es penalizable.

Se solicitó a las empresas los certificados de calibración para los 10 medidores con mayor registro de energía reactiva y los 10 con menor registro. En la Tabla 31 se reporta el total de medidores por empresa que, o no se puede verificar la calibración en cuatro cuadrantes, no se

¹⁸ Resolución CREG 015 de 2018, Capítulo 12: costos de transporte de energía reactiva

evidencia que no está calibrado, o que la empresa no remite certificado de calibración adjunto con la respuesta que remitió en su momento a la SSPD.

Tabla 31. Medidores no calibrados.

EMPRESA	TOTAL
ASC Ingeniería	5
Cedemar	20
CENS	7
Dispac	18
Enerco	16
Energía & Agua	1
Enertotal	18
Franca Energía	5
Vatia	7

Fuente: Información masiva remitida por los comercializadores. Elaboración DTGE.

Se tiene, por ejemplo, que CEDENAR no remite certificados de calibración de medidores con registro de energía reactiva. Únicamente los relaciona en el archivo Excel en que se hace el requerimiento, pero no adjunta certificados por lo que no es posible evidenciar si los medidores requeridos se encuentran calibrados en 4 cuadrantes. En otros casos se evidencia que hay medidores que únicamente están calibrados para importación de energía activa y reactiva, y en situaciones particulares no fue posible confirmar la calibración por temas de calidad de la información remitida y otras situaciones particulares.

4.8 Peticiones, quejas y reclamos (PQR) por concepto de medición

Con el propósito de evaluar la percepción de los usuarios sobre los conceptos relacionados con la medición del consumo, a continuación, se presenta el seguimiento realizado por la DTGE a las PQR reportadas en el SUI por las empresas, a partir de la información recopilada en el formato 971 de la Resolución SSPD 20151300054575 modificada por la Resolución SSPD 20188000076635, según las clasificaciones allí establecidas y que pueden tener una

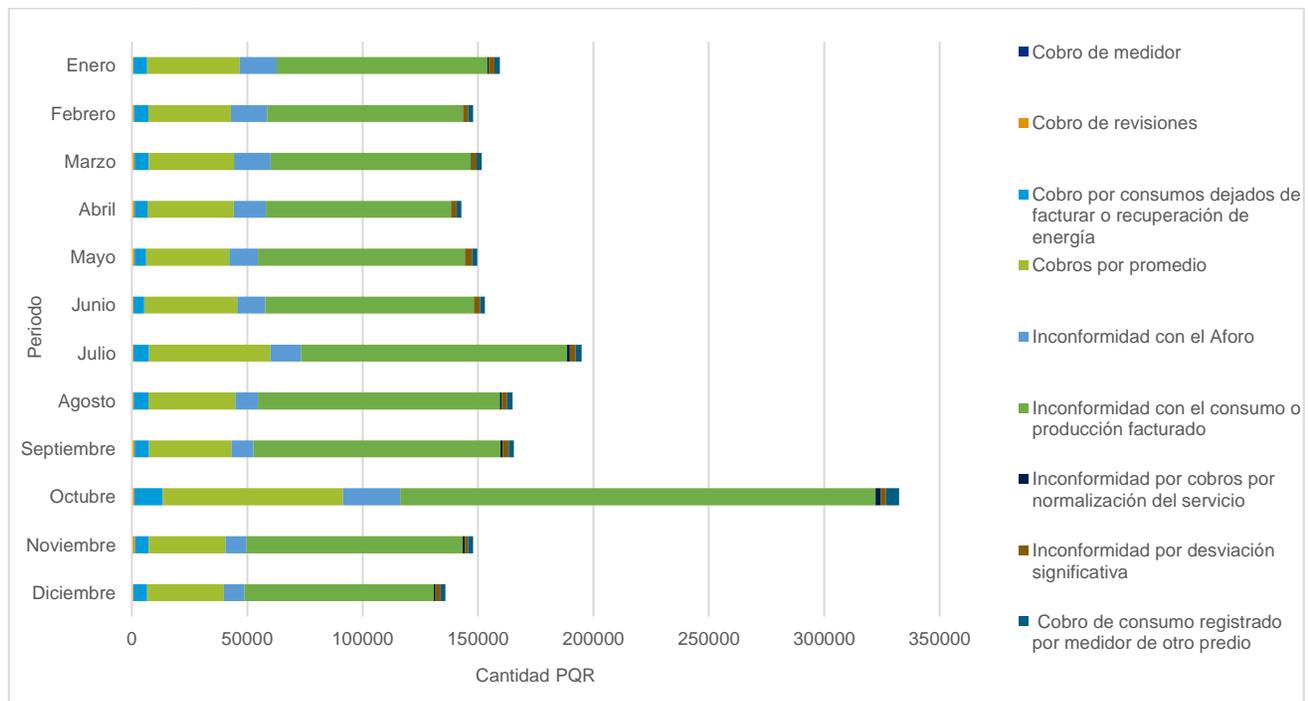
relación con problemas en la determinación del consumo o del comportamiento de los instrumentos de medida.

En ese sentido, se presenta el reporte de PQR para el año 2022, por los siguientes conceptos:

Cobro de medidor, Cobro de revisiones, Cobro por consumos dejados de facturar o recuperación de energía, Cobros por promedio, Inconformidad con el Aforo, Inconformidad con el consumo o producción facturado, Inconformidad por cobros por normalización del servicio, Inconformidad por desviación significativa, Cobro de consumo registrado por medidor de otro predio.

De acuerdo con lo reportado en el año 2021, los meses de marzo y agosto fueron los meses con mayor número de PQR allegadas a las empresas por conceptos de medición, con un valor de 105 102 y 103 456 reclamaciones, respectivamente. De otro lado, los meses con menor número de PQR sobre medición para esa misma vigencia, fueron enero, febrero y septiembre de 2021, con 84 213, 84 405 y 86 715 reclamaciones, respectivamente.

Figura 32. Reporte mensual de PQR por conceptos de medición – 2022.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

En comparación, para el año 2022, de acuerdo con lo que se presenta en la Figura 32, los meses con mayor reporte de PQR fueron octubre y julio con 332 464 y 194 873 reclamaciones, respectivamente. Y los meses con menor cantidad de PQR fueron abril y diciembre con 142 796 y 135 850 reportes, respectivamente.

Otro comparativo de los reportes del año 2022 con el año 2021 es que, para 2021 se tuvo un reporte total de 1 118 984; para el año 2022, el reporte fue de 2 045 852, esto corresponde a un 182,83% en comparación con lo reportado en 2021.

De forma general, para cada uno de los conceptos relacionados a medición, en la Tabla 32 se presenta un comparativo del aumento o disminución de la cantidad de PQR para los años 2021 y 2022.

Tabla 32. Comparación de PQR relacionadas a medición para 2021 y 2022.

Concepto	PQR 2022	PQR 2021	Diferencia
Cobro de medidor	2696	4111	-34,42%
Cobro de revisiones	8983	7263	23,68%
Cobro por consumos dejados de facturar o recuperación de energía	76.945	64.578	19,15%
Cobros por promedio	496.555	197.732	151,13%
Inconformidad con el Aforo	161.785	82.764	95,48%
Inconformidad con el consumo o producción facturado	1.231.753	730.073	68,72%
Inconformidad por cobros por normalización del servicio	8847	6332	39,72%
Inconformidad por desviación significativa	28.083	16.828	66,88%
Cobro de consumo registrado por medidor de otro predio	30.205	9303	224,68%

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

De la Tabla 32 se observa que el único concepto de reclamación que tuvo una disminución en el año 2022 en comparación con el año 2021, fue el «cobro de medidor», concepto que tuvo una disminución del 34,42% de las reclamaciones. En contraste, se evidencia que el mayor incremento de reclamaciones fue por conceptos de «inconformidad con el aforo», «cobros por promedio» y «cobro de consumo registrado por medidor de otro predio», con incrementos del

95,48%, 151,13% y 224,68%, respectivamente. Nótese que, esos tres conceptos corresponden a la metodología bajo la cual se estima el consumo¹⁹.

De los 2 045 852 de PQR presentadas por conceptos de medición, la distribución por empresa viene dada como se muestra en la Tabla 33.

Tabla 33. Total de PQR por empresa – 2022.

EMPRESA	Cobro de medidor	Cobro de revisiones	Cobro por consumos dejados de facturar o recuperación de energía	Cobros por promedio	Aforo	Consumo o producción facturado	Cobros por normalización del servicio	Desviación significativa	Cobro de consumo registrado por medidor de otro predio	Total
AIR-E	265	209	35918	261839	98272	609662	6185	0	18506	1030856
Afinia	0	0	19352	196386	61312	284341	0	0	8588	569979
EPM	133	38	2964	4015	102	97222	41	639	587	105741
ESSA	241	690	4823	5401	183	44713	127	280	119	56577
Enel Colombia	63	6295	4903	7380	211	24588	328	949	815	45532
EMCALI	456	0	2952	9665	953	15975	531	9896	914	41342
Celsia Colombia	53	67	29	1984	3	24512	440	12429	38	39555
CENS	185	68	2093	3235	0	29198	16	198	163	35156
CEO	309	110	921	4643	3	16130	108	604	92	22920
CHEC	41	10	108	150	6	17566	10	107	92	18090
EDEQ	43	0	5	264	0	17475	63	21	0	17871
CEDENAR	0	0	0	0	0	11869	0	0	0	11869
Electrohulla	19	24	43	247	47	9108	0	11	17	9516
EMSA	21	1332	2185	259	94	4381	17	19	10	8318
Energía de Pereira	840	131	446	0	0	6333	124	0	206	8080
ENELAR	5	0	45	348	284	2639	825	40	14	4200
DISPAC	0	0	32	305	50	3682	13	59	10	4151
ENERCA	2	0	28	146	10	2341	1	0	24	2552
CETSA	0	0	0	0	0	579	0	1855	0	2434
Enertotal	16	2	60	107	0	1767	3	3	0	1958
EEP	1	0	0	32	5	1783	0	0	4	1825
Vatia	0	0	5	45	1	860	3	627	1	1542
Electrocaquetá	1	0	7	97	222	1153	1	49	4	1534
Energaviare	1	0	6	0	22	1308	0	0	0	1337

¹⁹ El artículo 146 de la Ley 142 de 1994 establece que «cuando, sin acción u omisión de las partes, durante un período no sea posible medir razonablemente con instrumentos los consumos, su valor podrá establecerse, según dispongan los contratos uniformes, con base en consumos promedios de otros períodos del mismo suscriptor o usuario, o con base en los consumos promedios de suscriptores o usuarios que estén en circunstancias similares, o con base en aforos individuales».

EMPRESA	Cobro de medidor	Cobro de revisiones	Cobro por consumos dejados de facturar o recuperación de energía	Cobros por promedio	Aforo	Consumo o producción facturado	Cobros por normalización del servicio	Desviación significativa	Cobro de consumo registrado por medidor de otro predio	Total
DICEL	0	6	12	1	1	899	9	259	0	1187
EBSA	1	1	0	4	0	1015	0	0	0	1021
EEBP	0	0	0	0	0	165	0	1	0	166
ASC Ingeniería	0	0	0	0	0	105	0	0	0	105
QI Energy	0	0	3	0	0	96	0	0	0	99
ENERCO	0	0	0	0	0	89	0	0	0	89
EMEESA	0	0	0	2	4	53	0	0	0	59
Ruitoque	0	0	0	0	0	58	0	0	0	58
DICELER	0	0	2	0	0	42	2	5	0	51
EMEVASI	0	0	0	0	0	0	0	32	0	32
Spectrum	0	0	3	0	0	25	0	0	0	28
ENERMAS	0	0	0	0	0	16	0	0	0	16
PEESA	0	0	0	0	0	3	0	0	0	3
ENERBIT	0	0	0	0	0	1	0	0	1	2
ISAGEN	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
Total	2696	8983	76945	496555	161785	1231753	8847	28083	30205	2045852

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

En consideración con lo presentado en la Tabla 33, la empresa AIR-E encabeza la lista del total de PQR por conceptos relacionados a la medición de 1 030 856, seguida de Afinia con 569 979; cantidades que representan el 50,39% y 27,86% del total. Las demás empresas tienen participaciones individuales de menos de 6%.

Desde el punto de vista del concepto de reclamación, de forma general, no existe una predominancia de una única empresa respecto del total de PQR en algún concepto determinado. Sin embargo, es importante considerarse las siguientes situaciones:

- En el «cobro de revisiones», Enel Colombia con 6295, de un total de 8983 PQR, abarca el 70% de reclamaciones por este concepto.
- Respecto del «cobro por consumos dejados de facturar o recuperación de energía», entre AIR-E y Afinia suman el 71,83% de las PQR por este concepto, con 46,68% y 25,15%, respectivamente. Nótese que la cantidad de reclamaciones de AIR-E respecto de Afinia es de 1.86 veces.

- Respecto de los «cobros por promedio», se tiene una situación similar al caso anterior donde las empresas AIR-E y Afinia suman el 92,28% del total de PQR por este concepto, con 52,73% y 39,55%, respectivamente.
- Por «inconformidad con el aforo», entre AIR-E y Afinia suman el 96,64% del total de PQR reportadas por este concepto, con 60,74% y 37,9%, respectivamente.
- Por «Inconformidad con el consumo o producción facturado», entre las empresas AIR-E y Afinia suman el 72,58% del total de las PQR por este concepto, con 49,5% y 23,08%, respectivamente. Esto implica que AIR-E tuvo un total de 2.14 veces la cantidad de PQR de Afinia.
- Respecto del concepto de «inconformidad por cobros por normalización del servicio», la empresa AIR-E tuvo un 69,91% del total de las reclamaciones.
- Con relación al concepto de «inconformidad por desviación significativa», el 79,5% del total de las PQR viene dado por las empresas Celsia Colombia y EMCALI, con participación del 44,26% y 35,24%, respectivamente (AIR-E y Afinia reportan, cada una, cero (0) PQR por este concepto).
- Finalmente, por concepto de «Cobro de consumo registrado por medidor de otro predio», nuevamente AIR-E y Afinia suman la mayor participación en el reporte completando entre ambas el 89,7% del total de las PQR por este concepto, con 61,27% y 28,43%, respectivamente.

Un segundo análisis, esta vez considerando como perspectiva la de la empresa, permite identificar cuál es el concepto que, mayoritariamente, es objeto de reclamación para cada empresa. En ese sentido se presentan las siguientes situaciones particulares:

- Para la empresa CETSA, del total de las 2434 PQR reportadas, 1885 corresponden al concepto de «inconformidad por desviación significativa», cifra que representa un 76,21% del total de reclamaciones, el 23,79% restante está en las reclamaciones por «inconformidad con el consumo o producción facturado».
- De este último concepto mencionado, es decir, «inconformidad con el consumo o producción facturado» se presenta, de forma muy general, que la mayoría de los

reportes de PQR, respecto del total por empresa, se encuentran con motivo de este concepto. Por ejemplo, la empresa CEDENAR, del total de 11869 PQR, clasificó el 100% de esas PQR como inconformidad con el consumo o producción facturado. EPM, CHEC y EDEQ, Electrohuila y Enerca, entre otras, reportan más del 90% de las reclamaciones dentro de este concepto.

- Finalmente, y de conformidad con lo expuesto, el concepto de «inconformidad con el consumo o producción facturado» abarca el 60,21% del total de las PQR reportadas para 2022, seguido de los «cobros por promedio» con un 24,27%.

Ahora bien, habiendo puesto de presente el panorama general, es claro que la información así reportada no permite hacer la comparación de una empresa respecto de la otra debido a la diferencia entre el total de usuarios, si bien en la Tabla 33 se presenta el total de PQR por empresa para el año 2022, un escenario de comparación se tiene cuando se normaliza la cantidad de usuarios con relación al total de reclamaciones.

En ese sentido, en la Tabla 34 se presenta el total de reclamaciones por empresa por cada 100 000 usuarios.

Tabla 34. Cantidad de PQR por cada 100 000 Usuarios por empresa – 2022.

Empresa	Cantidad PQR
AIR-E	85323
Afinia	36778
Enertotal	10533
EDEQ	8332
DICEL	7825
QI Energy	7511
ESSA	6213
CENS	5897
EMCALI	5485
CEO	5235
ASC Ingeniería	5167
Energuaviare	4951
Vatia	4641
ENELAR	4365
EEP	4188

Empresa	Cantidad PQR
DISPAC	3910
EPM	3871
CETSA	3619
CHEC	3354
Energía de Pereira	3297
EMEESA	3252
Celsia Colombia	3232
CEDENAR	2391
EMSA	2200
Electrohuila	2180
ENERCA	1621
Ruitoque	1411
Electrocaquetá	1272
PEESA	1271
Enel Colombia	1150
EEBP	471
EBSA	192
ENERBIT	173

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

De forma comparativa entre las empresas, se tiene que, AIR-E y Afinia encabezan el listado de PQR por temas relacionados a la medición.

Llama la atención casos el de las empresas Enertotal, DICELE y QI Energy que cambiaron significativamente su posición en la lista en comparación con lo reportado en la Tabla 33. Esto, debido a que la relación entre la cantidad de PQR reportadas y el número de usuarios que atiende, normalizado a 100 000 usuarios, arroja esa la cifra reportada sin considerar como variable que, por ejemplo, estas tres empresas no son operadores de red y pueden presentarse situaciones probables atribuibles al OR que sean objeto de reclamación por los conceptos de análisis.

Finalmente, cabe anotar que, de la Tabla 34 también se puede dar cuenta de las reclamaciones de los usuarios respecto de la empresa en términos de la cantidad de estos usuarios que, en proporción, han presentado reclamaciones por concepto de medición ante su comercializador. Así, por ejemplo, para AIR-E se tiene que hay un 85,323% de reclamaciones con relación al número de usuarios, es decir, en proporción, de cada 100 usuarios hubo 85

que reclamaron una vez en el año 2022. Para Afinia ocurrió lo mismo con el 36,778% de sus usuarios, y así, respectivamente para cada empresa.

4.9 Fallas en los equipos de medida

El anexo 1 del código de medida establece los elementos que conforman un sistema de medición:

- a) *Un medidor de energía activa.*
- b) *Un medidor de energía reactiva, este medidor puede estar integrado con el medidor de energía activa.*
- c) *Un medidor de respaldo.*
- d) *Transformadores de corriente.*
- e) *Transformadores de tensión.*
- f) *Cableado entre los transformadores y el medidor o medidores que permite conducir las señales de tensión y corriente entre estos.*
- g) *Un panel o caja de seguridad para el medidor y el registro de los datos.*
- h) *Cargas para la compensación del burden de los transformadores de corriente y tensión.*
- i) *Un sistema de almacenamiento de datos: constituido por equipos registradores, que acumulan y almacenan los valores medidos de energía de la frontera. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor.*
- j) *Los dispositivos de interfaz de comunicación que permitan la interrogación local, remota y la gestión de la información en los términos previstos en la presente resolución. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor.*

k) Facilidades de procesamiento de información o los algoritmos, software, necesarios para la interrogación y el envío de la información.

l) Esquemas de seguridad y monitoreo que permitan proteger los equipos del sistema de medida y realizar seguimiento a las señales de aviso que presenten los mismos.

m) Bloques de borneras de prueba o elemento similar que permita separar o reemplazar los equipos de medición de forma individual de la instalación en servicio, así como intercalar o calibrar in situ los medidores y realizar las pruebas y mantenimientos a los demás elementos del sistema de medición. Estos equipos pueden estar integrados o no, al medidor y deben permitir la instalación de sellos.

En ese sentido, se pretende mostrar un panorama de las fallas visto desde dos perspectivas, en primer lugar, se presenta un estudio de los diferentes tipos de fallas que pueden ocurrir en cualquiera de esos elementos, y, en segundo lugar, la cantidad de fallas que se presentaron en algunos de los elementos listados previamente.

4.9.1 Tipos de falla en los elementos del sistema de medición

Se consulta a las empresas, respecto del total de usuarios que atiende, cuáles fueron los diferentes tipos de fallas que se presentaron en los elementos del sistema de medición. El número de fallas por clasificación del tipo de falla se presenta en la Tabla 35 (por facilidad en la presentación de la Tabla se utiliza la siguiente nomenclatura).

- a. No envío de lectura
- b. Dispositivos de interfaz de comunicación
- c. Elemento quemado
- d. Elemento averiado
- e. Descargas atmosféricas
- f. Sobrecorriente
- g. Cortocircuito
- h. Descalibración

- i. Incumplimiento del grado de protección IP
- j. Incorrecta conexión del dispositivo
- k. Hurto
- l. Otras
- m. No se especifica el motivo

Tabla 35. Total de tipos de fallas por empresa – 2022.

Empresa	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	l	m	Total
EPM	1777	33	333	22859	0	0	0	1982	0	0	1525	840	29318	58667
AIR-E	15	7224	0	15	0	16006	0	5963	0	0	7233	11503	0	47959
Enel Colombia	7784	1221	5772	7825	0	0	0	12942	1	2	2685	14	0	38246
Afinia	0	0	561	2407	0	0	0	13	0	279	0	16776	5640	25676
Dispac	20220	905	249	1177	0	0	0	217	0	7	4	0	0	22779
Celsia - Tolima	8	5	1903	5911	1000	122	704	388	0	0	0	455	6539	17035
EMCALI	0	233	2	9420	0	0	0	0	0	0	2	17	0	9674
CEO	0	52	9176	273	0	0	18	4	0	1	2	54	1	9581
Cedenar	0	0	1320	2718	0	0	0	1133	0	1706	0	0	0	6877
CENS	0	0	286	3354	0	0	0	1256	5	0	0	0	0	4901
ENERCA	169	17	319	89	172	185	171	776	426	391	58	40	684	3497
Celsia - Valle	24	31	457	1086	227	18	398	89	0	0	0	75	841	3246
Energía de Pereira	0	0	330	2338	0	0	1	107	0	109	3	55	10	2953
EBSA	0	2492	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2492
Electrocaquetá	500	0	511	432	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1443
CETSA	3	3	34	136	9	1	43	12	0	0	0	8	233	482
Vatía	38	61	0	0	183	40	0	0	0	0	6	83	0	411
NEU Energy	37	148	65	2	0	0	0	0	0	0	2	0	0	254
CHEC	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	117	0	121
Enertotal	0	3	10	8	2	0	0	20	0	0	1	1	0	45
PEESA	0	35	0	6	2	0	0	0	0	0	0	0	0	43
ENERBIT	31	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32
ENELAR	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13
Ruitoque	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	10
ENERCO	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
ASC Ingeniería	0	0	1	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
GECELCA	0	2	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
EEBP	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2
BIA Energy	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EMMESA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Empresa	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	k	l	m	Total
Total	30619	12467	21338	60061	1595	16372	1335	24902	432	2495	11521	30049	43266	256452

Fuente: Información masiva remitida por los comercializadores. Elaboración DTGE.

De la Tabla 35, se pueden evidenciar las siguientes situaciones. En primer lugar, cabe notar que, la falla con menor número de ocurrencias fue la de «incumplimiento del grado de protección IP» con un total de 432, falla que en su mayoría es reportada por la empresa ENERCA con un total de 426, i. e., el 98,6% de reporte total. Un caso similar ocurre con el tipo de falla «sobrecorriente», del total de fallas reportado por las empresas, la falla por esta causa mayoritariamente la presenta AIR-E con un 97,76% de las ocurrencias. Adicionalmente, cabe mencionar que el 99,3% de las fallas por hurto las presentan las empresas AIR-E, Afinia y EPM con 72233, 2685 y 1525 reportes, respectivamente. Como dato adicional, AIR-E y Afinia reportan 11 503 y 16 776 fallas relacionadas a «otras» situaciones diferentes a las de la lista de consulta, cifras que suman el 94% del total del reporte por ese tipo de falla.

Ahora bien, desde el punto de vista de empresa, y según lo reportado por estas, la Tabla 35 presenta en orden, de mayor a menor, la lista de las empresas que reportaron fallas según su tipo.

En ese sentido, respecto del tipo de falla «no envío de lectura», se tiene que, para la empresa Dispac, esta categoría representa el 88,78% de sus reportes; para ENERBIT, el 97%; y para ENELAR, que sólo reporta 13 fallas, corresponde al 100% de su reporte.

Con relación al tipo de falla en los «dispositivos de interfaz de comunicación», el 100% del reporte de fallas de EBSA se encuentra en esta categoría; para PEESA representa el 81,4% de sus reportes.

Con relación al tipo de falla «elemento quemado», este representa el 95,77% de los reportes de CEO, y el 100% de los reportes de ENERCO, quien reporta únicamente 5 fallas.

Respecto del tipo de falla «elemento averiado», esta categoría representa el 97,37% de los reportes presentados por EMCALI; el 79,17% de los reportes de Energía de Pereira; y el 75%

de los reportes de ASC ingeniería, que sólo reporta 3 fallas de este tipo de un total de 4 para 2022.

Finalmente, en la categoría de «otras» fallas, el 96,7% de los reportes de CHEC se encuentra en esta categoría, y para Ruitoque, con 10 fallas reportadas, corresponde al 100%.

Respecto de la vigencia 2021, se destaca que, de un total de 161 932 fallas reportadas para esa vigencia, de las fallas ocasionadas por «hurto», se reportó un total de 19 356, cantidad que correspondía al 12% del total de fallas. En comparación, para el año 2022, de 256 452 fallas reportadas, la categoría de «hurto» presenta 11 521 reportes, cifra que corresponde al 4,5% del total de los reportes. Si bien el número de fallas reportado para el año 2022, supera en 94 520 a lo reportado en 2021, respecto de la categoría en mención, la cifra presenta una disminución significativa.

Finalmente, cabe mencionar que, dentro de la información presentada en la Tabla 35, no se presenta algún tipo de falla significativamente mayor en comparación a los demás, si bien las categorías de Descargas atmosféricas, Cortocircuito, Incumplimiento del grado de protección IP, e Incorrecta conexión del dispositivo, presentan reportes, cada una menor al 1% del total, las demás categorías se mantienen cercanas en reporte en comparación. Adicionalmente, en 2021 estas mismas categorías se mantuvieron igualmente por debajo del 1% del total de fallas reportado.

4.9.2 Fallas en los elementos del sistema de medición

De manera similar al numeral anterior, se consultó a las empresas para que, adicionalmente, relacionaran el número de fallas ocurrido en los diferentes elementos del sistema de medición, independiente del tipo de falla que hubiese podido presentarse. El número de fallas por elemento del sistema de medición se presenta en la Tabla 36 (por facilidad en la presentación de la Tabla se utiliza la siguiente nomenclatura).

- a. Medidor principal
- b. Medidor de respaldo

- c. Transformador de corriente (TC)
- d. Transformador de potencial (TP)
- e. Sistema de comunicaciones
- f. Cableado
- g. Bornera
- h. Otro

Tabla 36. Total de fallas en elementos del sistema de medición.

Empresa	a	b	c	d	e	f	g	h	TOTAL
EPM	56822	0	18	17	1810	0	0	0	58667
AIR-E	32236	0	256	73	7224	565	8484	0	48838
Celsia - Tolima	28666	41	287	14	250	13761	168	0	43187
ENEL	28848	37	99	20	8888	352	0	2	38246
Celsia - Valle	17585	0	4	3	49	5930	999	0	24570
EMCALI	9420	0	0	0	233	0	2	19	9674
CENS	4060	0	29	7	0	24	1	0	4121
Dispac	1650	0	0	0	905	41	0	0	2596
EBSA	2486	0	2	0	3	0	0	0	2491
CETSA	1407	0	0	0	6	769	61	0	2243
Afinia	60	2	14	6	1783	0	3	0	1868
Electrocaquetá	913	0	0	0	30	0	0	0	943
Vatia	223	0	62	21	99	0	0	6	411
NEU Energy	57	0	4	7	147	0	0	40	255
CEO	55	3	26	33	0	23	5	8	153
CHEC	0	0	1	3	117	0	0	0	121
ENERCA	71	0	7	4	0	0	0	0	82
Enertotal	33	0	6	2	3	1	0	0	45
PEESA	6	0	2	0	35	0	0	0	43
ENERBIT	0	0	0	0	32	0	0	7	39
Cedonar	0	0	15	5	0	0	0	0	20
Energía de Pereira	0	0	1	4	1	0	0	10	16
ENERCO	4	0	1	0	0	0	0	0	5
ASC Ingeniería	1	0	3	0	0	0	0	0	4
GECELCA	0	0	1	1	2	0	0	0	4
EEBP	2	0	0	0	1	0	0	0	3
BIA Energy	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EMMESA	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Empresa	a	b	c	d	e	f	g	h	TOTAL
TOTAL	184605	83	838	220	21618	21466	9723	92	238645

Fuente: Información masiva remitida por los comercializadores. Elaboración DTGE.

De la información que se reporta en la Tabla 36, claramente es posible evidenciar que la mayoría de las fallas reportadas dan cuenta de que estas ocurrieron en el medidor principal, correspondiente al 77,36% de los reportes. Los otros reportes significativos corresponden al sistema de comunicaciones y al cableado, con 21 618 y 21 466 reportes de fallas, respectivamente (cada cifra corresponde a aproximadamente 9% del total).

Respecto del tipo de elemento en falla, el único caso a resaltar es el del reporte de fallas en «bornera», del cual AIR-E reporta 8484 fallas de un total de 9723; esto corresponde a un 87,26% de los reportes de falla en ese elemento.

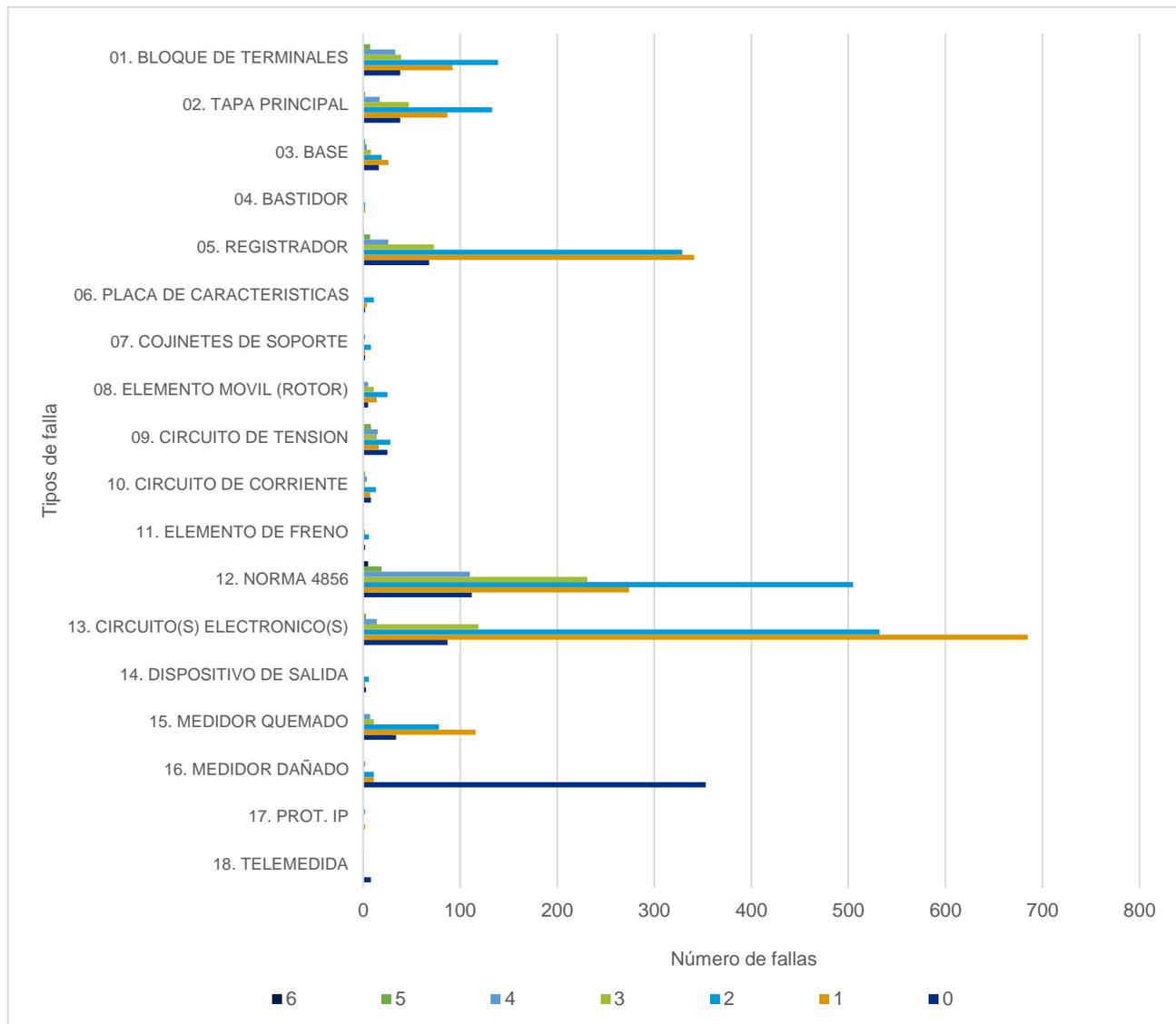
Ahora bien, desde la perspectiva de número de fallas por empresa, y como se mencionó, es el medidor principal, el elemento que más reportes de falla tiene, en ese sentido, la empresa EPM reporta para el «medidor principal» un 96,86% del total de sus fallas; EMCALI el 97,37%; CENS el 98,52%; EBSA el 99,8%; Electrocaquetá el 96,82; y ENERCA el 86,59%.

El otro elemento en falla del que se reporta la mayoría de las fallas por prestador corresponde al «sistema de comunicaciones», con relación a este elemento, Afinia reporta el 95,45% del total de sus fallas; CHEC el 96,69%; PEESA el 81,4%, que corresponde a 35 de las 43 fallas totales reportadas; y ENERBIT el 82,05%, que corresponde a 32 de las 39 fallas totales reportadas.

Un caso particular que permite dar un alcance más profundo a los elementos que conforman el sistema de medición y que establece una relación de elementos específicos es el que reporta la empresa Centrales Eléctricas del Norte de Santander (CENS). En la Figura 33 se

presenta el informe de fallas reportadas por la empresa en el cual se establece el elemento que fue objeto de la falla²⁰.

Figura 33. Fallas en los elementos específicos del sistema de medición para la empresa CENS²¹.



Fuente: CENS. Elaboración DTGE.

²⁰ La falla reportada como Norma 4856 hace referencia a la Norma Técnica Colombiana NTC 4856, la cual corresponde a la verificación inicial y posterior de medidores de energía eléctrica.

²¹ Los números 0 al 6 de la leyenda de la Figura representan estratos. El estrato reportado como cero (0) en la Figura, corresponde al total de usuarios del sector no residencial.

Cabe notar que, para CENS, la mayor parte de las fallas están dadas para el estrato 2 con un total de 1846, seguido del estrato 1 con 1682 fallas. Lo reportado como estrato cero, que da cuenta del sector no residencial suma un total de 801 fallas. Ahora bien, visto desde la perspectiva de los elementos en falla, se tiene que el mayor reporte se da para los circuitos electrónicos, seguido de la falla por norma NTC 4856 con 1440 y 1256 fallas respectivamente.

4.10 Fronteras comerciales

En la sección 3.3 se presentan las definiciones de las fronteras comerciales. En esta sección en particular se presenta un análisis de las fronteras con reporte al ASIC, con relación a las fallas, cancelaciones, y otros aspectos que los RF deben reportar ante XM y ante la SSPD en los informes anuales de operación.

4.10.1 Informe del CGM

El artículo 18 del Código de Medida establece que *«el RF debe emplear un CGM para interrogar los medidores de las fronteras comerciales de su responsabilidad, concentrar y almacenar las lecturas, ejecutar los procesos de validación y crítica de las mediciones y realizar los reportes al ASIC de las lecturas de los medidores»*, y en complemento, en el anexo 3, se menciona que *«los representantes de las fronteras deben publicar en su página web el informe anual de operación del Centro de Gestión de Medidas, a más tardar el último día hábil del mes de febrero de cada año, y enviarlo al ASIC en la misma fecha»*.

En concordancia con lo anterior, a continuación, se presenta un resumen de la información que reportan las empresas en el informe anual del CGM con relación al registro y cancelación de las fronteras comerciales y con el número de mantenimientos realizados a estas. Es muy importante tener presente que el reporte de fronteras canceladas da cuenta de las fronteras que se cancelan por incumplimiento al Código de Medida y en concordancia con los procedimientos allí establecidos para su cancelación, pero, también da cuenta de aquellas fronteras que cambian de comercializador y que los comercializadores reportan como frontera cancelada.

En la Tabla 37 se reporta la información de las fronteras comerciales inscritas y canceladas en el 2022, información obtenida de los informes del CGM que las empresas deben publicar anualmente en su página web y que deben remitir a la SSPD.

Tabla 37. Reporte de fronteras comerciales en informe de CGM.

Empresa	Fronteras al inicio del periodo	Fronteras Inscritas ante el ASIC	Fronteras Canceladas
AIR-E	510	139	8
ASC Ingeniería	145	1	4
BIA Energy	0	89	0
Cedemar - Comercializador	81	5	3
Cedemar - Generador	4	0	0
Celsia - Comercializador	1203	66	27
Celsia - Generador	58	28	2
CEMEX Energy - Comercializador	8	0	0
CEMEX Energy - Generador	1	0	0
CENS	118	1	0
CEO	94	0	7
CETSA - Comercializador	36	1	1
CETSA - Generador	5	0	0
CHEC	108	1	0
DEPY Energy	3	2	1
DICEL	13.427	108	148
Dispac	2	0	0
EBSA	262	2	2
EDEQ	28	0	0
EEBP	1	0	0
Energía de Pereira	153	43	5
EMCALI – Comercializador	456	16	9
EMCALI – Generador	1	0	0
EMMESA – Comercializador	59	16	0
EMMESA – Generador	4	0	0
ENEL	1319	42	147
ENEL	335	20	3
ENELAR	11	0	0
ENERBIT	0	1157	0
ENERCA	13	2	0
ENERCO	472	63	9
ENERMAS	23	18	21
Enertotal	3010	609	57
EPM	1771	59	37
ESSA	149	7	2
Franca Energía	8	0	0
GECELCA – Comercializador	4	68	0
GECELCA – Generador	12	1	0
GENMAS	10	0	0
ISAGEN – Comercializador	212	3	5
ISAGEN – Generador	33	8	0

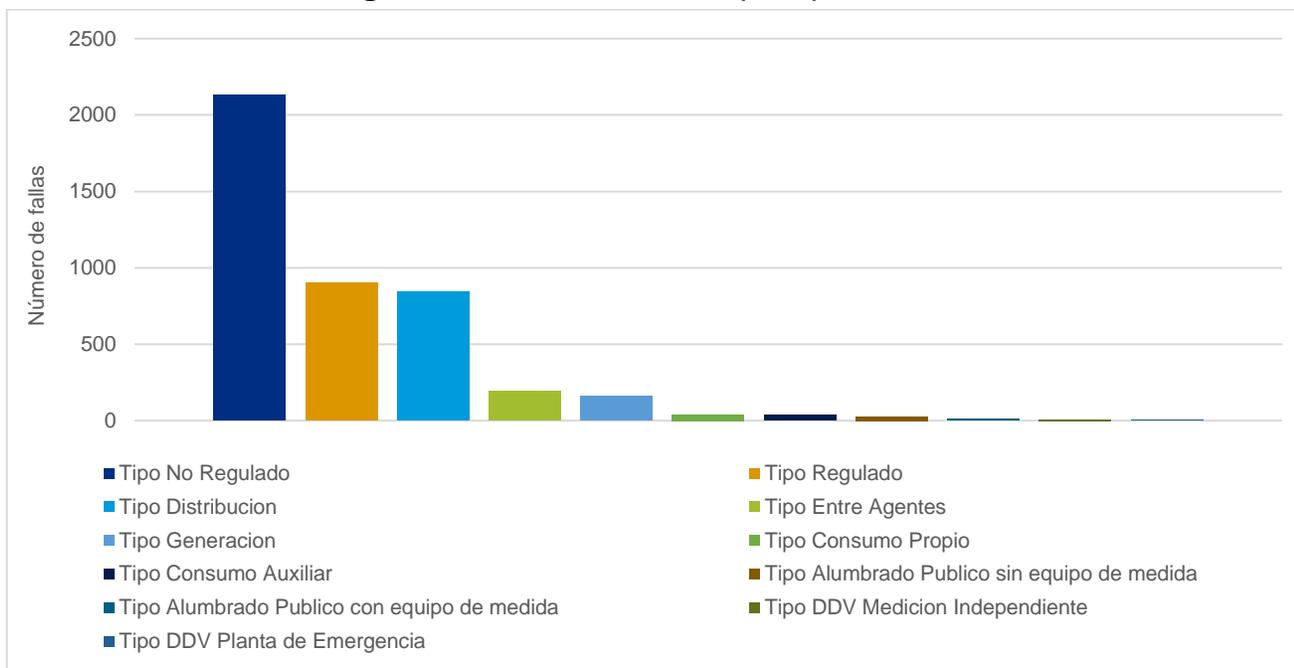
Empresa	Fronteras al inicio del periodo	Fronteras Inscritas ante el ASIC	Fronteras Canceladas
NEU Energy	294	991	7
PEESA	391	23	178

Fuente: Información masiva remitida por los comercializadores. Elaboración DTGE.

4.10.2 Fallas en las fronteras con reporte al ASIC

Para la vigencia 2022, se tuvo un total de 4353 reportes de fallas en las fronteras comerciales con reporte al ASIC, las fallas por tipo de frontera están distribuidas de la forma en la que se presenta en la Figura 34.

Figura 34. Número de fallas por tipo de frontera.



Fuente: XM. Elaboración DTGE.

El listado lo encabezan los usuarios no regulados que presentan un registro de 2130 fallas, seguido de los usuarios regulados con 904 fallas y las fronteras de distribución con 842 fallas, siendo estos tres tipos de fronteras los que evidencian el mayor número.

En la Tabla 38 se hace un reporte de las 15 empresas que más presentaron fallas en las fronteras en el año 2022. El número de fallas de estos 15 Representantes de Frontera (RF)

suman 3986, fallas lo que corresponde a 91,6% del total de fallas reportadas en el año por un total de 70 RF.

Tabla 38. Número de fallas de fronteras con reporte al ASIC por empresa.

Empresa	Número de fallas
Empresas Públicas de Medellín – Comercializador	1866
Vatia – Comercializador	393
Empresas Municipales de Cali EICE – Comercializador	348
NEU Energy – Comercializador	301
Afinia – Comercializador	158
Electrificadora de Santander – Comercializador	158
Central Hidroeléctrica de Caldas – Comercializador	121
Empresas Públicas de Medellín – Generador	113
Celsia Colombia – Comercializador	101
Compañía Energética de Occidente – Comercializador	94
PEESA - Comercializador	74
Centrales Eléctricas del Norte de Santander – Comercializador	69
Enel Colombia – Comercializador	65
Air- E – Comercializador	63
Spectrum Renovaveis – Comercializador	62

Fuente: XM. Elaboración DTGE.

Cabe destacar los casos de las Empresas Vatia, NEU Energy, PEESA y Spectrum Renovaveis quienes, con relación al número de fronteras que representan, reportan un número de fallas altamente significativo teniendo presente que los demás RF de la lista.

Finalmente, en la Tabla 39 se presenta un reporte de la cantidad de fallas ocurridas por en los diferentes elementos del sistema de medición.

Tabla 39. Número de fallas por tipo de elemento.

Elemento	Número de fallas
Falla del contador principal	363
Falla del contador respaldo	20
Falla dispositivos de interfaz de comunicación	2941
Falla No Envío de Lectura	673
Falla Transformador de Corriente (TC)	203
Falla Transformador de Potencial (TP)	143
Hurto contador principal	10

Fuente: XM. Elaboración DTGE.

Del total de fallas reportadas por los RF para el año 2022, se evidencia que el mayor número de estas fallas corresponde al sistema de comunicaciones, por un lado, se tiene que 2941 fallas corresponden a fallas en los dispositivos del interfaz de comunicación, y 673 fallas corresponden a fallas de no envío de lecturas; ambos tipos de fallas ocupan el primer y segundo lugar del listado.

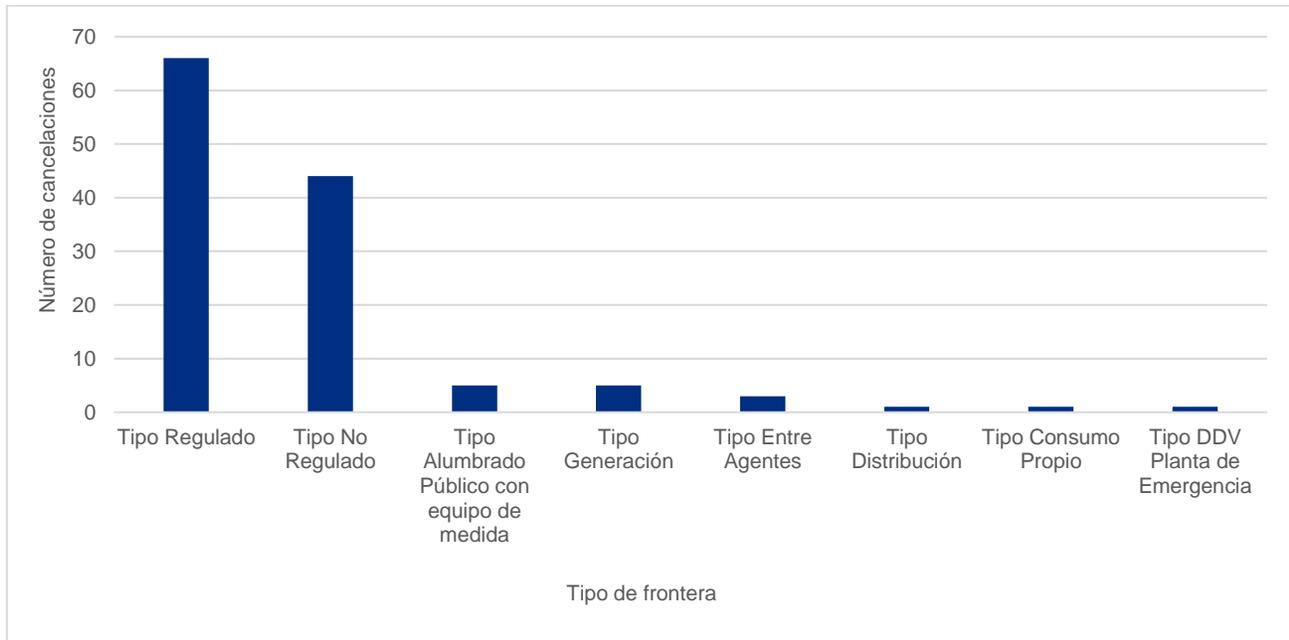
4.10.3 Cancelaciones de fronteras comerciales

Ahora bien, en concordancia con la sección anterior, el Código de Medida, en su artículo 36 establece el número de fallas máximo en una frontera comercial con reporte al ASIC, establece que *«en caso de que una frontera comercial supere el límite establecido en la Tabla 5, se considerará que esta incumple el presente código y se debe proceder a su cancelación en los términos definidos en la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya»*. Adicionalmente, el mismo Código en el anexo 11, adicionado por el artículo 4 de la Resolución 33 de 2019, establece el «Tratamiento de las fronteras con causal de cancelación».

El informe anual del CGM que presentan los representantes de frontera ante XM y la SSPD da reporte de las fronteras con reporte al ASIC de cada RF. A continuación, se presenta un reporte de las cancelaciones de fronteras ocurridas en 2022.

En el año 2022, de lo reportado por los prestadores en el informe anual del CGM, se da cuenta de un total de 126 fronteras canceladas. En primer lugar, Figura 35 se presenta el número de cancelaciones por tipo de frontera comercial.

Figura 35. Número de cancelaciones por tipo de frontera – 2022.



Fuente: XM. Elaboración DTGE.

De las 126 fronteras canceladas 66 de ellas pertenecen al mercado regulado y 44 al mercado no regulado. En la Tabla 40 se presenta el causal de las cancelaciones.

Tabla 40. Causa de las cancelaciones de fronteras.

Causal de la cancelación	Número de cancelaciones
Superación de plazos en Normalizar Falla	89
Cancelación por Acumulación de Fallas	24
Inicia plan de normalización del que trata el anexo 11 del código de medida por superar límites de fallas	8
Inicia plan de normalización del que trata el anexo 11 del código de medida por superar tiempo en normalizar falla	3
Cancelación por Verificación Extraordinaria	2

Fuente: XM. Elaboración DTGE.

Se puede observar que la mayor causa de las cancelaciones tiene que ver con el hecho de que los RF no realizan la normalización de las fronteras dentro de los plazos establecidos para el Plan de Normalización, recordando que dicho plan, tiene como máximo plazo seis meses de duración, de conformidad con lo establecido en el anexo 11 del Código de Medida. La causal de acumulación de fallas tiene que ver con lo ya mencionado sobre lo que establece el Código de Medida en el artículo 36.

4.10.4 Verificaciones iniciales

En cumplimiento del artículo 23 del Código de Medida²², se solicitó a las empresas por los resultados de las verificaciones iniciales de sus fronteras. En ese sentido se presenta a continuación un reporte de las fronteras que no dan cumplimiento al Código de Medida en la verificación inicial.

Tabla 41. Fronteras no conformes en la verificación inicial.

Empresa	Frontera	Observaciones del verificador
Bia Energy	Frt47171	Para que la medida sea registrada ante el ASIC debe cambiarse el medidor de energía e instalarse un sistema de comunicaciones que cumpla con los requisitos definidos en la Resolución CREG 038-2014
Bia Energy	Frt47413	Para que la medida sea registrada ante el ASIC debe cambiarse el medidor de energía e instalarse un sistema de comunicaciones que cumpla con los requisitos definidos en la Resolución CREG 038-2015
Cedenaar	Frt22165	A la fecha se encuentra en ejecución el plan de calibración de los medidores para dar cumplimiento total a la resolución CREG 038 de 2014.
Cedenaar	Frt22167	A la fecha se encuentra en ejecución el plan de calibración de los medidores para dar cumplimiento total a la resolución CREG 038 de 2014.
Cedenaar	Frt28516	A la fecha se encuentra en ejecución el plan de calibración de los medidores para dar cumplimiento total a la resolución CREG 038 de 2014. Es necesario definir si existen Servicios Auxiliares y confirmar el código SIC de la Frontera, si la hay. Se recomienda utilizar TT de relación entera.
Cedenaar	Frt29361	A la fecha se encuentra en ejecución el plan de calibración de los medidores para dar cumplimiento total a la resolución CREG 038 de 2014.
Cedenaar	Frt29362	A la fecha se encuentra en ejecución el plan de calibración de los medidores para dar cumplimiento total a la resolución CREG 038 de 2014.
Cedenaar	Frt00042	A la fecha se encuentra en ejecución el plan de calibración de los medidores para dar cumplimiento total a la resolución CREG 038 de 2014.
Cedenaar	Frt00284	A la fecha se encuentra en ejecución el plan de calibración de los medidores para dar cumplimiento total a la resolución CREG 038 de 2014.
Cedenaar	Frt00333	A la fecha se encuentra en ejecución el plan de calibración de los medidores para dar cumplimiento total a la resolución CREG 038 de 2014.
Cedenaar	Frt00361	A la fecha se encuentra en ejecución el plan de calibración de los medidores para dar cumplimiento total a la resolución CREG 038 de 2014. Es necesario aclarar el tema de los auxiliares tomados de la barra de 13,8 kV.
Cedenaar	Frt03809	El transformador de corriente de la fase T, no cumple con la relación de transformación y desplazamiento de fase según las pruebas de rutina, es necesario reemplazarlo para el cumplimiento del código de medida. Se recomienda revisar las memorias de cálculos y utilizar los valores teóricos indicados por los fabricantes de los componentes del sistema de medida.
Cedenaar	Frt04073	A la fecha se encuentra en ejecución el plan de calibración de los medidores para dar cumplimiento total a la resolución CREG 038 de 2014.
Cedenaar	Frt05958	A la fecha se encuentra en ejecución el plan de calibración de los medidores para dar cumplimiento total a la resolución CREG 038 de 2014.
Cedenaar	Frt07521	A la fecha se encuentra en ejecución el plan de calibración de los medidores para dar cumplimiento total a la resolución CREG 038 de 2014. Se recomienda revisar las memorias de cálculos y utilizar los valores teóricos indicados por los

²² El sistema de medición de cada frontera comercial debe ser verificado por el RF antes de su puesta en servicio con el propósito de certificar su conformidad con lo establecido en el Código de Medida.

Empresa	Frontera	Observaciones del verificador
		fabricantes de los componentes del sistema de medida. Consideramos la frontera sobredimensionada IP (30 A), Ipc = 13,12 A.
Cedemar	Frt07662	A la fecha se encuentra en ejecución el plan de calibración de los medidores para dar cumplimiento total a la resolución CREG 038 de 2014. Consideramos que la frontera se encuentra Sobredimensionada (30 A), debido a que la Ipc = 8,37 A.
Cedemar	Frt09546	Debido a la capacidad instalada de la frontera (1000 KVA), se requiere la instalación de medidor de respaldo para dar cumplimiento a la resolución CREG 038 de 2014. frontera se encuentra sobre dimensionada para la carga que está alimentando actualmente.
Cedemar	Frt10322	A la fecha se encuentra en ejecución el plan de calibración de los medidores para dar cumplimiento total a la resolución CREG 038 de 2014. Se debe solicitar al Fabricante ABB, la certificación de los laboratorios de prueba de los TC y los TT.
Cedemar	Frt10328	A la fecha se encuentra en ejecución el plan de calibración de los medidores para dar cumplimiento total a la resolución CREG 038 de 2014.
Cedemar	Frt11168	Debido a la capacidad instalada de la frontera (3000 KVA), se requiere la instalación de medidor de respaldo para dar cumplimiento a la resolución CREG 038 de 2014. Se recomienda revisar las memorias de cálculos y utilizar los valores teóricos indicados por los fabricantes de los componentes del sistema de medida.
Celsia - Comercializador	62 fronteras	48 fronteras de comercialización entre agentes y usuarios no cumplen con requisitos de conformidad de producto y calibración según lo definido en el Código de Medida. 14 fronteras de comercialización entre agentes y usuarios no cumplen requisitos de seguridad e integridad de la información. Adicionalmente se tienen tres fronteras en proceso de normalización.
Celsia - Generador	0	Tiene tres fronteras de generación cuyos sistemas de medición están en proceso de verificación
CEO	FRT00444	Falta certificado de conformidad de TP y TC Adicionalmente presenta desfase horario
CEO	FRT01145	Falta certificado de conformidad de TP y TC Adicionalmente presenta desfase horario
CEO	Frt01947	Falta certificado de conformidad de TC Falta certificados de calibración de TC y TP Presenta desfase horario
CEO	FRT02842	Falta certificado de calibración de medidor, TC y TP Falta certificado de conformidad de producto de medidor Adicionalmente presenta desfase horario
CEO	FRT02917	Falta certificado de Conformidad de bloque de prueba y gabinete Falta certificado de calibración de TC y TP Adicionalmente presenta desfase horario
CEO	FRT03082	Falta certificado de Conformidad de bloque de prueba y gabinete Falta certificado de calibración de TC y TP Falta certificado de conformidad de TP y TC
CEO	FRT03780	Falta certificado de calibración de medidor, TC y TP Falta certificado de conformidad de producto de medidor, TC, TP y gabinete
CEO	FRT04356	Falta certificado de calibración de medidor TP y TC Falta certificado de conformidad de producto de medidor, BP, TC, TP
CEO	FRT05744	Falta certificados de calibración de medidor respaldo TC y TP y conformidad de producto TP, gabinete.
CEO	Frt10224	Falta certificados de calibración de medidor respaldo, TC y TP y conformidad de producto gabinete. Presenta desfase horario
CEO	Frt10236	Falta certificados de calibración de TC y TP Falta certificados de conformidad de producto de TC, TP Y gabinete.
CEO	Frt11195	Falta certificados de calibración de TC y TP y conformidad de producto de TC, gabinete
CEO	FRT11234	Falta certificado de calibración de TC y TP Presenta desfase horario Falta instalar medidor respaldo

Empresa	Frontera	Observaciones del verificador
CEO	FRT11456	Falta certificado de calibración de TP y TC Falta certificado de conformidad de producto de TP Presenta desfase horario
CEO	FRT19693	Falta certificado de calibración de los TC y TP Falta certificado de conformidad de producto de los TC y TP Presenta desfase horario
CEO	FRT27951	Falta certificado de calibración de TC y TP
CEO	Frt28721	Falta certificados de calibración equipos de medida Falta certificados de conformidad de los TC y TP
CEO	Frt36769	Los transformadores de tensión no cuentan con certificado de conformidad. Se observan pruebas de rutina con resultados no satisfactorios en su resultado general. Los transformadores de tensión tienen pruebas de rutina con resultado general No Satisfactorio. El porcentaje de carga (cargabilidad) de los 3 transformadores de tensión se encontró por fuera (debajo) de los límites del acuerdo CNO 981 de 2017 (entre el 25 y 100 % de su potencia nominal). De otra parte, los bloques de pruebas actuales no garantizan la operación permanente (independiente) de los medidores según los requisitos del artículo 13 del código de medida. Sin hoja de vida ni plan de mantenimiento del sistema de medida.
CEO	Frt36774	Sin soportes documentales de verificación de los niveles de acceso 1 y 2, ni de la encriptación de datos o VPN. Sin hoja de vida ni plan de mantenimiento del sistema de medida. Se desconoce la fecha de instalación del sistema de medida.
CEO	Frt36781	Sin soportes documentales de verificación de los niveles de acceso 1 y 2, ni de la encriptación de datos o VPN. Sin certificados de conformidad de producto de los transformadores de tensión y corriente los cuales entraron en operación antes de 2014 Medidor de respaldo, transformadores de tensión y de corriente sin certificado de calibración. Adicionalmente, se cuenta con pruebas de rutina de los transformadores de tensión y corriente con resultados No Satisfactorios. El porcentaje de carga (cargabilidad) de los 3 transformadores de tensión se encontró por fuera (debajo) de los límites del acuerdo CNO 981 de 2017 Sin hoja de vida ni plan de mantenimiento del sistema de medida,
CEO	Frt36786	Sin soportes documentales de verificación de los niveles de acceso 2, ni de la encriptación de datos o VPN. Se aporta certificado de calibración emitidos por entidad acreditada del medidor principal. Desfase horario por fuera del límite. No se cuenta con registros de sellos o estampillas de calibración del medidor principal
CETSA - Comercializador	3 fronteras	Tres fronteras de comercialización entre agentes y usuarios no cumplen con requisitos de conformidad de producto y calibración según lo definido en el Código de Medida
DICEL	20 fronteras	20 fronteras de comercialización entre agentes y usuarios presentan Diferencia en las características metrológicas del sistema de medición según lo definido en el Código de Medida. Adicionalmente presenta 1025 sistemas de medición en proceso de verificación de las cuales 208 presentan dificultad de desenergización del cliente o frontera; 240 dificultad en la asignación de presupuesto; y 577 desbordamiento de la capacidad operativa
ENEL	Frt07068	Se requiere realizar la calibración en 4 cuadrantes o el cambio de los medidores principal y respaldo, para cumplimiento de la resolución CREG 015 de 2018. Se recomienda confirmar la operación de los sistemas de comunicación actuales en la red 4G o confirmar y habilitar la VPN en cumplimiento del actual acuerdo CNO 1043 de 2018.
ENEL	Frt24197	Se requiere realizar la calibración en 4 cuadrantes o el cambio del medidores principal. Se requiere solicitar el certificado de conformidad de producto vigente actualmente o vigente en la fecha de adquisición de los transformadores de tensión, de corriente y de la celda, o solicitar documento de aprobación de proyecto en etapa III ante la UPME. Se requiere realizar la calibración de los PT en clase 0,2 de la misma forma como aparece en la placa de características (0,2) para garantizar el cumplimiento a la norma técnica NTC 2207. Se requiere realizar mediciones de porcentaje de carga (burden) de los transformadores de tensión y corriente e instalar cargas de compensación en caso de requerirse para garantizar el cumplimiento entre el 25 % y 100 % de la potencia nominal. Se requiere solicitar el certificado de conformidad de producto de las borneras Phoenix Contact que se encuentran antes de los bloques de pruebas Compac.

Empresa	Frontera	Observaciones del verificador
ENEL	Frt24198	<p>Se requiere realizar la calibración en 4 cuadrantes o el cambio del medidor principal</p> <p>Se requiere solicitar el certificado de conformidad de producto vigente actualmente o vigente en la fecha de adquisición de los transformadores de tensión, de corriente y de la celda, o solicitar documento de aprobación de proyecto en etapa III ante la UPME.</p> <p>Se requiere realizar la calibración de los PT en clase 0,2 de la misma forma como aparece en la placa de características (0,2) para garantizar el cumplimiento a la norma técnica NTC 2207</p> <p>Se requiere realizar mediciones de porcentaje de carga (burden) de los transformadores de tensión y corriente e instalar cargas de compensación en caso de requerirse para garantizar el cumplimiento entre el 25 % y 100 % de la potencia nominal.</p> <p>Se requiere solicitar el certificado de conformidad de producto de las borneras Phoenix Contact que se encuentran antes de los bloques de pruebas Compac</p>
ENEL	Frt24199	<p>Se requiere realizar la calibración en 4 cuadrantes o el cambio del medidor principal</p> <p>Se requiere solicitar el certificado de conformidad de producto vigente actualmente o vigente en la fecha de adquisición de los transformadores de tensión, de corriente y de la celda, o solicitar documento de aprobación de proyecto en etapa III ante la UPME.</p> <p>Se requiere realizar la calibración de los PT en clase 0,2 de la misma forma como aparece en la placa de características (0,2) para garantizar el cumplimiento a la norma técnica NTC 2207</p> <p>Se requiere realizar mediciones de porcentaje de carga (burden) de los transformadores de tensión y corriente e instalar cargas de compensación en caso de requerirse para garantizar el cumplimiento entre el 25 % y 100 % de la potencia nominal.</p> <p>Se requiere solicitar el certificado de conformidad de producto de las borneras Phoenix Contact que se encuentran antes de los bloques de pruebas Compac</p>
ENEL	Frt24200	<p>Se requiere realizar la calibración en 4 cuadrantes o el cambio del medidor principal</p> <p>Se requiere solicitar el certificado de conformidad de producto vigente actualmente o vigente en la fecha de adquisición de los transformadores de tensión, de corriente y de la celda, o solicitar documento de aprobación de proyecto en etapa III ante la UPME.</p> <p>Se requiere realizar la calibración de los PT en clase 0,2 de la misma forma como aparece en la placa de características (0,2) para garantizar el cumplimiento a la norma técnica NTC 2207</p> <p>Se requiere realizar mediciones de porcentaje de carga (burden) de los transformadores de tensión y corriente e instalar cargas de compensación en caso de requerirse para garantizar el cumplimiento entre el 25 % y 100 % de la potencia nominal.</p> <p>Se requiere solicitar el certificado de conformidad de producto de las borneras Phoenix Contact que se encuentran antes de los bloques de pruebas Compac</p>
ENEL	Frt44630	<p>Actualmente la frontera no cumple el artículo 10 y 11 del Código de Medida (conformidad de producto de medidor, CT, PT, Cable Secundario, Bloque de Pruebas y Gabinete de Medidor). Sin calibración de medidor, CT y PT.</p> <p>Se desconoce la clase de exactitud actual de los CT y PT así como la potencia nominal de los PT</p> <p>Sin información de los CT y PT, por lo cual no es posible determinar el burden de los CT y PT.</p> <p>No Cumple artículo 28 del Código de Medida actualmente porque se desconoce la calibración de los transformadores de tensión y corriente.</p>
ENEL	Frt46382	<p>Se requiere habilitar VPN en el sistema de comunicación para garantizar el cumplimiento al acuerdo CNO 1043 de 2018 porque el modem a pesar de ser 4G se encuentra operando en la red celular 3G</p>
ENEL	Frt44462	<p>Actualmente la frontera no cumple el artículo 10 y 11 del Código de Medida (conformidad de producto de CT, PT, Bloque de Pruebas). Sin calibración de CT y PT.</p> <p>No Cumple artículo 28 del Código de Medida actualmente porque se desconoce la calibración de los transformadores de tensión y corriente.</p>
NEU Energy	294 fronteras	<p>Para la vigencia 2022, la empresa tenía 293 fronteras con verificación «no conforme». La empresa manifiesta haber aplicado para todas ellas el respectivo plan de normalización. De las 293, 270 fronteras se normalizaron mediante cambio de equipos de comunicación a causa de la incompatibilidad de los equipos existentes con la red celular 4G.</p>

Fuente: Información masiva remitida por los comercializadores. Elaboración DTGE.

De las situaciones previamente reportadas, se tiene la claridad de que muchas situaciones se deben a que los registros de las fronteras obedecen a acciones antes de la expedición del Código de Medida, sin embargo, corresponde a las empresas dar claridad del cumplimiento y normalización de los reportes presentados.

4.10.5 Validación de la medición

El literal c del anexo 3 del Código de Medida, establece:

c) Validar las mediciones interrogadas mediante la comparación de las mediciones descargadas localmente con las consolidadas en la base de datos del CGM. Para lo anterior se deben seguir las siguientes reglas:

- 1. Para los CGM que gestionen 300 o más fronteras comerciales, el tamaño de la muestra se debe determinar mediante un muestreo aleatorio simple de los sistemas de medición gestionados, con un nivel de confianza del 95%, un error máximo admisible del 5% y una proporción de medidores no conformes del 3%.*
- 2. En el caso de CGM que gestione menos de 300 fronteras comerciales, el tamaño de la muestra será del 10% de los sistemas de medición gestionados o mínimo un sistema.*
- 3. Las fronteras incluidas en la muestra serán seleccionadas aleatoriamente.*
- 4. La validación se debe realizar una vez al año (...).*

Para conocimiento general, el reporte de las validaciones se presenta como en los siguientes ejemplos:

ASC Ingeniería: De las 141 fronteras activas, se compararon un total de 14 Fronteras, el total de energía evaluada fue de 5886,696 kWh, al momento de ejecutar la validación no se encontraron discrepancias en los datos almacenados por lo que se puede concluir que la muestra seleccionada cumple con el objetivo del procedimiento.

CEDENAR: El día 12 de diciembre del año 2022 se procede a realizar la validación de datos de la frontera Frt05958 Clínica los Andes, la cual fue seleccionada aleatoriamente del grupo de fronteras comerciales atendidas por CEDENAR se procede a descargar los datos del medidor para realizar la respectiva validación de estos datos respecto a los datos consignados

en el software de teledatada y base de datos del CGM. La diferencia entre los datos es igual a cero (0), por tanto, se considera que la frontera cumple con la validación ejecutada.

La empresa solo remite información de la validación de la frontera en mención. En el informe anual del CGM se reporta un total de 11 validación con una conformidad del 100% en la validación de la medición.

En la verificación de los informes del CGM se identifica el ejercicio de las validaciones que realizó cada empresa en el año 2022 y el porcentaje de cumplimiento de cada una; la información se reporta en la siguiente Tabla.

Tabla 42. Resultado de las validaciones a la medición.

Empresa	Fronteras al inicio del periodo	Validaciones	Cumple validación
AIR-E	510	41	100%
ASC Ingeniería	145	14	100%
BIA Energy	0	10	100%
Cedenaar - Comercializador	81	11	100%
Cedenaar - Generador	4	2	100%
Celsia - Comercializador	1203	43	100%
Celsia - Generador	58	8	100%
CEMEX Energy - Comercializador	8	3	100%
CEMEX Energy - Generador	1	1	100%
CENS	118	12	100%
CEO	94	30	100%
CETSA - Comercializador	36	4	100%
CETSA - Generador	5	1	100%
CHEC	108	12	100%
DEPY Energy	3	3	100%
DICEL	13427	44	100%
Dispac	2	1	100%
EBSA	262	16	100%
EDEQ	28	3	100%
EEBP	1	1	100%

Empresa	Fronteras al inicio del periodo	Validaciones	Cumple validación
Energía de Pereira	153	35	100%
EMCALI - Comercializador	456	61	100%
EMCALI - Generador	1	1	100%
EMMESA - Comercializador	59	5	100%
EMMESA - Generador	4	1	100%
ENEL	1319	43	100%
ENEL	335	39	100%
ENELAR	11	1	100%
ENERBIT	0	2	100%
ENERCA	13	5	100%
ENERCO	472	41	100%
ENERMAS	23	10	100%
Enertotal	3010	44	100%
EPM	1.771	43	100%
ESSA	149	45	100%
Franca Energía	8	2	100%
GECELCA - Comercializador	4	7	100%
GECELCA - Generador	12	2	100%
GENMAS	10	10	100%
ISAGEN - Comercializador	212	22	100%
ISAGEN - Generador	33	72	100%
NEU Energy	294	44	100%
PEESA	391	30	100%

Fuente: Información masiva remitida por los comercializadores. Elaboración DTGE.

4.11 Avance de la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en Colombia

Para empezar, cabe señalar que, atendiendo a lo dispuesto en la Ley 1715 de 2014 «Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional», el Ministerio de Minas y Energía (MME) expidió la Resolución

40072 de 2018, modificada por las Resoluciones 40483 de 2019 y 40142 de 2020, estableciendo los lineamientos de política energética en materia de sistemas de medición y la gradualidad con la que estos deben ser puestos en funcionamiento, asimismo, determinó que la sería CREG quien establecería las condiciones para la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el país.

A raíz de lo anterior, la CREG expidió dos proyectos de resolución: Resolución CREG 131 de 2020, modificada por la Resolución CREG 219 de 2020, *«Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN»*. En dicha propuesta, se pone en las consideraciones que *«el cumplimiento de los objetivos de política energética y la puesta en funcionamiento de la infraestructura de medición avanzada, previstos en la Ley 1715 de 2014, el Decreto 1073 de 2015 y las Resoluciones MME 40072 de 2018, 40483 de 2019 y 40142 de 2020, exigen la reorganización del esquema de prestación del servicio de energía eléctrica. En el nuevo esquema, los medidores deben servir, entre otros, para la gestión comercial, la planeación y operación del sistema, la gestión de pérdidas, facilitar esquemas de eficiencia energética, respuesta de la demanda, nuevas tecnologías, entre otros (...)*.

En relación con esto, la Ley autoriza la exigencia del reemplazo de los medidores en los eventos que allí se disponen. Esto también incluye que los datos derivados de la medición avanzada y el uso de la infraestructura de medición, ya no solo son de interés del usuario o de la empresa, como parte de una relación contractual o de derechos de particulares, sino que atienden consideraciones de interés general, asociados con el control, la prestación eficiente del servicio y la gestión eficiente de la energía».

La Comisión, a partir del documento CREG 175 de 2020, realizó una revisión de las variables apropiadas para estimar los beneficios y costos del despliegue de AMI en el SIN, lo anterior a partir de la literatura internacional, y el estudio realizado por la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP), publicado en la Circular CREG 003 de 2020. A partir de un ejercicio de

priorización y cuantificación del beneficio, la CREG señaló que los que serían los principales beneficios aplicables al modelo colombiano, serían los siguientes:

- Reducción en los costos de lectura de los medidores
- Reducción del costo de la suspensión y reconexión del suministro de forma remota
- Mejoras en la calidad de energía
- Reducción de pérdidas técnicas
- Reducción de pérdidas no técnicas
- Ahorro en los costos de compra de energía
- Reducción de los costos de atención al usuario
- Inversiones diferidas en capacidad de distribución

Tras una revisión posterior con los agentes, la Comisión evaluó los beneficios a partir de un análisis de frecuencia del beneficio, incertidumbre en la disponibilidad de la información, y una evaluación de los beneficios iniciales para los usuarios, para los OR, y para los comercializadores. Producto de dicha reevaluación, se estimaron los beneficios que se podrían estimar ex ante a la implementación de AMI, y que a su vez se lograrían materializar en el corto plazo. Estas variables son las siguientes:

- Reducción en los costos de lectura de los medidores
- Reducción del costo por la suspensión y reconexión del suministro de forma remota
- Costo evitado del medidor convencional

Las variables que se identificaron que representarían beneficios en el mediano plazo son:

- Reducción de pérdidas técnicas
- Mejoras en la calidad de la energía

Y las variables que se identificaron que representarían beneficios en el largo plazo son:

- Reducción del Precio de Energía (esquema de tarifas horarias)
- Reducción de pérdidas no técnicas

- Inversiones diferidas en distribución + amortización
- Reducción de costos de atención al usuario
- Ahorro en los costos de compra de energía (menor consumo medio)

De la expedición de las leyes previamente mencionadas (Ley 1715 de 2014, Decreto 1073 de 2015 y las Resoluciones MME 40072 de 2018, 40483 de 2019 y 40142 de 2020), y de los estudios y propuestas de resolución realizadas por la CREG, se publica, en enero de 2022, la **Resolución CREG 101 001 de 2022** «*por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN*».

Ahora bien, yendo más al detalle, la Resolución 40072 de 2018 MME en su artículo 5, establece las funcionalidades de AMI, a saber:

«ARTÍCULO 5o. FUNCIONALIDADES BÁSICAS DE AMI. Son funcionalidades básicas de la Infraestructura de Medición Avanzada:

- 1. Almacenamiento: Permitir el almacenamiento de datos en el medidor avanzado.*
- 2. Comunicación bidireccional: Permitir la comunicación en dos direcciones con el usuario y los elementos de la AMI.*
- 3. Ciberseguridad: Brindar soporte de comunicaciones de datos seguras.*
- 4. Sincronización: Permitir la sincronización automática y remota de tiempos entre el medidor avanzado y la AMI.*
- 5. Actualización y configuración: Posibilitar la actualización y configuración local y remota del medidor avanzado referente al software, intervalos de lectura, tarifas, entre otros.*
- 6. Acceso al usuario: Proporcionar información al usuario a través de un medio de visualización normalizado que puede ser, entre otros, plataformas web, computadores, aplicaciones para telefonía móvil o monitores exclusivos.*

7. *Lectura: Permitir la lectura local y remota de las variables y eventos generados por el medidor avanzado.*
8. *Medición horaria: Soportar la implementación de esquemas de opciones de tarifas horarias y/o canastas de tarifas.*
9. *Conexión, desconexión y limitación: Permitir de forma remota y local la conexión, desconexión y la limitación del suministro de energía.*
10. *Antifraudes: Facilitar la prevención y la detección de fraudes.*
11. *Registro de medición bidireccional: Permitir la medición y registro de las transferencias de energía en dos direcciones, desde y hacia la red eléctrica o de entrada y salida del medidor avanzado.*
12. *Calidad del servicio: Proporcionar medidas sobre la duración de las indisponibilidades en el servicio de energía eléctrica.*
13. *Prepago: Soportar la implementación de modo prepago, permitiendo al usuario pagar el servicio de energía por adelantado».*

Adicionalmente, en el artículo 14 de la Resolución CREG 101 001 de 2022, respecto a los elementos de medición de AMI se establece:

«ARTÍCULO 14. FUNCIONALIDADES DE AMI. Las funcionalidades mínimas de AMI que desplieguen los OR corresponden a las establecidas en el artículo 5 de la Resolución 4 0072 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía.

Adicionalmente, los medidores avanzados o los sistemas de medición avanzada deberán contar con la función de último suspiro (...) (negrilla y subrayado fuera de texto).

Significa esto que, como mínimo, las funcionalidades de AMI deben incluir las que se establecen en el artículo 5 de la Resolución 40072 de 2018 MME y que los medidores,

además de permitir con dichas funcionalidades, deben contar con la función de *último suspiro*²³.

Dos aspectos importantes para resaltar de la regulación sobre AMI son los siguientes: el primero es que, según lo establecido en la Resolución 40072 de 2018, modificada por las Resoluciones 40483 de 2019 y 40142 de 2020, el porcentaje de usuarios conectados en un mercado de comercialización, con AMI, en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) para el año 2030 debe ser del 75%. Esto significa que, para los Operadores de Red (OR), responsables de la implementación de AMI, los planes piloto y los planes de despliegue que planeen deben ir en línea con el cumplimiento de esta meta y conforme a los requerimientos y funcionalidades descritas previamente.

Lo segundo a resaltar es que, a tenor de la Resolución CREG 101 001 de 2022, y en cumplimiento de la meta a 2030 respecto del cumplimiento del 75% de usuarios con AMI en el SIN, los OR deben someter a aprobación de la CREG el «*Plan de Despliegue*», del mercado que atiende, con la oportunidad indicada en el artículo 26, y con base en los criterios definidos en el artículo 25 de dicha resolución. Todo lo relacionado a estos planes de despliegue están estipulados en el capítulo V de la resolución, de donde, el mencionado artículo 26 establece:

«ARTÍCULO 26. PRESENTACIÓN DE PLANES. El OR podrá presentar a la CREG y al MME el plan de implementación de AMI, para aprobación de la CREG, dentro de los ciento veinte (120) días calendario siguientes a la publicación de la circular con el procedimiento, contenido y formatos que la Comisión expida para tal fin (...).»

Este es un aspecto fundamental respecto del estado actual de la implementación de AMI ya que, a la fecha, la Comisión no ha expedido la mencionada circular con el procedimiento, contenido y formatos para que los OR presenten sus respectivos planes de despliegue, ya

²³ Último suspiro: Funcionalidad de los medidores avanzados de energía eléctrica o del sistema de medición avanzada que consiste en informar, dependiendo del medio de comunicación utilizado, que se ha producido una interrupción o corte en el suministro eléctrico (definido en la Resolución CREG 101 001 de 2022).

que, al respecto, en Circular CREG 055 del 8 de junio de 2022, el Regulador menciona que *«(...) Como es de conocimiento público, la Honorable Corte Constitucional declaró inexecutable la prohibición a las empresas prestadoras del servicio de energía de trasladar a los usuarios los costos relacionados con la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de los medidores inteligentes de energía, por violación del criterio de recuperación de costos.*

Teniendo en cuenta lo anterior, la Comisión iniciará el análisis del impacto del fallo emitido por la Honorable Corte sobre las reglas dispuestas en la Resolución CREG 101 001 de 2022, considerando también el análisis de las comunicaciones enviadas por diferentes agentes, que estaban siendo empleadas para la preparación del taller de la mencionada resolución, con el fin de efectuar los ajustes que se requieran a la luz del fallo de la corte.»

Significa esto que, actualmente, no existe ningún Plan de Despliegue de implementación de AMI por parte de ningún (OR) dentro del marco regulatorio actual, debido a que estos deben someterse a aprobación del Regulador, y, para esto, el Regulador debe emitir la comunicación para la presentación de dichos planes, y como se mencionó, no se ha emitido dicha comunicación. Así pues, los proyectos que se están desarrollando dentro de la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), y de conformidad con la regulación actual, corresponden, a lo sumo, a «planes piloto». Al respecto, ha de tenerse presente que la implementación de estos planes piloto debe ajustarse, para su validez, a lo establecido en la Resolución CREG 101 001 de 2022, es decir, deben cumplir con la duración mínima que allí se establece, y la infraestructura de medición debe cumplir con las características ya mencionadas.

Finalmente, cabe añadir que, la CREG, sometió a consulta el Proyecto de Resolución 701 011 de 2022, publicado el 30 de junio de 2022, mediante el cual se invita a las empresas, los usuarios, las autoridades y demás partes interesadas a presentar sus observaciones y sugerencias al documento mediante el cual se modifican los Títulos II, V, VI y VII de la Resolución CREG 101 001 de 2022.

Teniendo en cuenta los antecedentes aquí expuestos, desde 2018, con la expedición de la Resolución 40072 del MME, las empresas han iniciado despliegues de instalación de medición inteligente. Un pequeño ejemplo, a modo introductorio es el caso de EMCALI cuyo despliegue se ha venido dando como se ilustra en la siguiente Tabla.

Tabla 43. *Avance de medición inteligente EMCALI.*

Año	Cantidad de usuarios
2018	6247
2019	2296
2020	598
2021	3298
2022	10721
Total	23160

Fuente: EMCALI. Elaboración DTGE.

Si se toma como referente el total de usuarios para EMCALI presentado en la Figura 1, es decir, 753 775 usuarios, sus usuarios con medición inteligente corresponde al 3,07% a corte de diciembre de 2022.

4.11.1 Clasificación de AMI en Colombia

Para la vigencia 2022 se les solicitó a los prestadores informar sobre los proyectos que, con relación a la regulación vigente, se proyectan para ser clasificados como AMI. Al respecto, se tuvieron dos tipos de respuesta ante la consulta, en primer lugar, hubo una comunicación generalizada de que no se contaba con proyectos dentro de lo contemplado por AMI y la regulación vigente debido a la espera de que la CREG emita los procedimientos y formatos de conformidad con lo expuesto en la Resolución CREG 101 001 de 2022. En segundo lugar, algunos prestadores reportaron avances para ser considerados como parte de AMI, y que puedan ser validados una vez la CREG se pronuncie en los términos expuestos. Así, en la Tabla 44 se presenta la información reportada por las empresas con los avances de AMI respecto de la cantidad de medidores inteligentes distribuidos por estrato/sector.

Tabla 44. Usuarios con medición inteligente AMI por estrato sector por empresa – 2022.

Empresa	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Comercial	Industrial	Otro	Total
Afinia	16750	4983	1811	895	829	470	630	3	25	26396
Celsia - Tolima	1724	3251	1510	453	32	0	2352	104	374	9800
Celsia - Valle	525	2521	1675	861	222	1	967	36	292	7100
CEO	4000	1322	672	1441	6	0	302	5	9	7757
DICEL	2	2	2	0	0	1	8	0	0	15
DISPAC	3996	203	576	0	0	0	696	2	63	5536
EEBP	45	94	26	0	0	0	113	0	6	284
Electrocaquetá	623	0	0	0	0	0	0	0	0	623
EMCALI	4836	2662	2590	109	45	0	402	1	27	10672
ENEL	3764	15697	36023	9420	2589	1055	5379	567	55	74549
ENELAR	4396	0	0	0	0	0	0	0	0	4396
ENERBIT	0	4	396	324	472	1038	2	76	0	2312
Ruitoque	0	0	0	0	12	0	0	0	0	12
Total	40661	30739	45281	13503	4207	2565	10851	794	851	149452

Fuente: Información masiva remitida por los comercializadores. Elaboración DTGE.

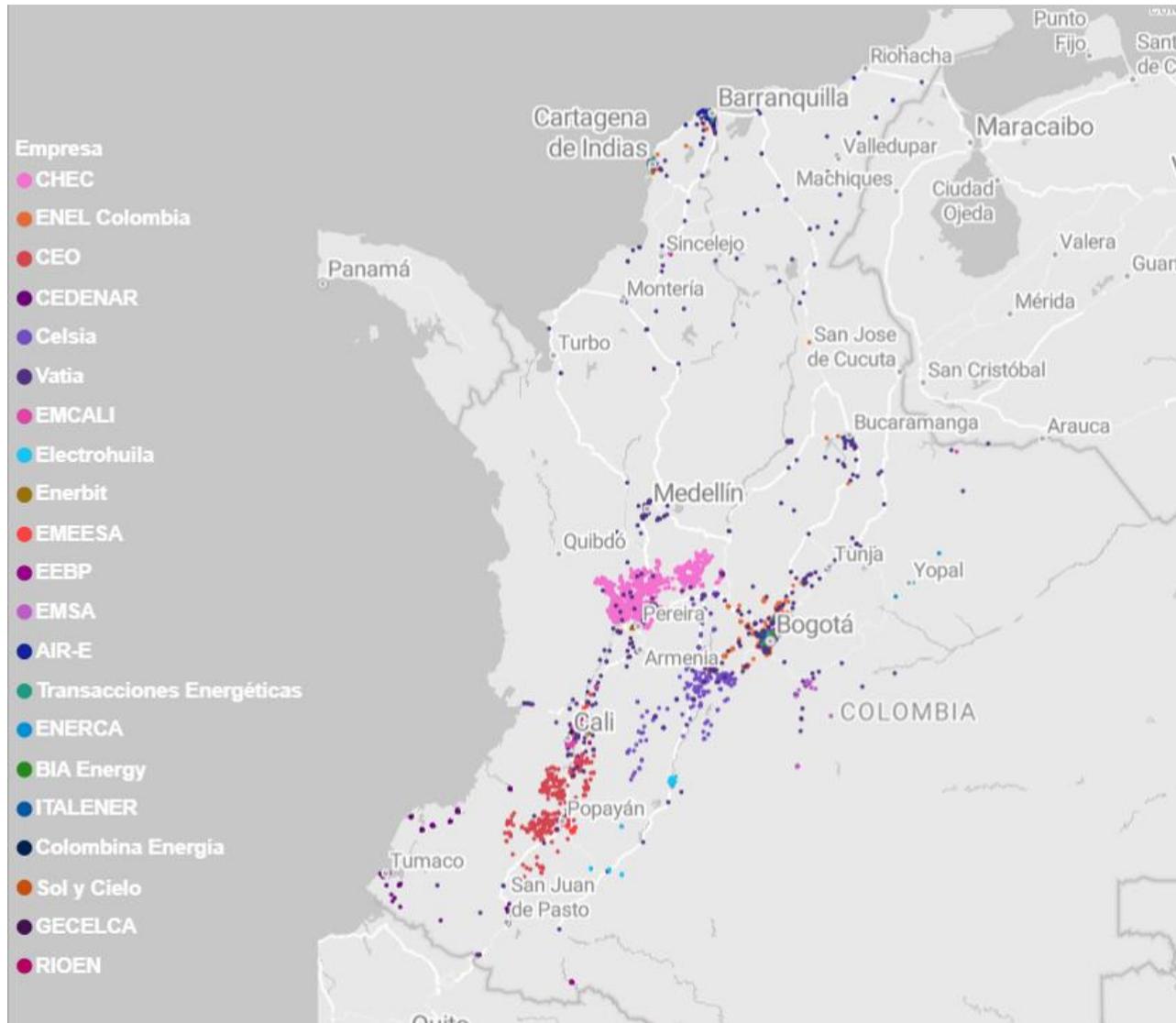
El total reportado de medidores inteligentes dentro de lo que puede ser AMI, i. e., 149 452 medidores, corresponde a un 0,88% del total de usuarios del país. Si bien, de la Figura 2 y la Tabla 17 se da cuenta de que el total de medidores inteligentes corresponde al 2,62% de los medidores del país, no se puede establecer que dichos medidores correspondan a AMI, en principio, por el no cumplimiento de los requisitos de los medidores o de la infraestructura, de conformidad con las características previamente citadas de la regulación vigente.

Adicionalmente, cabe mencionar que, algunas de las empresas que se reportan en la Tabla 44 aún tienen proyectos en ejecución, de ese modo el total de medidores que se reporta hacen parte de la proyección total que corresponde a la instalación de medición inteligente a 258 665 usuarios, lo que corresponde al 1,53% de los usuarios del país.

En la Figura 36 se presenta el mapa de Colombia con la ubicación geográfica de los usuarios que cuentan con medición inteligente, información que es reportada en los formatos TC1 y TC2 de donde se extraen las coordenadas geográficas de cada usuario (TC1) y el tipo de medidor que les corresponde (TC2). En ese orden de ideas se presenta la distribución de los usuarios para los que se reporta tipo de medidor en las categorías de 1) medidor inteligente

unidireccional y 2) medidor inteligente bidireccional, que, como se mencionó, corresponden al 2,62% del total de usuarios del país.

Figura 36. Mapa de ubicación de usuarios con medición inteligente – 2022.



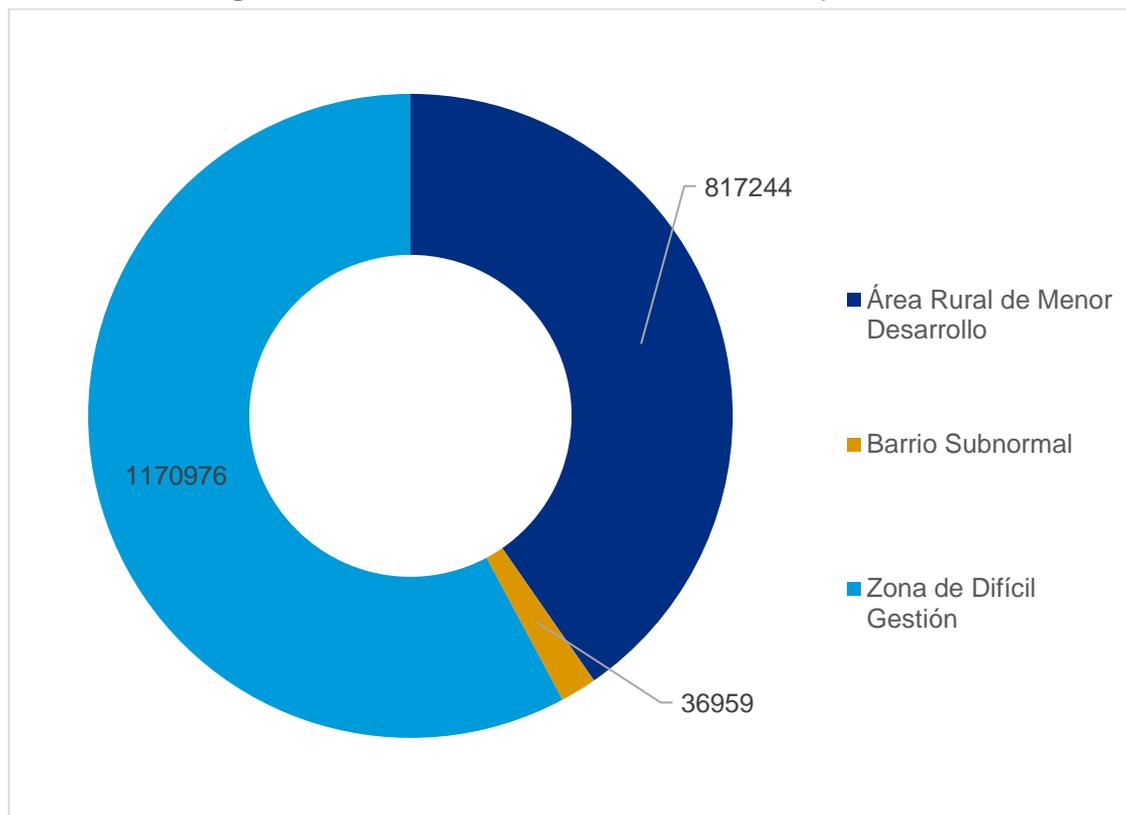
Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Cabe recordar que, en la Figura 36 se presentan los usuarios con medición inteligente que puede no corresponder a AMI dentro del marco regulatorio actual, sin embargo, de la información que se remite al SUI por parte de los prestadores no se puede identificar a los usuarios que encajan dentro de la categoría de AMI.

4.12 Medición Prepago

La modalidad de medición prepago surge como una posibilidad de brindar solución a los usuarios que, por su capacidad de pago solo consumen energía para propósitos muy específicos y en cantidades limitadas; en el caso de la tecnología prepago, los usuarios compran una respectiva cantidad de energía previo al consumo de ésta. Esta modalidad de prestación del servicio de comercialización de energía eléctrica no requiere las actividades de lectura del medidor, reparto de facturación al domicilio ni gestión de cartera en relación con el consumo, por cuanto el consumo se ha prepago. Este fenómeno, además de ser usado por usuarios sin una categoría especial, ocurre también dentro de lo que se ha definido como Áreas Especiales, comprendidas por las Áreas Rurales de Menor Desarrollo (ARMD), las Zonas de Difícil Gestión (ZDG) y los Barrios Subnormales (BS). El número de usuarios de cada una de las áreas especiales se muestra en la Figura 37.

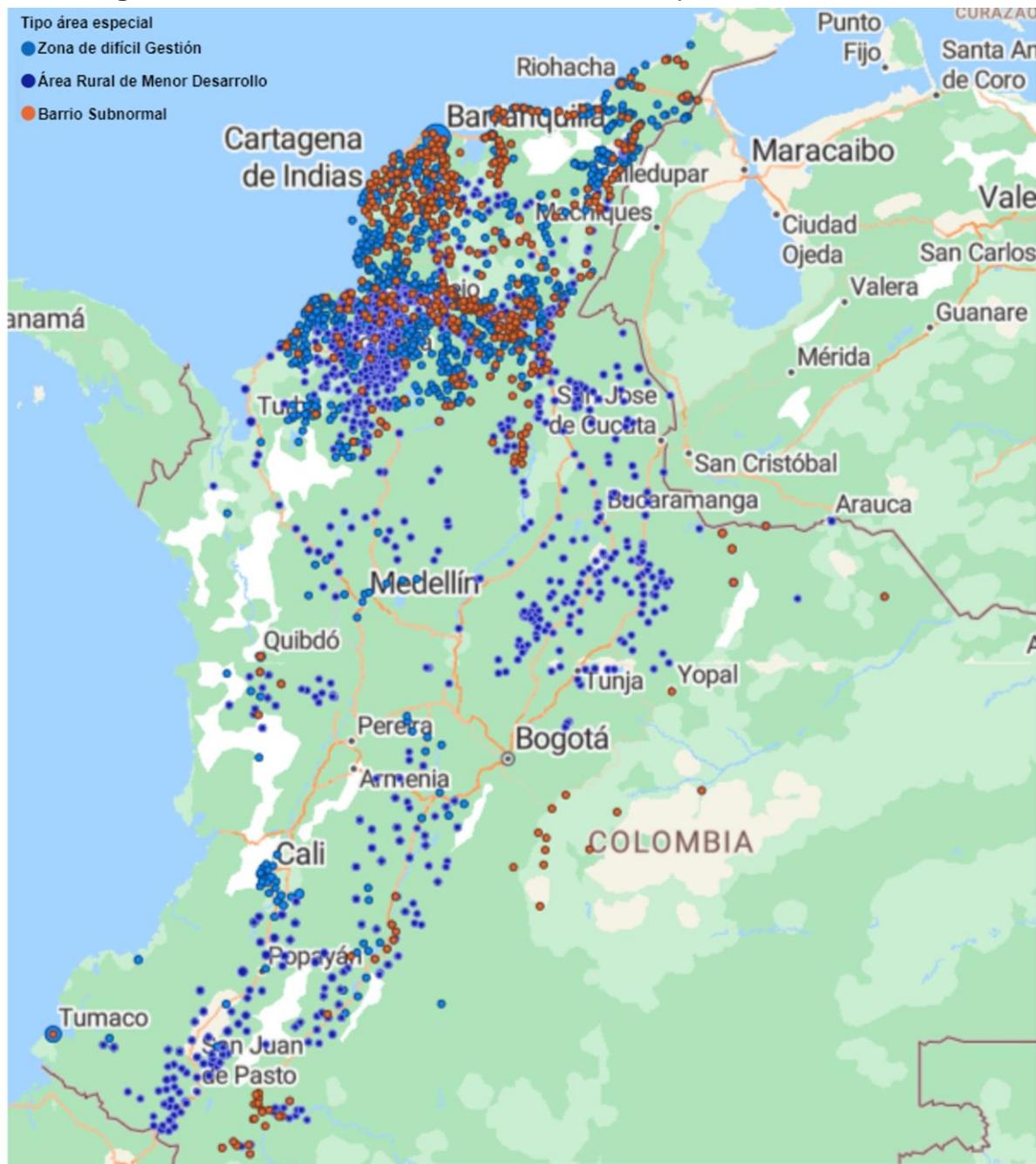
Figura 37. Número de usuarios en áreas especiales.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

De aquí se desprende que en el país existen 2 025 179 usuarios en áreas especiales, los cuales se encuentran distribuidos conforme se muestra en la Figura. La distribución de estos usuarios en el territorio nacional se muestra en la Figura 38.

Figura 38. Distribución de usuarios en áreas especiales en Colombia.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

En la Tabla 45 se muestra la relación de las empresas que cuentan con medición prepago y la cantidad de usuarios por tipo de área especial.

Tabla 45. Usuarios con medición prepago por empresa – 2022.

Empresa	Barrios Subnormales	Áreas Rurales de Menor Desarrollo	Zonas de Dificil Gestión	Otros	Total
AIR-E	0	0	0	2932	2932
Cedenar	0	0	697	0	697
CENS	2380	0	0	2073	4453
CEO	0	1145	7	157	1309
Dispac	0	0	53	194	247
EMCALI	0	0	0	14	14
EPM	0	17658	363	287062	305083
AFINIA	0	271	0	0	271
ESSA	0	552	0	47631	48183
Total	2380	19627	1120	340063	363189

Fuente: Información masiva remitida por los comercializadores. Elaboración DTGE.

Vale aclarar que EMCALI no reporta medición en modalidad prepago en el sentido de que, según lo manifiesta la empresa, para la vigencia 2022 no instaló nuevos servicios bajo esa modalidad, por esa razón se toma como referencia la información remitida para la vigencia 2021 donde se reportó un total de 14 usuarios.

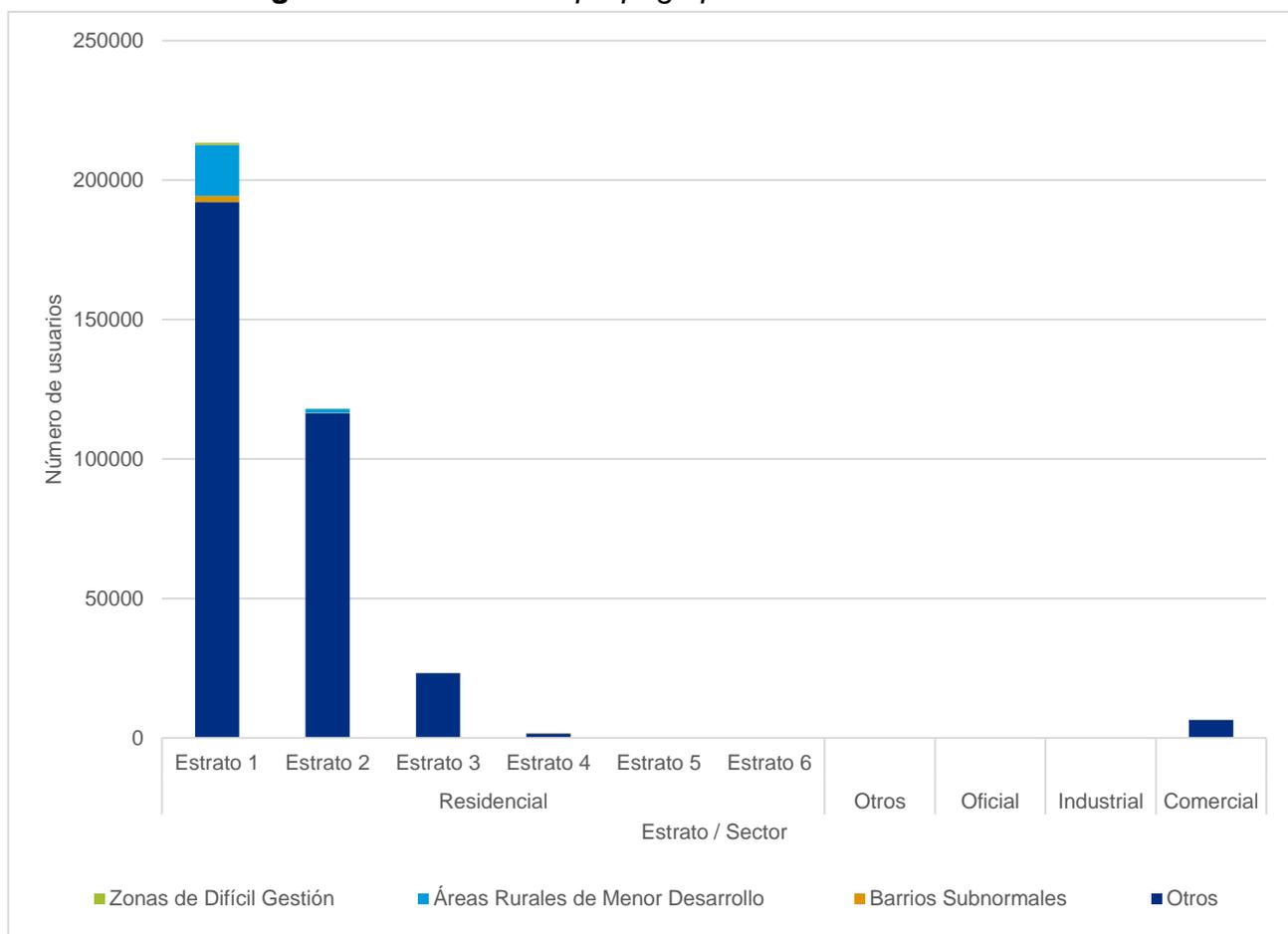
Adicionalmente, de la empresa Afinia, para la vigencia 2021 reportó tener 246 usuarios en ZDG. Sin embargo, para el 2022, se reportó un total de 271 usuarios con ese tipo de medición en ARMD. Si bien no cambia en general la estadística por estar en un área especial, se requiere saber la distribución real por parte de la empresa.

Para el 2022, los cambios más significativos a considerar son los reportados por las empresas EPM y ESSA las cuales, en comparación con el año 2021, presentan un aumento de 29 362 y 10 949 usuarios respectivamente.

Otro aspecto notorio de la información reportada tiene que ver con el hecho que de la medición en la modalidad prepago tiene una distribución mucho mayor usuarios diferentes a los que se encuentran ubicados en áreas especiales.

La distribución de este tipo de medición por estrato/sector se muestra en la Figura 39. Cabe señalar que, a pesar de que existe un número significativo de usuarios en las áreas especiales, superando los dos millones, únicamente, de lo reportado por las empresas, se da cuenta de alrededor de 22 000 usuarios con medición prepago, lo que representa un 1,13% del total. Se evidencia que este tipo de medición se ha vuelto mucho más llamativa para las empresas para otro tipo de usuarios que los que se encuentran en áreas especiales.

Figura 39. Distribución prepago por estrato/sector – 2022.



Fuente: Información masiva remitida por los comercializadores. Elaboración DTGE.

De la misma manera a como se reportó para la vigencia 2021, se destaca que la mayor parte de la implementación de medición prepago en el país se encuentra distribuida en el sector residencial y mayoritariamente para los estratos 1 y 2. Si bien algunos de esos usuarios del sector residencial corresponden a usuarios pertenecientes a áreas especiales, el número de

estos usuarios es muy pequeño en comparación con la cantidad de usuarios que no pertenecen a áreas especiales.

5 SERVICIOS ADICIONALES

El artículo 96 de la Ley 142 de 1994 señala que las empresas de servicios públicos domiciliarios pueden cobrar por los cargos de reconexión y reinstalación del servicio, en virtud de la onerosidad inherente a la prestación de este, y la recuperación de los costos en que la empresa incurra por tales servicios. En línea con lo anterior, el artículo 27 de la Resolución CREG 108 de 1997 señala que las empresas prestadoras del servicio público de energía eléctrica deben establecer los valores a cobrar por concepto de revisión de instalaciones o transformadores, calibración de medidores, y, en general, cualquier otro servicio que el suscriptor o usuario pueda contratar con la empresa o con terceros, con el fin de que el usuario pueda comparar el precio que le ofrece la empresa frente a otros proveedores de iguales bienes o servicios.

Con el fin de hacer un seguimiento a estos cobros, que, si bien **no son regulados**, hacen parte de servicios prestados a los usuarios en el marco del Contrato de Condiciones Uniformes, la Superservicios inició la recopilación de dichos cobros desde el año 2020.

Es así, que con base en la información cargada por los agentes en el formato T14 «Servicios adicionales» de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021, a continuación, se hace referencia a los precios de: materiales y equipos de medida, calibración de equipos de medida, reconexión y suspensión del servicio, y revisión e inspección de los equipos de medida.

5.1 Precio de equipos de medida

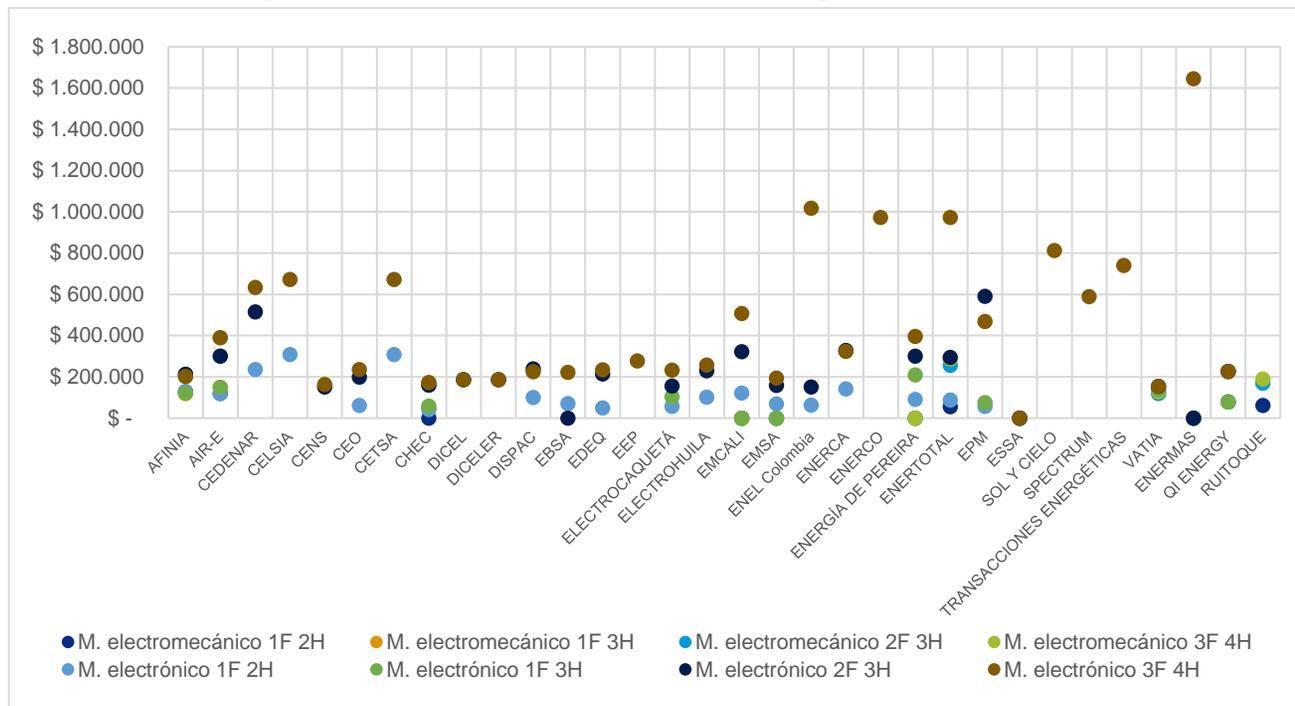
En primer lugar, se presentan los precios de los medidores cobrados por cada empresa comercializadora de energía eléctrica, tanto los electromecánicos como los electrónicos. La

presente información busca brindar mayor conocimiento al usuario de cara a la libre selección de su medidor, y a la libre elección del prestador de bienes y servicios, en virtud de lo dispuesto en el artículo 144 de la Ley 142 de 1994.

En la Figura 40 se observan los precios reportados por los prestadores para los medidores clasificados por construcción y por tipo de conexión a la red; precios vigentes para el año 2022.

Para el año 2021 se observó que, de las 28 empresas comercializadoras que reportaron la información en el formato T14, únicamente 6 de ellas ofrecían, en su portafolio de bienes y servicios, medidores electromecánicos, estas fueron, AIR-E, Afinia, CHEC, Enertotal, Ruitoque y Vatia.

Figura 40. Precios de medidores de energía eléctrica – 2022²⁴.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

²⁴ Para efectos de la nomenclatura de la gráfica, el tipo de medidor se entiende así: 1F - monofásico, 2F - bifásico y 3F – trifásico; 2H - bifilar, 3H – trifilar y 4H – tetrafilar.

Para el año 2022, como se muestra en la Figura 2, el 50,6% de los medidores que se encuentran en el SIN son medidores electromecánicos, sin embargo, la oferta de estos, únicamente, se presenta por parte de las empresas AIR-E, Afinia, CHEC, Enertotal, Vatia, QI Energy y Ruitoque. Cabe aclarar que para 2021 no se contaba con la información de QI Energy.

En ese sentido, para el año 2022, de acuerdo con los datos reportados por los comercializadores del SIN, se elabora un resumen por tipo de medidor en el cual se relacionan los precios promedio por tipo de medidor y, de la misma forma, se reportan cuáles son los precios mínimos y máximos de estos y la empresa que los ofrece.

Tabla 46. Precios promedio por tipo de medidor.

Tipo de medidor	Precio Promedio (\$)	Precio Mínimo (\$)	Empresa	Precio máximo (\$)	Empresa
Electromecánico 1F 2H	88 388	54 898	Enertotal	127 436	Afinia
Electromecánico 1F 3H	103 261	48 000	CHEC	149 940	AIR-E
Electromecánico 2F 3H	206 007	119 403	Vatia	299 880	AIR-E
Electromecánico 3F 4H	227 512	126 945	Vatia	389 844	AIR-E
Electrónico 1F 2H	121 648	41 900	CHEC	307 850	CELSIA
Electrónico 1F 3H	116 740	58300	CHEC	210 115	Energía de Pereira
Electrónico 2F 3H	250 887	150 292	Enel Colombia	589 586	EPM
Electrónico 3F 4H	465 945	153 339	Vatia	1 645 756	ENERMAS

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

La información que se presenta en la Tabla 46, no debe entenderse que, para cada tipo de medidor, la diferencia entre el precio mínimo y máximo, o, en general, la diferencia de precios corresponde a un mismo medidor con características idénticas en funcionalidades y tecnologías. Entiéndase que, por ejemplo, existen diferentes marcas y referencias para un medidor electrónico monofásico trifilar, y que, dependiendo de su tecnología, su precio puede tener grandes rangos de variación. La información que aquí se presenta corresponde a los bienes y servicios que reportan las empresas y que ofrecen a sus usuarios. Cabe recordar que el propósito es mostrar un panorama a los usuarios en la línea del derecho de estos a la libre elección del prestador de bienes y servicios.

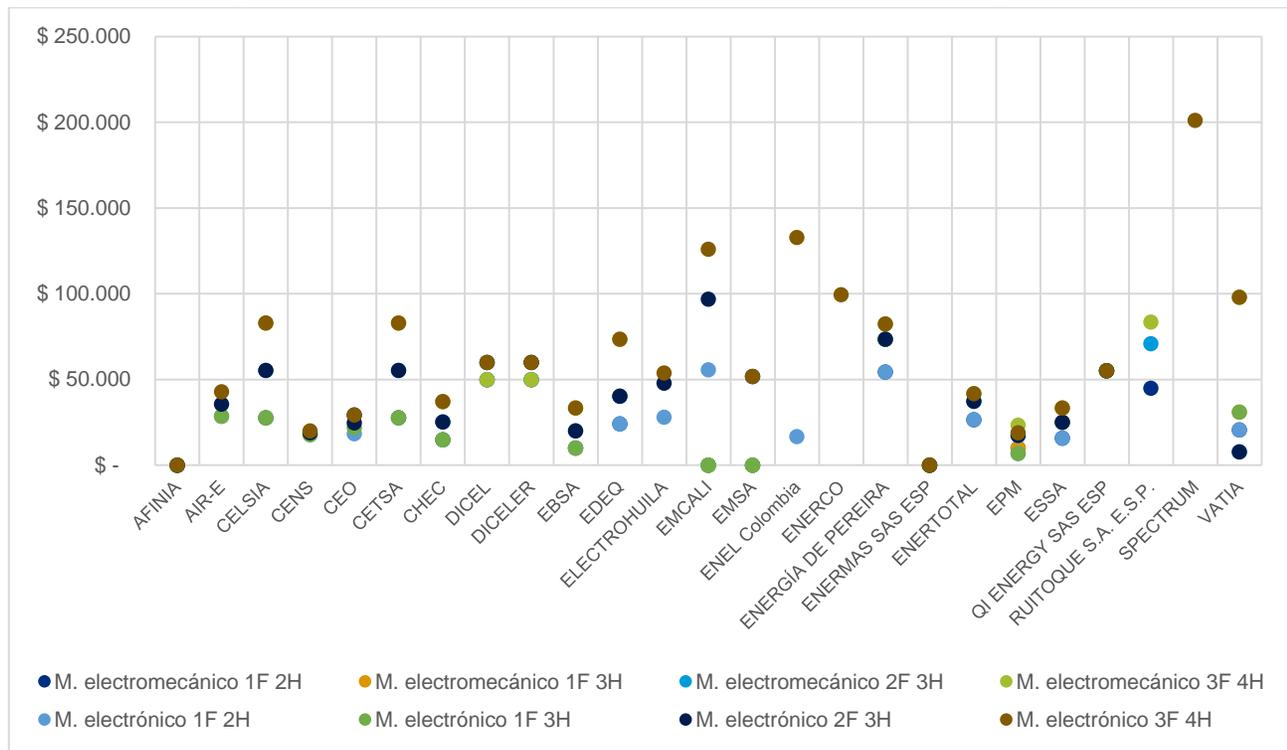
En la Tabla 56 del anexo 1 se presenta la relación de precios de los medidores por empresa y tipo de medidor para la vigencia.

Es importante resaltar que, a partir de los datos reportados por los prestadores, los precios promedio de los medidores tuvieron una disminución con relación a los precios reportados para la vigencia 2021, si bien algunas empresas tuvieron incremento en los precios de cada uno de los tipos de medidor que ofrece, empresas como, AIR-E, por ejemplo, tuvieron una disminución general en el precio de sus medidores; por lo que de forma general el precio promedio de toda la oferta disminuyó.

5.2 Calibración de equipos de medida

En la Figura 42 se observan los precios cobrados por cada empresa para la calibración de los medidores de energía eléctrica, tanto los electromecánicos como los electrónicos.

Figura 41. Precios de calibración de medidores de energía – 2022.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

La calibración de los equipos de medida no presenta mayor variación a partir de su construcción (electromecánico o electrónico), y en cambio sí muestra una diferencia a partir de su clasificación para conexión a la red lo que puede estar explicado en el nivel de complejidad de los equipos de mayor nivel de potencia (fases e hilos).

Tabla 47. Precios promedio para la actividad de calibración.

Tipo de Medidor	Valor promedio (\$)	Valor mínimo (\$)	Empresa	Valor Máximo (\$)	Empresa
Electromecánico 1F 2H	30 734,33	10 000	EPM	55 042	QI Energy
Electromecánico 1F 3H	34 585,92	10 000	EPM	73 436	Energía de Pereira
Electromecánico 2F 3H	41 624,5	7842	Vatia	73 436	Energía de Pereira
Electromecánico 3F 4H	59 085,71	23 400	EPM	98 062	Vatia
Electrónico 1F 2H	31 003,7	6800	EPM	60 000	DICELER
Electrónico 1F 3H	34 585,92	6800	EPM	73 436	Energía de Pereira
Electrónico 2F 3H	41 624,5	7842	VATIA	73 436	Energía de Pereira
Electrónico 3F 4H	68 928,86	18 900	EPM	201 100	Spectrum

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

En la Tabla 47 se reportan los valores promedio de la calibración dependiendo del tipo de medidor. Se destaca que, los medidores trifásicos tetrafilares son los que presentan el precio promedio más alto para la calibración; se evidencia que, esto no depende significativamente de si el medidor es electromecánico o electrónico. Nótese también que, en los otros casos, el precio promedio tampoco depende de la tecnología del medidor, i. e., electromecánico o electrónico; sino que depende exclusivamente del número de fases y de hilos.

Todas las empresas que prestan el servicio de calibración para medidores electromecánicos y electrónicos, a excepción de DICELER, tienen los mismos valores de calibración para los dos tipos de tecnología; cambia el valor únicamente cuando cambia la funcionalidad del medidor, es decir, es diferente para los medidores 1F-2H, 1F-3H, 2F-3H y 3F-4H. Otro aspecto que se destaca es que, Spectrum, únicamente presta el servicio de calibración para el tipo de medidor Electrónico 3F-4H y, adicionalmente, presenta el valor más alto por la actividad de calibración, seguido de Enel Colombia con un costo de \$ 132.852 y de EMCALI con un costo de \$ 125.950, para el mismo tipo de tecnología.

Por último, cabe señalar que, CELSIA, CETSА, CHEC, DICELER, EBSA, EDEQ, Energía de Pereira, Enertotal, EPM, ESSA, QI Energy, RUITOQUE y Vatia, son las únicas empresas de la lista que prestan el servicio de calibración para medidores electromecánicos, las demás solo prestan el servicio de calibración para medidores electrónicos.

En la Tabla 57 del anexo 1 se presentan los precios de las calibraciones a los medidores, discriminado por empresa y tipo de medidor.

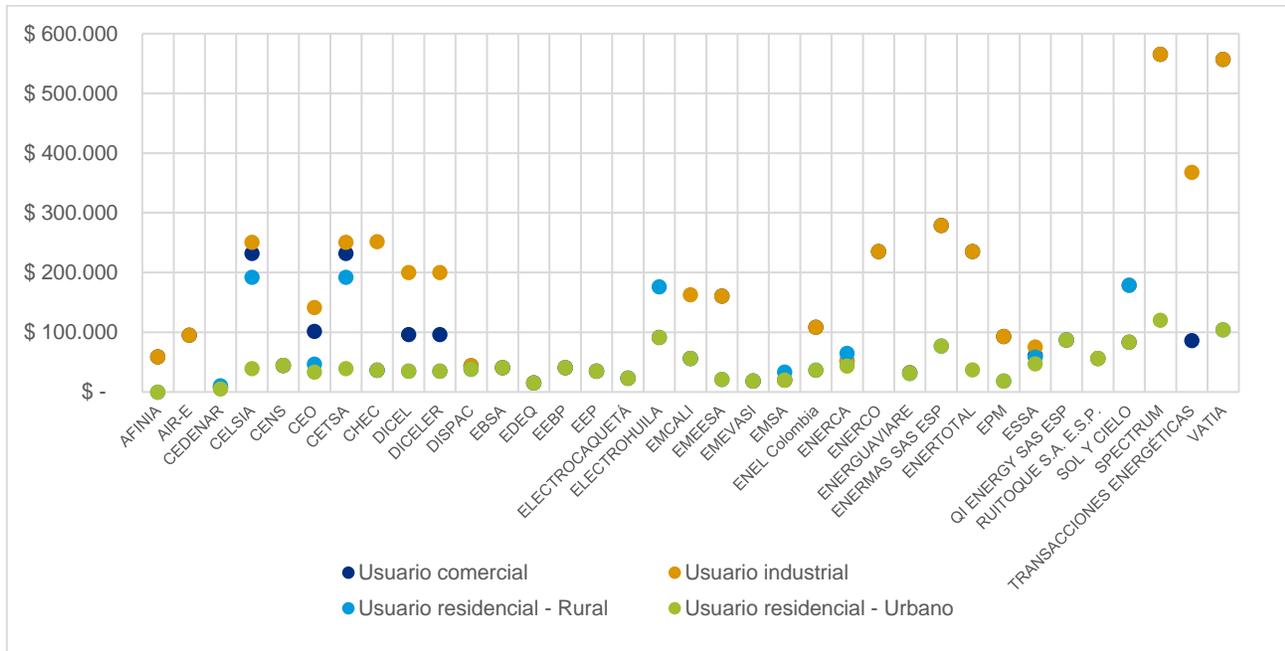
5.3 Reconexión del servicio

Como se mencionó en el numeral 2.4, para que exista la reconexión del servicio de energía eléctrica, debió haberse dado previamente la suspensión de este. Bajo ese panorama, se entiende que las actividades de suspensión y reconexión son independientes; que la reconexión, por definición, es la reinstalación del servicio cuando este haya sido previamente suspendido y que únicamente en ese escenario es procedente la aplicación del cobro por reconexión del servicio.

En la Figura 42 se observan los precios de reconexión cobrados por cada comercializador de energía eléctrica en el año 2022 por tipo de usuario.

De la Figura 42 se puede observar que, para los usuarios del sector industrial, el costo de la reconexión del servicio es mucho más alto en comparación con los otros sectores. Mucho más notable es que las empresas Vatia y Spectrum tienen precios de reconexión incluso tres veces mayor que el de la mayoría de los comercializadores que se presentan en la lista.

Figura 42. Precios de la reconexión del servicio – 2022.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 48. Precios promedio de la reconexión del servicio – 2022.

Tipo de Usuario	Valor promedio (\$)	Valor mínimo (\$)	Empresa	Valor Máximo (\$)	Empresa
Residencial Urbano	45 506	5322	CELENAR	120 000	Spectrum
Residencial Rural	62 441	10645	CELENAR	192 230	CELSIA
Industrial	146 590	7984	CELENAR	565 595	Spectrum
Comercial	116 476	7984	CELENAR	565 595	Spectrum

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

De la información reportada se destaca que, para todos los casos, la empresa que tiene los mayores costos por la actividad de reconexión del servicio es el comercializador Spectrum. Se señala también que el mencionado prestador no reporta servicio de reconexión para usuarios en el sector residencial rural. Esta misma empresa para la vigencia 2021 reportó, para el caso de los usuarios del sector residencial e industrial, valores por el concepto de reconexión de \$ 535 500, para los dos sectores. Igual que para el año 2022, se mantuvo con los precios más altos.

Se destaca también el caso de Enertotal, para la vigencia 2021 reportó que el valor de la reconexión a usuarios industrial era de \$ 409 413, y para el 2022 reportó un valor de \$ 234

969, para el mismo tipo de usuarios, lo que significa una reducción del 44% respecto del año anterior.

Otro caso para destacar es el de la empresa CELSIA, en comparación con los costos reportados para la vigencia 2021, para 2022 los costos reportados aumentaron de forma significativa, triplicándose para los sectores comercial e industrial, tal como se muestra en la Tabla 49.

Tabla 49. Costos de reconexión de CELSIA, años 2021 y 2022.

AÑO	Usuario comercial	Usuario industrial	Usuario residencial - Rural	Usuario residencial - Urbano
2022	\$ 231.960	\$ 250.630	\$ 192.230	\$ 39.240
2021	\$ 78.680	\$ 78.680	\$ 78.680	\$ 47.890

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

De forma general, las otras empresas mantuvieron precios muy similares a lo reportado en 2021, esto, independientemente de que sus costos pudieran ser más altos o bajos en comparación con los otros comercializadores.

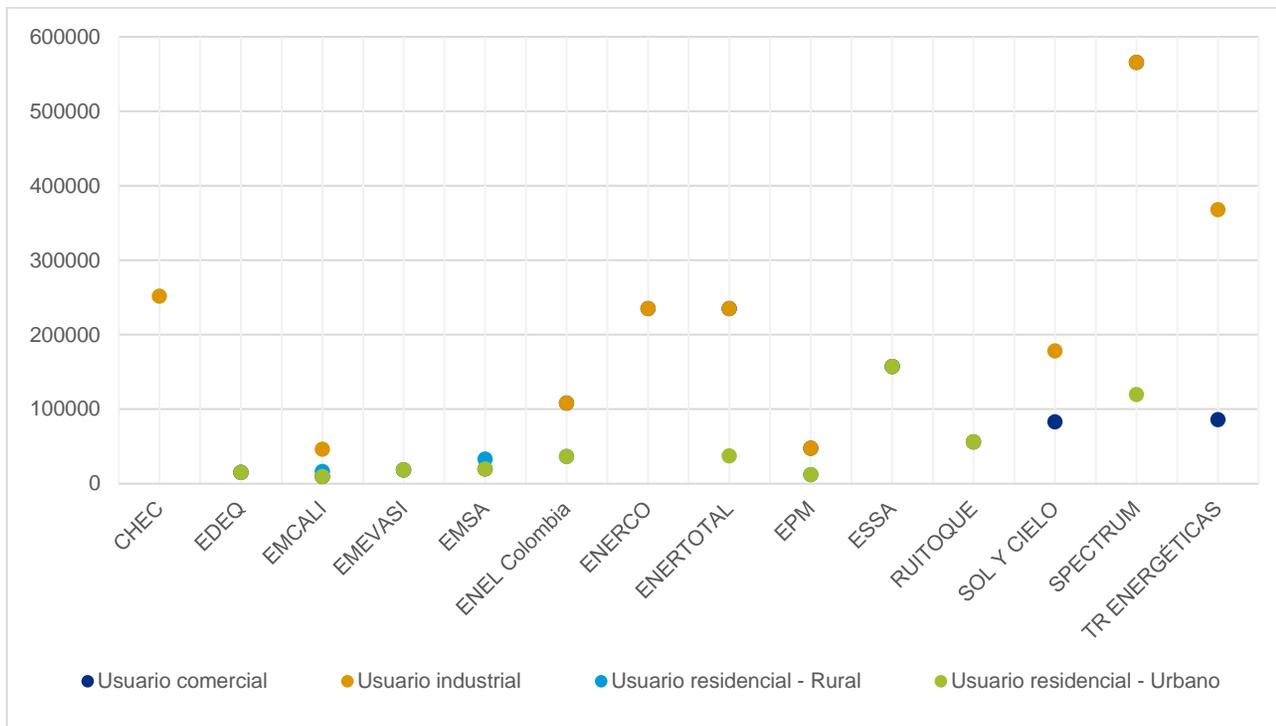
En la Tabla 58 del anexo 1 se presentan los costos por reconexión del servicio de energía eléctrica por sector para cada empresa para la vigencia 2022.

5.4 Suspensión del servicio

En el sentido en que la suspensión del servicio es una actividad conexas, pero independiente a la reconexión, algunos prestadores también aplican cargos al usuario por la actividad de suspensión del servicio. En la Figura 43 se observan los precios de suspensión del servicio de energía eléctrica cobrados por cada comercializador en el año 2022 por tipo de usuario.

De las 21 empresas que reportaron información en el formato T14 de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021, las empresas CHEC, EDEQ, EMCALI, EMEVASI, EMSA, Enel Colombia, ENERCO, Enertotal, EPM, ESSA, RUITOQUE, Sol & Cielo, Spectrum y Transacciones energéticas, son las únicas empresas que reportan algún cargo por concepto de suspensión del servicio, tal como se muestra en la Figura 43.

Figura 43. Precios por suspensión del servicio – 2022.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

En la Tabla 50 se muestran los precios promedio de los cobros por suspensión del servicio.

Tabla 50. Precios promedio de la suspensión del servicio – 2022.

Tipo de Usuario	Valor promedio (\$)	Valor mínimo (\$)	Empresa	Valor Máximo (\$)	Empresa
Residencial Urbano	\$ 48.258	\$ 9.423	EMCALI	\$ 157.333	ESSA
Residencial Rural	\$ 41.375	\$ 12.200	EPM	\$ 157.333	ESSA
Industrial	\$ 164.496	\$ 15.142	EDEQ	\$ 565.595	Spectrum
Comercial	\$ 125.924	\$ 9.423	EMCALI	\$ 565.595	Spectrum

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

De forma general, se destacan los altos precios que, en comparación, maneja la empresa Spectrum respecto de los demás prestadores; para los usuarios industriales y comerciales maneja un mismo valor por reconexión de \$ 565 595. Para la vigencia 2021, Spectrum, igual que para el cobro por reconexión del servicio, manejaba un costo de \$ 535 500, para los sectores industrial y comercial, siendo el prestador con los precios más altos por el servicio de suspensión. En la misma línea, la empresa Enertotal manejaba un costo de \$ 409 413 por

concepto de suspensión para la vigencia 2021, para el 2022 reportó un valor de \$ 234 969, para el mismo tipo de usuarios, como se mencionó, esto significa una reducción del 44% respecto del año anterior.

Del prestador ESSA no se tiene reporte para el año 2021 para determinar si mantuvo valores similares con respecto del año 2022, esto en el sentido de que, para el sector residencial, manejó un costo de \$ 157 333, valor que presenta una gran diferencia respecto de los otros prestadores ya que, por ejemplo, para el sector residencial rural, el siguiente valor más alto es de \$ 36 740 correspondiente a Enel Colombia. Esto es una diferencia de, aproximadamente, 4,3 veces el valor reportado por el prestador Enel Colombia.

En la Tabla 59 del anexo 1 se reportan los precios de la suspensión del servicio por empresa para cada tipo de usuario.

5.5 Revisión e inspección de equipos de medida

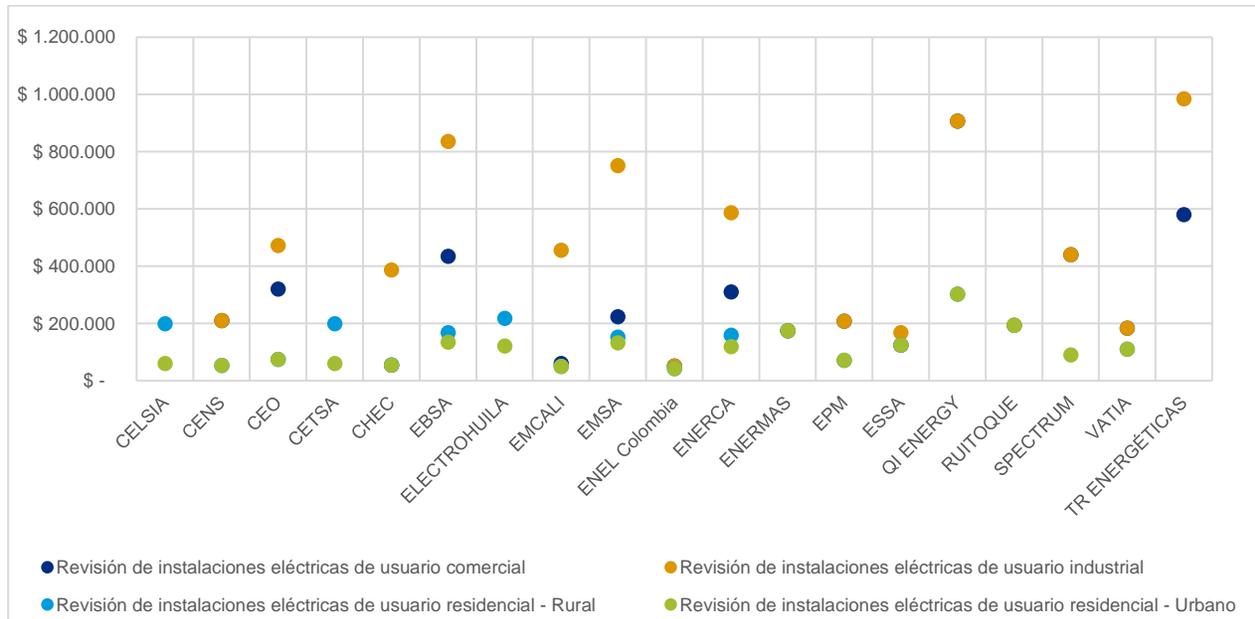
La información que remiten los prestadores al respecto está dividida en dos actividades diferentes: la revisión correspondiente a la instalación eléctrica y la revisión del equipo de medida. Para cada una de dichas actividades se presenta la información y análisis correspondiente.

5.5.1 Revisión de la instalación eléctrica

Como primera medida, se presenta en la Figura 44 la relación de los costos de los diferentes prestadores por el servicio de revisión de la instalación eléctrica.

Se observa en la Figura 44 que, como era de esperarse, para los usuarios industriales la revisión de la instalación eléctrica es la que presenta el mayor valor. Sin embargo, se presentan enormes diferencias entre los valores que reportan las empresas para los diferentes tipos de usuarios.

Figura 44. Precios por revisión de la instalación eléctrica – 2022.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

La información del promedio del costo de la revisión y de los valores mínimos y máximos se presenta en la Tabla 51.

Tabla 51. Precios promedio de la revisión de la instalación – 2022.

Tipo de Usuario	Valor promedio (\$)	Valor mínimo (\$)	Empresa	Valor Máximo (\$)	Empresa
Residencial Urbano	\$ 109.377	\$ 42.262	Enel Colombia	\$ 302.444	QI Energy
Residencial Rural	\$ 134.608	\$ 42.262	Enel Colombia	\$ 302.444	QI Energy
Industrial	\$ 438.214	\$ 50.987	Enel Colombia	\$ 985.000	Transacciones energéticas
Comercial	\$ 279.718	\$ 50.987	Enel Colombia	\$ 907.333	QI Energy

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Como se puede observar en la Tabla 51, las diferencias entre los valores mínimo y máximo difieren enormemente, por ejemplo, para el caso de los usuarios del sector industrial, el precio de la revisión reportado por la empresa Transacciones Energéticas, es aproximadamente 19 veces el valor que reporta Enel Colombia, y de manera muy similar ocurre con el sector comercial.

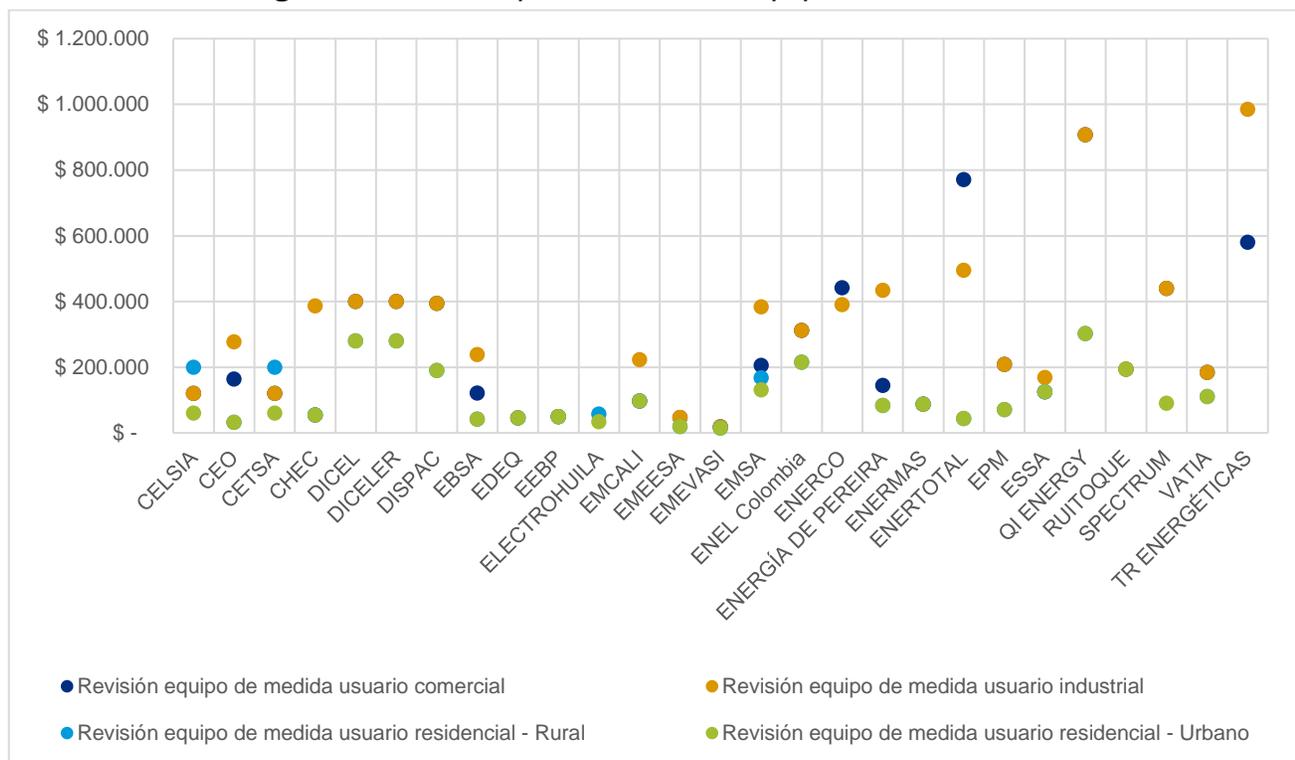
En la Tabla 60 del anexo 1 se presenta la información de los costos asociados a la revisión de la instalación eléctrica por empresa según el tipo de usuario.

5.5.2 Revisión del equipo de medida

En la Figura 45 se presentan los costos asociados a la revisión de los equipos de medida. Nótese la diferencia, en la mayoría de los casos, con los costos de la revisión de la instalación eléctrica que se muestran en la Figura 44.

Nuevamente, se observa que los precios más elevados por la actividad de revisión del equipo de medida corresponden a los usuarios del sector comercial e industrial.

Figura 45. Precios por revisión del equipo de medida – 2022.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Los precios promedio, máximo y mínimo, y las empresas que los ofrecen, se reportan en la Tabla 52.

Tabla 52. Precios promedio de la revisión del equipo de medida – 2022.

Tipo de Usuario	Valor promedio (\$)	Valor mínimo (\$)	Empresa	Valor Máximo (\$)	Empresa
Residencial Urbano	\$ 108.480	\$ 14.820	EMEVASI	\$ 302.444	QI Energy
Residencial Rural	\$ 120.349	\$ 14.820	EMEVASI	\$ 302.444	QI Energy
Industrial	\$ 304.114	\$ 18.150	EMEVASI	\$ 985.000	Transacciones Energéticas
Comercial	\$ 255.010	\$ 18.150	EMEVASI	\$ 907.333	QI Energy

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

En comparación de la Tabla 51 con la Tabla 52, se observa que, para ambas actividades, revisión de la instalación y revisión del medidor, la empresa QI Energy, junto con Transacciones Energéticas, reportan los costos más elevados y que para ambas actividades reportan el mismo valor para los usuarios. Se evidencia además que, en comparación con los otros prestadores, los precios reportados por QI Energy y Transacciones Energéticas, los precios de la actividad de revisión del medidor, superan ampliamente a los reportados por los otros prestadores que ofrecen a un costo alto el servicio en comparación con los demás. Así, por ejemplo, para el sector industrial, el costo de la revisión del medidor por parte Transacciones Energéticas es de \$ 985 000; el de QI Energy es de \$ 907 333 y el precio más alto que sigue en la lista lo tiene Enertotal con \$ 494 541. Para los dos primeros casos el costo reportado es cerca de tres veces el valor promedio y la diferencia con Enertotal es superior a los \$ 400 000; mucho más notorio si se compara con el precio más bajo ofrecido por EMEVASI, quien, en contraste, reporta los precios más bajos para el mismo tipo de actividad.

En la Tabla 61 del anexo 1 se reportan los precios de la revisión del equipo de medida por empresa y tipo de usuario para el año 2022.

6 INFRAESTRUCTURA PARA LA REVISIÓN DE MEDIDORES

Manteniendo la misma línea del informe diagnóstico de medición de la vigencia 2021, y por ser de interés del público general, se presenta en este documento un reporte de la infraestructura con la que cuenta el país respecto de la calibración y revisión de los medidores.

6.1 Laboratorios de calibración

Los laboratorios de calibración acreditados tienen como objetivo principal prestar servicios de calibración de instrumentos empleados en la medición de energía eléctrica, para garantizar la correcta precisión y exactitud en la medida registrada.

Solo los laboratorios acreditados por la Organismo Nacional de Acreditación de Colombia (ONAC) pueden asegurar la trazabilidad y fiabilidad de los resultados de las calibraciones. A su vez, cuentan con la competencia para demostrar que se cumplen los requisitos especificados relativos a un producto, en este caso, los instrumentos de medición que son objeto de calibración.

Para las calibraciones realizadas a los equipos de medida se tiene como referencia el documento normativo NTC 2423:2017 (Equipo de prueba para medidores de energía eléctrica Numerales), NTC 4856:2018 (Verificación inicial y posterior de medidores de energía) y NTC 2207:2012 (Transformadores de instrumentos. Requisitos adicionales para transformadores de tensión inductivos) y NTC 6328:2019 (Verificación inicial y posterior de transformadores para instrumentos de medida), donde se detallan las siguientes características a tener en cuenta en las pruebas de calibración a los medidores de energía:

- Intervalo de medición
 - Rango de tensión [V]
 - Rango de corriente [A]
- Incertidumbre expandida de medida
- Instrumento a calibrar
 - Tipo de medidor (electromecánico, electrónico)
 - Tipo de energía (medidores de energía activa, reactiva)
 - Tipo de conexión (monofásicos, bifásicos, trifásicos)
- Clase de exactitud (0,2 S; 0,5; 0,5 S, 1, 2, 3)
- Instrumentos, equipos patrones utilizados
 - Tipo de medidor y conexión

- Número de serie

En la Tabla 53 se presenta listado vigente de laboratorios acreditados por la ONAC para la calibración de medidores de energía eléctrica.

Tabla 53. Laboratorios de Calibración con acreditación del ONAC.

LABORATORIOS DE CALIBRACIÓN	CIUDAD
AIR-E SAS ESP	Barranquilla
CAM COLOMBIA MULTISERVICIOS SAS - CAM MULTISERVICIOS	Bogotá, D. C.
CELSIA COLOMBIA SA ESP	Yumbo
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS SA ESP	Manizales
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP	Cúcuta
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE SAS ESP	Popayán
DIGITRON LTDA.	Bogotá, D. C.
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER SA ESP	Bucaramanga
ELGAMA SISTEMOS DE COLOMBIA SAS (ELGSIS)	Bogotá, D. C.
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ SA ESP	Tunja
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI EICE ESP	Cali
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN ESP	Medellín
INDUSTRIA ELÉCTRICA DEL CAUCA SAS (INELCA)	Yumbo
INPEL SA	Cali
METREX SA	Popayán
METROBIT LTDA.	Bogotá, D. C.
PINE COM ASIA PCA COLOMBIA SAS	Bogotá, D. C.
SERVIMETERS SAS	Bogotá, D. C.
VERITEST SAS	Bogotá, D. C.

Fuente: ONAC²⁵. Elaboración DTGE.

²⁵ Información disponible en: [Directorio de acreditados](#)

6.2 Laboratorios de ensayo

Los laboratorios de ensayo evalúan la competencia de cualquier empresa que quiera realizar actividades de ensayo sobre cualquier tipo de muestra de medidores de energía eléctrica, con el fin de generar confianza en los equipos que se comercializan.

Para lograr este objetivo, ONAC usa como criterio de evaluación lo establecido en la norma internacional ISO/IEC 17025, cuyo objetivo es garantizar que las entidades cuenten con una infraestructura, estructura organizacional y personal competente, entre otros requisitos, para realizar los ensayos con calidad, entregando resultados precisos y confiables.

Para las pruebas realizadas a los equipos de medida se tiene como referencia el documento normativo NTC 4856:2018, donde se detallan los siguientes ensayos y respectivas técnicas:

- Funcionamiento sin carga
 - Método de conteo de revoluciones
 - Método de conteo de pulsos
 - Método de indicador de ausencia de carga
- Arranque
 - Método de revoluciones o pulsos
 - Método de Indicador de ausencia de carga
- Verificación de la constante
 - Método de dosificación de energía
- Propiedades dieléctricas
 - Método Directo

En la se muestra un listado de los laboratorios de ensayo para medidores de energía eléctrica acreditados por la ONAC.

Tabla 54. *Laboratorios de ensayo acreditados por el ONAC,*

LABORATORIOS DE ENSAYO	CIUDAD
CELSIA COLOMBIA SA ESP	Yumbo

LABORATORIOS DE ENSAYO	CIUDAD
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS SA ESP	Manizales
DIGITRON LTDA.	Bogotá, D. C.
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER SA ESP	Bucaramanga
ELGAMA SISTEMOS DE COLOMBIA SAS (ELGSIS)	Bogotá, D. C.
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ SA ESP	Tunja
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI EICE ESP	Cali
INPEL SA	Cali
METREX SA	Popayán
METROBIT LTDA.	Bogotá, D. C.
PINE COM ASIA PCA COLOMBIA SAS	Bogotá, D. C.
SERVIMETERS SAS	Bogotá, D. C.
VERITEST SAS	Bogotá, D. C.

Fuente: ONAC²⁶. Elaboración DTGE.

²⁶ Información disponible en: [Directorio de acreditados](#)

7 Conclusiones

Hubo avances, aunque pequeños, en la reducción del número de usuarios sin medidor en comparación con el año anterior, del total de usuarios en 2021 se reportó un 2,6% de usuarios sin medidor, bajando la cifra al 2% de los usuarios atendidos en 2022. Esto representó una reducción de alrededor de 92 000 usuarios en comparación.

Para el año 2022 se presentaron situaciones de estimación de consumo que son altamente significativas por parte de los prestadores AIR-E y Afinia ya que cada una de las dos aporta más de 16 millones de estimaciones. Significa esto que, del total de las estimaciones reportadas para 2022, AIR-E y Afinia suman el 49,5%.

Lo reportado por la empresa ESSA, que suma más de 6 millones de estimaciones en 2022, aportando un 9,8% de la cifra total de estimaciones, debe aclararse por parte de la empresa ya que la gran mayoría de las estimaciones aparecen reportadas para el periodo 12 de 2022.

Adicionalmente, y como se mencionó en el presente documento, fue Dispac la empresa que mayor grado de estimación tuvo con relación al número de usuarios que atiende; si bien AIR-E y Afinia reportan los mayores números de usuarios estimados, ocupan el segundo y tercer lugar en la lista de las estimaciones con relación a sus usuarios.

En el anexo 2 se presentan de forma mensual los reportes de las estimaciones por periodo en cada uno de los municipios en los que presta el servicio la empresa, si bien se tiene una información extensa, permite evidenciar algunas situaciones muy particulares que pueden dar cuenta de falta medición por situaciones de orden público, otras situaciones en las cuales simplemente se tiene la actividad de estimación como hábito por parte del prestador, etc. Nuevamente, se menciona que, las aclaraciones respecto de lo expuesto corresponden a los prestadores.

Si bien la práctica de la estimación del consumo tuvo una mejora significativa para la vigencia 2021 en comparación con el año anterior, pasando de un 4,8% en 2020 a un 2,7% en 2021, para el 2022 se tuvo un estimado del 3,35%, cifra que representa un retroceso importante.

Se presenta una enorme atipicidad en el reporte de los consumos de los usuarios del SIN en cada estrato residencial y sector socioeconómico, situación que puede deberse a malos reportes por parte de los prestadores o a una mala clasificación de los usuarios que atienden, situación que se espera sea corregida en atención a lo expuesto en el presente documento.

En atención a los hábitos de consumo de los usuarios residenciales de los estratos 1, 2 y 3, llama la atención que, si bien los consumos promedios a nivel nacional tienden a ser similares entre los tres estratos, la dispersión es mayor para los usuarios del estrato 1; situación que, se presume, puede ser debida a que el costo de la tarifa para estos usuarios, al tener un mayor porcentaje de subsidio sobre el consumo de subsistencia²⁷, es más baja en comparación con los otros permitiendo a algunos usuarios menor restricción en cuanto a su propio consumo. Situación que se muestra similar en comparación a los consumos de los usuarios del estrato 2 cuya dispersión es mayor a la del estrato 3.

Se evidencia, como era de esperarse, que los consumos de los usuarios de la costa atlántica colombiana, atendidos por las empresas AIR-E y Afinia, son mucho mayores al promedio nacional; la Empresa AIR-E, en general, tiene un promedio de dos veces el consumo promedio nacional. Caso similar ocurre con la empresa Afinia para los usuarios de los estratos 2 y 3. Sin embargo, la empresa Afinia reporta un promedio de 1,5 veces el promedio nacional para los usuarios del estrato 1, cifra significativamente distante al de la empresa AIR-E, que es de 2 veces el promedio nacional, a pesar de estar en una región con condiciones climáticas similares. Situación que no fue posible identificar dentro del proceso de elaboración del presente informe.

En atención a lo ocurrido en años anteriores, las PQR por concepto de medición allegadas a las empresas se incrementaron 28,6% en el año 2021 respecto al año 2020, alcanzando un total 1 118 984. Sin embargo, la situación tuvo un incremento mucho más grande para el año 2022, alcanzando un total de 2 045 852 PQR, lo que representa un incremento del 182,83%

²⁷ Definido en la Resolución UPME 0355 del 2004.

en comparación con lo reportado en 2021. Cabe mencionar que, si bien en el mes de octubre de 2022 se tuvo un reporte significativamente mayor en comparación con el resto del año, para esos otros meses los niveles de PQR se mantuvieron muy cercanos entre ellos, por lo que esa cifra total no corresponde a algún periodo atípico, sino a una práctica de los usuarios que llevó a esos resultados. Específicamente, la concentración de las reclamaciones se encuentra en las empresas AIR-E y Afinia con el 78,25% del total de las PQR.

La regulación actual contempla un nivel de usuarios con medición inteligente para el año 2030 del 75%; más que eso; usuarios que se encuentren dentro de la infraestructura de medición avanzada AMI, que, como bien se sabe, no comprende únicamente la medición mediante un medidor inteligente. Sin embargo, el avance de la AMI es preocupante a razón del poco avance, situación debida, en parte, a la falta de expedición de los procedimientos y formatos por parte del regulador para la presentación de los planes de despliegue, así como de la resolución modificatoria a la Resolución CREG 101 001 de 2022.

Finalmente, cabe hacer mención de la pobre calidad de la información que se remite en el SUI por parte de algunos prestadores. Se evidencian situaciones de reporte de información con irregularidades muy notorias en contra de su obligación del reporte oportuno, veraz y completo de la información establecida en las resoluciones correspondientes de cargue al SUI.

8 Recomendaciones

Como primera medida, se recomienda a los prestadores del servicio de energía eléctrica, tener presente la información requerida en la masiva para la realización del presente informe diagnóstico. Es importante que las empresas lleven un registro actualizado de los datos que se les solicita para la elaboración del informe en las vigencias posteriores. Dicho esto, se espera que, para la siguiente entrega de este informe, las empresas hayan puesto atención a los hallazgos referentes a la entrega de información y esta se haga de manera apropiada reflejando la realidad de lo solicitado.

En complemento a lo anterior, se recomienda a los agentes comercializadores de energía realizar la verificación en detalle de los datos cargados y, en caso de que aplique, proceder a solicitar las reversiones a que haya lugar, con el objetivo de unificar la información suministrada en cumplimiento con lo dispuesto en la normatividad, so pena del inicio de las actuaciones administrativas que correspondan. Lo anterior, para los valores cobrados a los usuarios finales en los servicios adicionales prestados tales como: venta de equipos de medida y materiales, calibración de dispositivos de medición, revisión de medidores e inspección de instalaciones, suspensión y reconexión del servicio; toda vez que, muchos de los precios se encuentran por muy encima del promedio reportado por las ESP durante el año 2021 al SUI.

Debe tenerse presente que, la información del estrato y/o sector de un usuario se encuentra contenida en el Formato TC1 cuya responsabilidad de reporte recae sobre el Operador de Red y la información de consumos y tipo de tarifa (regulada o no regulada) de los usuarios se encuentra contenida en el Formato TC2 cuya responsabilidad recae sobre el comercializador. Así las cosas, se encuentran situaciones donde usuarios con altos consumos o no regulados están clasificados en estratos residenciales evidenciando una desconexión total en el relacionamiento entre Operador de Red y Comercializador. Dicho lo anterior, se hace una invitación a todos los responsables del reporte de estos dos formatos para que validen, como mejor lo consideren, que sus usuarios se encuentran debidamente reportados en el SUI con el

fin de mejorar la calidad de la información de facturación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el país.

En los reportes de los precios de los equipos de medida se pone de presente el precio que ofrece cada prestador por cada tipo de medidor de conformidad con las clasificaciones de estos. Sin embargo, se hace la recomendación a los usuarios de que poner atención, además de los precios que ofrecen los prestadores, de las marcas y de las características técnicas de los equipos a razón de que puedan ejercer su derecho a la libre elección del prestador de bienes y servicios.

Anexo 1. Tablas complementarias

A continuación, se presentan en detalle las tablas con la información más relevante que complementan los análisis presentados en el documento.

Tabla 55. Siglas de las empresas.

Empresa	ABREVIATURA
Air-E SAS ESP	AIR-E
Caribemar de la Costa SAS ESP	AFINIA
Celsia Colombia SA ESP	CELSIA COLOMBIA
Central Hidroeléctrica de Caldas SA ESP BIC	CHEC
Centrales Eléctricas de Nariño SA ESP	CEDENAR
Centrales Eléctricas del Norte de Santander SA ESP	CENS
Compañía de Electricidad de Tuluá SA ESP	CETSA
Compañía Energética de Occidente SAS ESP	CEO
Electrificadora de Santander SA ESP	ESSA
Electrificadora del Caquetá SA ESP	ELECTROCAQUETÁ
Electrificadora del Huila SA ESP	ELECTROHUILA
Electrificadora del Meta SA ESP	EMSA
Empresa de Energía de Arauca	ENELAR
Empresa de Energía de Boyacá SA ESP	EBSA
Empresa de Energía de Casanare SA ESP	ENERCA
Empresa de Energía de Pereira SA ESP	ENERGÍA DE PEREIRA
Empresa de Energía del Quindío SA ESP	EDEQ
Empresa de Energía del Bajo Putumayo SA ESP	EEBP
Empresa de Energía del Putumayo SA ESP	EEP
Empresa de Energía del Valle De Sibundoy SA ESP	EMEVASI
Empresa de Energía Eléctrica Del Departamento Del Guaviare SA ESP	ENERGUAVIARE
Empresa Distribuidora del Pacífico SA ESP	DISPAC
Empresa Municipal De Energía Eléctrica SA ESP	EMEESA
Empresas Municipales De Cali EICE ESP	EMCALI
Empresas Públicas De Medellín ESP	EPM
Enel Colombia SA ESP	ENEL Colombia
Enerco SA ESP	ENERCO
Enertotal SA ESP	ENERTOTAL
Profesionales en Energía SA ESP	PEESA
QI Energy SAS ESP	QI ENERGY
Ruitoque SA ESP	RUITOQUE
Spectrum Renovaveis SAS ESP	RENOVATIO
Transacciones Energéticas SAS ESP	Transacciones Energéticas
Vatia SA ESP	VATIA

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 56. Precios de medidores de energía eléctrica por prestador – 2022.

EMPRESA	MEDIDOR ELECTROMECAÁNICO				MEDIDOR ELECTRÓNICO			
	1F 2H	1F 3H	2F 3H	3F 4H	1F 2H	1F 3H	2F 3H	3F 4H
AFINIA	\$ 127.436	\$ 120.570	\$ 212.153	\$ 201.085	\$ 127.436	\$ 120.570	\$ 212.153	\$ 201.085
AIR-E	\$ 119.952	\$ 149.940	\$ 299.880	\$ 389.844	\$ 119.952	\$ 149.940	\$ 299.880	\$ 389.844
CEDENAR	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 234.942	\$ 0	\$ 514.080	\$ 633.080
CELSIA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 307.850	\$ 0	\$ 0	\$ 671.660
CENS	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 150.991	\$ 163.264
CEO	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 61.300	\$ 0	\$ 199.000	\$ 236.000
CETSA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 307.850	\$ 0	\$ 0	\$ 671.660
CHEC	\$ 0	\$ 48.000	\$ 159.400	\$ 172.100	\$ 41.900	\$ 58.300	\$ 159.400	\$ 172.100
DICEL	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 186.139	\$ 0	\$ 186.139	\$ 186.139
DICELER	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 186.139	\$ 0	\$ 186.139	\$ 186.139
DISPAC	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 100.577	\$ 0	\$ 238.608	\$ 225.238
EBSA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 71.000	\$ 0	\$ 0	\$ 222.108
EDEQ	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 49.086	\$ 0	\$ 214.462	\$ 234.755
EEP	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 278.000
ELECTROCAQUETÁ	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 57.000	\$ 103.000	\$ 155.000	\$ 232.000
ELECTROHUILA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 101.530	\$ 0	\$ 229.670	\$ 257.861
EMCALI	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 121.416	\$ 0	\$ 322.609	\$ 506.709
EMSA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 68.626	\$ 0	\$ 158.367	\$ 193.559
ENEL Colombia	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 63.602	\$ 0	\$ 150.292	\$ 1.017.313
ENERCA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 141.393	\$ 0	\$ 327.619	\$ 323.185
ENERCO	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 972.971
ENERGÍA DE PEREIRA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 90.202	\$ 210.115	\$ 300.299	\$ 395.529
ENERMAS	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 1.645.756
ENERTOTAL	\$ 54.898	\$ 0	\$ 255.605	\$ 285.878	\$ 86.852	\$ 0	\$ 294.372	\$ 972.475
EPM	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 56.467	\$ 75.341	\$ 589.586	\$ 468.594
ESSA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
QI ENERGY	\$ 78.394	\$ 78.394	\$ 226.613	\$ 226.613	\$ 78.394	\$ 78.394	\$ 226.613	\$ 226.613
RUITOQUE	\$ 61.260	\$ 0	\$ 168.992	\$ 190.116	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
SOL Y CIELO	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 812.335
SPECTRUM	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 589.050
TRANSACCIONES ENERGÉTICAS	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 740.000
VATIA	\$ 0	\$ 119.403	\$ 119.403	\$ 126.945	\$ 138.257	\$ 138.257	\$ 153.339	\$ 153.339

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 57. Precios de calibración de medidores de energía eléctrica – 2022.

EMPRESA	MEDIDOR ELECTROMECAÍNICO				MEDIDOR ELECTROMECAÍNICO			
	1F 2H	1F 3H	2F 3H	3F 4H	1F 2H	1F 3H	2F 3H	2F 3H
AFINIA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
AIR-E	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 28.560	\$ 28.560	\$ 35.700	\$ 42.840
CELSIA	\$ 27.640	\$ 27.640	\$ 55.280	\$ 82.910	\$ 27.640	\$ 27.640	\$ 55.280	\$ 82.910
CENS	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 17.823	\$ 17.823	\$ 18.928	\$ 20.074
CEO	\$ 29.257	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 18.272	\$ 21.969	\$ 24.715	\$ 29.257
CETSA	\$ 27.640	\$ 27.640	\$ 55.280	\$ 82.910	\$ 27.640	\$ 27.640	\$ 55.280	\$ 82.910
CHEC	\$ 14.900	\$ 14.900	\$ 25.200	\$ 37.100	\$ 14.900	\$ 14.900	\$ 25.200	\$ 37.100
DICEL	\$ 50.000	\$ 50.000	\$ 50.000	\$ 50.000	\$ 60.000	\$ 60.000	\$ 60.000	\$ 60.000
DICELER	\$ 50.000	\$ 50.000	\$ 50.000	\$ 50.000	\$ 60.000	\$ 60.000	\$ 60.000	\$ 60.000
EBSA	\$ 10.025	\$ 10.025	\$ 20.052	\$ 33.419	\$ 10.025	\$ 10.025	\$ 20.052	\$ 33.419
EDEQ	\$ 24.081	\$ 40.330	\$ 40.330	\$ 73.404	\$ 24.081	\$ 0	\$ 40.330	\$ 73.404
ELECTROHUILA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 27.958	\$ 0	\$ 47.902	\$ 53.828
EMCALI	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 55.581	\$ 0	\$ 96.822	\$ 125.950
EMSA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 51.713	\$ 0	\$ 51.713	\$ 51.713
ENEL Colombia	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 16.597	\$ 0	\$ 0	\$ 132.852
ENERCO	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 99.545
ENERGÍA DE PEREIRA	\$ 54.333	\$ 73.436	\$ 73.436	\$ 82.366	\$ 54.333	\$ 73.436	\$ 73.436	\$ 82.366
ENERMAS	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
ENERTOTAL	\$ 26.601	\$ 0	\$ 37.263	\$ 41.826	\$ 26.597	\$ 0	\$ 37.263	\$ 41.826
EPM	\$ 10.000	\$ 10.000	\$ 17.200	\$ 23.400	\$ 6.800	\$ 6.800	\$ 17.500	\$ 18.900
ESSA	\$ 15.836	\$ 25.005	\$ 25.005	\$ 33.337	\$ 15.836	\$ 25.005	\$ 25.005	\$ 33.337
QI ENERGY	\$ 55.042	\$ 55.042	\$ 55.042	\$ 55.042	\$ 55.042	\$ 55.042	\$ 55.042	\$ 55.042
RUITOQUE	\$ 44.984	\$ 0	\$ 70.813	\$ 83.424	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
SPECTRUM	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 201.100
VATIA	\$ 20.676	\$ 31.013	\$ 7.842	\$ 98.062	\$ 20.676	\$ 31.013	\$ 7.842	\$ 98.062

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 58. Precios de reconexión del servicio de energía eléctrica – 2022.

EMPRESA	Usuario comercial	Usuario industrial	Usuario residencial - Rural	Usuario residencial - Urbano
AFINIA	\$ 59.020	\$ 59.020	\$ 0	\$ 0
AIR-E	\$ 95.101	\$ 95.101	\$ 0	\$ 0
CEDENAR	\$ 7.984	\$ 7.984	\$ 10.645	\$ 5.322
CELSIA	\$ 231.960	\$ 250.630	\$ 192.230	\$ 39.240
CENS	\$ 44.551	\$ 44.551	\$ 44.551	\$ 44.551
CEO	\$ 101.355	\$ 141.562	\$ 46.575	\$ 33.182
CETSA	\$ 231.960	\$ 250.630	\$ 192.230	\$ 39.240
CHEC	\$ 36.700	\$ 251.900	\$ 36.700	\$ 36.700
DICEL	\$ 96.000	\$ 200.000	\$ 35.000	\$ 35.000
DICELER	\$ 96.000	\$ 200.000	\$ 35.000	\$ 35.000
DISPAC	\$ 43.760	\$ 43.760	\$ 38.220	\$ 38.220
EBSA	\$ 40.955	\$ 40.955	\$ 40.955	\$ 40.955

EMPRESA	Usuario comercial	Usuario industrial	Usuario residencial - Rural	Usuario residencial - Urbano
EDEQ	\$ 15.142	\$ 15.142	\$ 15.142	\$ 15.142
EEBP	\$ 41.000	\$ 41.000	\$ 41.000	\$ 41.000
EEP	\$ 34.800	\$ 34.800	\$ 34.800	\$ 34.800
ELECTROCAQUETÁ	\$ 23.278	\$ 23.278	\$ 23.278	\$ 23.278
ELECTROHUILA	\$ 91.346	\$ 0	\$ 176.183	\$ 91.346
EMCALI	\$ 56.324	\$ 162.945	\$ 56.324	\$ 56.324
EMEESA	\$ 160.629	\$ 160.629	\$ 21.137	\$ 21.137
EMEVASI	\$ 18.630	\$ 18.630	\$ 18.630	\$ 18.630
EMSA	\$ 19.855	\$ 19.855	\$ 33.091	\$ 19.855
ENEL Colombia	\$ 108.293	\$ 108.293	\$ 36.740	\$ 36.740
ENERCA	\$ 51.889	\$ 51.889	\$ 64.780	\$ 43.431
ENERCO	\$ 234.961	\$ 234.961	\$ 0	\$ 0
ENERGUAVIARE	\$ 32.100	\$ 32.100	\$ 31.100	\$ 31.100
ENERMAS	\$ 278.769	\$ 278.769	\$ 76.945	\$ 76.945
ENERTOTAL	\$ 234.969	\$ 234.969	\$ 0	\$ 37.246
EPM	\$ 93.200	\$ 93.200	\$ 18.500	\$ 18.500
ESSA	\$ 61.195	\$ 75.383	\$ 58.615	\$ 47.007
QI ENERGY	\$ 87.056	\$ 87.056	\$ 87.056	\$ 87.056
RUITOQUE	\$ 56.015	\$ 56.015	\$ 0	\$ 56.015
SOL Y CIELO	\$ 83.301	\$ 178.501	\$ 178.501	\$ 83.301
SPECTRUM	\$ 565.595	\$ 565.595	\$ 0	\$ 120.000
TRANSACCIONES ENERGÉTICAS	\$ 86.000	\$ 368.000	\$ 0	\$ 0
VATIA	\$ 556.952	\$ 556.952	\$ 104.428	\$ 104.428

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 59. Precios de suspensión del servicio de energía eléctrica – 2022.

Empresa	Usuario comercial	Usuario industrial	Usuario residencial - Rural	Usuario residencial - Urbano
AFINIA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
CELSIA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
CETSA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
CHEC	\$ 0	\$ 251.900	\$ 0	\$ 0
DICEL	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
DICELER	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
EDEQ	\$ 15.142	\$ 15.142	\$ 15.142	\$ 15.142
EMCALI	\$ 9.423	\$ 46.254	\$ 16.491	\$ 9.423
EMEVASI	\$ 18.630	\$ 18.630	\$ 18.630	\$ 18.630
EMSA	\$ 19.855	\$ 19.855	\$ 33.091	\$ 19.855
ENEL Colombia	\$ 108.293	\$ 108.293	\$ 36.740	\$ 36.740
ENERCO	\$ 234.961	\$ 234.961	\$ 0	\$ 0
ENERMAS	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0

Empresa	Usuario comercial	Usuario industrial	Usuario residencial - Rural	Usuario residencial - Urbano
ENERTOTAL	\$ 234.969	\$ 234.969	\$ 0	\$ 37.246
EPM	\$ 47.500	\$ 47.500	\$ 12.200	\$ 12.200
ESSA	\$ 157.333	\$ 157.333	\$ 157.333	\$ 157.333
RUITOQUE	\$ 56.015	\$ 56.015	\$ 0	\$ 56.015
SOL Y CIELO	\$ 83.301	\$ 178.501	\$ 0	\$ 0
SPECTRUM	\$ 565.595	\$ 565.595	\$ 0	\$ 120.000
TRANSACCIONES ENERGÉTICAS	\$ 86.000	\$ 368.000	\$ 0	\$ 0
VATIA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 60. Precios de revisión de la instalación eléctrica – 2022.

Empresa	Usuario comercial	Usuario industrial	Usuario residencial - Rural	Usuario residencial - Urbano
CELSIA	\$ 0	\$ 0	\$ 199.400	\$ 59.740
CENS	\$ 210.188	\$ 210.188	\$ 53.564	\$ 53.564
CEO	\$ 320.674	\$ 472.532	\$ 75.147	\$ 75.147
CETSA	\$ 0		\$ 199.400	\$ 59.740
CHEC	\$ 54.700	\$ 386.800	\$ 54.700	\$ 54.700
EBSA	\$ 434.156	\$ 836.156	\$ 167.906	\$ 134.317
ELECTROHUILA	\$ 0	\$ 0	\$ 217.501	\$ 120.833
EMCALI	\$ 60.180	\$ 456.115	\$ 50.372	\$ 50.372
EMSA	\$ 223.260	\$ 751.619	\$ 151.900	\$ 132.862
ENEL Colombia	\$ 50.987	\$ 50.987	\$ 42.262	\$ 42.262
ENERCA	\$ 309.780	\$ 587.098	\$ 158.898	\$ 119.226
ENERMAS	\$ 174.073	\$ 174.073	\$ 174.073	\$ 174.073
EPM	\$ 208.100	\$ 208.100	\$ 70.900	\$ 70.900
ESSA	\$ 124.937	\$ 168.291	\$ 124.937	\$ 124.937
QI ENERGY	\$ 907.333	\$ 907.333	\$ 302.444	\$ 302.444
RUITOQUE	\$ 193.338	\$ 193.338	\$ 0	\$ 193.338
SPECTRUM	\$ 439.907	\$ 439.907	\$ 0	\$ 90.000
VATIA	\$ 183.882	\$ 183.882	\$ 110.329	\$ 110.329
TRANSACCIONES ENERGÉTICAS	\$ 580.000	\$ 985.000	\$ 0	\$ 0

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 61. Precios de la revisión del equipo de medida – 2022.

Empresa	Usuario comercial	Usuario industrial	Usuario residencial - Rural	Usuario residencial - Urbano
CELSIA	\$ 119.780	\$ 119.780	\$ 199.400	\$ 59.740
CEO	\$ 163.400	\$ 276.915	\$ 31.823	\$ 31.823

Empresa	Usuario comercial	Usuario industrial	Usuario residencial - Rural	Usuario residencial - Urbano
CETSA	\$ 119.780	\$ 119.780	\$ 199.400	\$ 59.740
CHEC	\$ 54.700	\$ 386.800	\$ 54.700	\$ 54.700
DICEL	\$ 400.000	\$ 400.000	\$ 280.000	\$ 280.000
DICELER	\$ 400.000	\$ 400.000	\$ 280.000	\$ 280.000
DISPAC	\$ 394.542	\$ 394.542	\$ 189.655	\$ 189.655
EBSA	\$ 121.500	\$ 238.535	\$ 41.660	\$ 41.660
EDEQ	\$ 45.969	\$ 45.969	\$ 45.969	\$ 45.969
EEBP	\$ 50.000	\$ 50.000	\$ 50.000	\$ 50.000
ELECTROHUILA	\$ 0	\$ 0	\$ 57.538	\$ 34.409
EMCALI	\$ 96.849	\$ 222.683	\$ 96.849	\$ 96.849
EMEESA	\$ 46.683	\$ 46.683	\$ 19.827	\$ 19.827
EMEVASI	\$ 18.150	\$ 18.150	\$ 14.820	\$ 14.820
EMSA	\$ 205.309	\$ 383.134	\$ 167.778	\$ 130.857
ENEL Colombia	\$ 311.619	\$ 311.619	\$ 215.020	\$ 215.020
ENERCO	\$ 441.485	\$ 390.797	\$ 0	\$ 0
ENERGÍA DE PEREIRA	\$ 144.718	\$ 434.155	\$ 83.890	\$ 83.890
ENERMAS	\$ 87.037	\$ 87.037	\$ 87.037	\$ 87.037
ENERTOTAL	\$ 771.248	\$ 494.541	\$ 44.057	\$ 44.057
EPM	\$ 208.100	\$ 208.100	\$ 70.900	\$ 70.900
ESSA	\$ 124.937	\$ 168.291	\$ 124.937	\$ 124.937
QI ENERGY	\$ 907.333	\$ 907.333	\$ 302.444	\$ 302.444
RUITOQUE	\$ 193.338	\$ 193.338	\$ 0	\$ 193.338
SPECTRUM	\$ 439.907	\$ 439.907	\$ 0	\$ 90.000
VATIA	\$ 183.882	\$ 183.882	\$ 110.329	\$ 110.329
TRANSACCIONES ENERGÉTICAS	\$ 580.000	\$ 985.000	\$ 0	\$ 0

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Anexo 2. Detalle de la estimación por municipio

En esta sección se muestra el listado de comercializadores y de los municipios que atienden, para los cuales se presenta en el número de usuarios estimados en cada periodo del año 2022, esto, con base en la información reportada por los prestadores en el SUI.

Tabla 62. Estimación del consumo de AIR-E – 2022.

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre
Albania	776	767	785	778	747	683	749	725	704	739	740
Aracataca	2051	1920	1843	2026	2086	1406	1526	1614	1694	1723	1705

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre
Baranoa	2282	2204	2242	2281	2226	842	998	1102	1049	1182	1114
Barrancas	2404	2356	2283	2262	2317	1082	1118	1227	1197	1068	1068
Barranquilla	42890	41647	39543	40336	39245	21170	24396	26512	29932	33499	31682
Bogotá, D. C.	0	0	0	0	0	22	22	22	22	0	0
Campo de la Cruz	867	852	839	880	896	325	441	456	453	517	481
Candelaria	125	169	146	163	181	137	184	200	179	291	317
Cartagena de Indias	0	0	0	0	0	0	0	0	292	1128	497
Cerro de San Antonio	1044	1002	1001	1019	960	705	722	758	749	779	842
Chibolo	1141	1137	1031	1013	843	652	769	785	717	574	410
Ciénaga	6506	6345	6452	6561	6553	1850	2179	2416	2485	2785	2867
Clemencia	19	20	17	18	20	9	11	11	15	17	15
Concordia	1562	1555	1294	1278	1239	1130	1156	1152	1139	1164	1136
Dibulla	1436	1461	1426	1677	1447	695	897	864	846	868	804
Distracción	475	473	460	459	463	314	354	368	366	361	454
El Molino	421	396	394	380	387	127	213	201	223	154	156
El Piñón	2651	2646	2616	2630	2601	1993	2023	1975	1306	761	746
El Reten	1275	1128	1137	1090	1094	899	884	903	847	639	512
Firavitoba	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
Fonseca	3680	3589	3631	3634	3546	745	774	767	961	809	693
Fundación	4259	4159	4176	4139	4200	1528	1888	2139	1911	1970	1735
Galapa	2337	2211	2303	2319	2310	395	473	534	532	581	513
Hato nuevo	1108	1093	1075	1129	1198	590	515	606	423	447	388
Juan de Acosta	726	698	716	680	755	263	262	355	426	415	357
La Jagua del Pilar	142	139	143	139	132	30	42	50	41	42	56
Luruaco	1859	1830	1836	1832	1817	1198	1275	1259	1292	1284	1266
Maicao	11183	11068	11150	11361	11718	3989	4361	4565	4306	4933	5177
Malambo	4931	4842	4767	4969	5001	2335	3426	3259	3760	4110	3223
Manatí	967	940	942	967	968	135	158	167	196	212	343
Manaure	2022	2006	2058	2047	2020	629	774	764	739	719	655
Medellín	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0
Nueva Granada	146	150	147	149	143	13	19	19	22	26	16
Palmar de Varela	972	951	965	985	1022	719	718	811	857	869	852
Pedraza	1419	1405	1415	1447	1374	26	27	44	38	43	49
Piojo	232	231	225	213	240	104	110	129	136	133	204
Pivijay	962	933	800	939	919	726	794	877	907	957	897
Plato	3619	3421	3290	3426	3293	1654	1706	1857	1664	1750	1378
Polonuevo	202	186	193	193	199	98	132	168	196	267	234
Ponedera	392	378	412	411	418	160	210	267	351	454	354
Pueblo viejo	5144	5050	5152	5192	5185	15	15	18	16	19	22
Puerto Colombia	1702	1542	1587	1601	1880	1408	1145	1509	1828	1585	1382
Remolino	786	776	757	650	639	173	219	232	213	291	274
Repelón	710	699	710	723	757	147	288	323	341	315	326

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre
Riohacha	12763	12275	12223	12170	12041	4539	5165	5048	5051	6098	5713
Sabanagrande	1052	1033	1078	1076	1098	241	243	365	500	459	396
Sabanalarga	3625	3684	3477	2742	2710	1096	1302	1385	1489	1441	1284
Sabanas de San Ángel	82	82	84	78	52	49	60	54	60	84	72
Salamina	471	472	455	473	463	335	335	360	328	341	265
San Juan del Cesar	3462	3359	3429	3509	3421	1101	1221	1268	1254	1312	1344
Santa Lucia	366	350	363	384	401	59	84	151	129	172	114
Santa Marta	35293	33841	33819	35436	35582	8755	11649	11391	11304	12894	12449
Santo Tomas	243	270	269	286	360	201	243	351	398	519	363
Sitio nuevo	3586	3491	3447	3464	3232	966	944	964	964	984	967
Sogamoso	0	0	0	0	0	2	2	2	2	0	0
Soledad	26199	24744	25157	25148	25332	8383	9906	11786	11925	12372	12057
Suan	337	341	337	379	373	60	95	114	118	160	133
Tenerife	1255	1257	1263	1263	1222	113	170	179	186	190	201
Tubará	139	147	149	142	167	146	202	217	291	266	303
Uribia	2084	2118	2112	2156	2295	2672	2436	2309	1459	908	765
Urumita	279	257	253	261	282	165	206	216	210	233	217
Usiacurí	32	36	31	43	42	39	163	56	138	61	124
Valledupar	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0
Villanueva	661	635	555	775	733	407	432	565	489	517	619
Zapayán	1603	1599	1608	1636	1637	1321	1281	1334	1059	810	788
Zona Bananera	6502	6345	6384	6640	6606	2075	2431	2623	2551	2515	2399
Total General	217459	210711	208452	212057	211088	83848	96545	102750	105279	112816	106513

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 63. Estimación del consumo de Afinia – 2022.

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Achí	548	561	561	563	578	578	887	625	899	931	851	844
Agustín Codazzi	1024	1042	1035	1073	1118	1092	2246	1108	1707	1610	1599	1538
Algarrobo	527	527	551	532	541	518	524	511	520	466	478	499
Altos del Rosario	324	1158	560	439	452	416	455	429	461	438	472	381
Arenal	1565	1562	1529	1524	1523	1542	1594	1559	1626	1620	1619	1619
Ariguaní	387	371	360	364	339	470	750	387	672	438	485	608
Arjona	734	811	789	786	847	816	1040	1011	1087	1020	1182	1228
Arroyo hondo	203	192	204	183	190	194	211	207	215	218	243	239
Astrea	423	419	447	467	478	485	544	545	514	550	479	486
Ayapel	1142	1113	1137	1132	1211	1217	1255	1249	1266	1154	1123	1121
Barranco de Loba	1055	1163	1040	1018	1027	1060	1107	1143	1139	1029	1323	1246
Becerril	1094	1043	1040	1056	1072	1070	1807	1080	1789	1760	1389	1441
Bosconía	1562	1541	1541	1561	1605	1651	2174	1598	1984	2062	1975	1990
Buenavista	637	650	663	726	787	1195	1844	1592	1471	1511	1463	1099

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Caimito	525	528	556	557	587	587	677	718	719	643	666	666
Calamar	1192	1224	1256	1186	1157	1148	1243	1217	1211	1213	1404	1225
Canalete	208	207	205	232	456	384	494	414	381	312	390	278
Cartagena de Indias	18300	19565	19257	20811	21337	21685	25222	21658	25042	23591	24380	25208
Cereté	626	661	630	696	827	822	927	848	843	832	864	771
Chalan	51	67	51	47	51	53	56	53	56	51	51	56
Chima	108	118	108	121	125	138	192	257	317	245	257	182
Chimichagua	827	852	875	932	957	943	1334	959	1282	1284	1313	1276
Chinú	720	691	690	667	692	692	683	676	698	664	665	642
Chiriguana	1037	1053	1068	1078	1122	1103	1295	1186	1362	1323	1319	1192
Cicuco	525	531	572	513	511	621	734	632	620	498	741	562
Ciénaga de Oro	572	578	655	643	795	891	970	907	1067	765	856	670
Clemencia	170	158	156	169	182	174	166	163	172	184	150	160
Coloso	190	201	206	206	198	200	238	253	255	208	194	190
Córdoba	462	430	452	463	492	502	491	483	521	475	501	558
Corozal	2091	2118	1959	1923	1920	1885	1884	1822	1845	1774	1695	1690
Cotorra	73	67	80	76	112	143	168	136	185	391	321	217
Coveñas	301	319	321	301	303	312	316	272	309	269	254	294
Curumaní	1292	1309	1384	1332	1369	1345	1620	1329	1503	1588	1521	1457
El Banco	2188	1998	1964	2284	1990	2040	3017	2152	2623	3053	5511	3058
El Carmen de Bolívar	843	846	849	904	1061	940	988	896	784	747	692	674
El Copey	1229	1237	1235	1260	1273	1259	1229	1139	1129	1073	1074	1087
El Guamo	256	262	258	256	272	301	431	433	603	354	313	315
El Paso	1584	1587	1602	1628	1643	1601	2592	1582	2378	2467	2447	2502
El Peñón	233	277	232	222	223	303	310	260	278	249	411	323
El Roble	174	181	181	175	172	169	184	179	194	177	179	175
Galeras	701	715	707	717	714	668	680	653	641	583	574	577
Guamal	1136	1189	1158	1150	1244	1187	1190	1222	1346	1391	1424	1256
Guaranda	960	948	918	1295	1100	1258	1358	1237	1267	1230	1178	1129
Hatillo de Loba	358	367	309	364	281	291	674	367	659	614	876	893
La Apartada	184	186	184	185	209	222	248	246	219	182	195	190
La Gloria	125	135	140	145	159	151	217	156	213	202	214	194
La Jagua de Ibirico	1217	1234	1230	1247	1292	1268	1991	1256	2176	2141	2046	2048
La Jagua del Pilar	15	16	17	17	17	18	18	19	19	15	17	17
La Paz	573	594	642	651	687	636	939	654	1001	884	916	1066
La Unión	194	199	200	201	233	225	253	255	290	250	242	223
Lorica	1367	1416	1443	1472	1540	1675	2080	2652	2579	2082	2072	1702
Los Córdoba	140	131	124	128	293	234	236	226	332	187	262	197
Los Palmitos	444	443	430	441	461	439	431	433	429	415	460	425

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Magangué	2889	2983	2870	2903	3020	3674	4888	5575	4219	3179	3904	3804
Mahates	574	608	578	585	556	611	699	554	537	506	496	506
Majagual	997	977	972	1095	1358	1394	1585	1452	1619	1565	1583	1529
Manatí	6	7	8	8	7	9	10	12	9	21	21	13
Manaure Balcón del Cesar	721	727	729	666	637	598	583	573	588	573	539	523
Margarita	312	217	229	240	228	244	246	244	264	256	510	299
María La Baja	1505	1515	1505	1525	1571	1550	1584	1583	1859	1538	1561	1588
Momil	68	75	97	78	96	98	388	220	161	105	129	114
Mompós	1244	1504	1386	1540	1643	1731	2114	1839	1915	1756	2225	2180
Monitos	416	436	446	461	498	534	988	563	653	866	869	684
Montecristo	886	886	886	887	883	876	1188	883	1176	1183	1192	1187
Montelíbano	2388	2352	2346	2399	3234	3375	3602	3446	3611	3570	3708	3225
Montería	6854	6649	6227	6610	7598	6778	7184	6374	6811	5332	5708	4851
Morales	212	212	212	212	212	212	212	212	212	212	212	212
Morroa	519	523	535	534	527	523	562	506	499	462	434	424
Norosí	50	50	50	50	50	51	50	50	51	50	50	50
Nueva Granada	475	488	498	503	496	502	1038	529	1050	752	850	762
Ovejas	506	511	524	554	544	539	531	516	526	488	490	489
Pailitas	373	367	375	377	387	384	356	446	793	499	460	376
Palmito	181	190	177	174	184	186	193	200	186	175	179	185
Pelaya	103	111	108	123	121	137	137	125	127	118	123	115
Pijino del Carmen	159	181	180	165	175	179	255	182	321	195	218	234
Pinillos	1097	1309	1006	958	949	965	1085	1084	1197	1062	1275	1492
Planeta Rica	770	813	869	1132	3557	3746	3785	3767	3800	3831	3958	2478
Pueblo Bello	334	372	379	383	401	418	471	399	597	532	536	598
Pueblo Nuevo	572	578	581	676	751	830	990	1007	1040	852	901	713
Puerto Escondido	252	248	235	274	418	346	523	575	730	477	646	387
Puerto Libertador	1137	1151	1148	1208	1674	1750	1891	1741	2137	1974	1949	1884
Purísima de la Concepción	83	90	93	92	113	159	174	192	313	247	205	167
Regidor	823	825	826	818	818	818	820	815	823	811	820	814
Repelón	37	39	41	44	41	49	46	47	47	65	63	53
Río Viejo	1987	1983	1984	1979	1984	1985	1988	1987	1993	1970	1984	1974
Sabanas de San Ángel	112	114	111	117	122	119	124	119	123	105	109	116
Sahagún	1758	1860	1795	2109	1977	2198	2475	2294	2600	2047	2023	1778
Sampués	1150	1165	1121	1108	1097	1095	1067	1080	1049	1040	1026	1085
San Andrés de Sotavento	286	297	306	337	361	432	500	552	552	460	424	380
San Antero	255	280	276	279	290	228	275	226	218	219	239	222
San Benito Abad	736	715	703	692	693	717	1107	1009	916	765	828	815

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
San Bernardo del Viento	414	439	443	435	463	599	649	903	1206	899	903	702
San Carlos	268	299	295	351	402	424	439	436	605	382	483	324
San Cristóbal	126	143	136	150	156	143	141	125	125	112	142	119
San Diego	263	280	285	304	331	327	474	339	406	389	421	351
San Estanislao	197	205	202	212	232	218	235	227	231	203	217	237
San Fernando	172	201	188	201	223	232	222	223	224	285	531	329
San Jacinto	183	188	218	196	223	208	355	256	260	213	193	419
San Jacinto del Cauca	146	143	140	156	158	155	623	155	405	479	388	384
San José de Ure	255	271	258	258	273	279	276	281	293	1351	441	354
San Juan de Betulia	110	115	107	107	129	115	102	113	144	118	122	108
San Juan Nepomuceno	481	530	463	455	482	539	495	471	507	611	623	569
San Luis de Sincé	622	637	622	613	618	604	580	606	647	574	581	568
San Marcos	1469	1289	1445	1651	1813	1840	2240	2212	2197	1928	1911	1808
San Martín de Loba	434	520	421	430	472	480	592	446	547	489	551	498
San Onofre	2164	2177	2168	2153	2143	2172	2176	2170	2500	2367	2353	2434
San Pablo	18	100	34	38	34	33	31	32	28	22	48	31
San Pedro	307	312	293	306	320	316	330	312	410	380	335	323
San Pelayo	437	492	448	476	567	721	679	754	1270	693	597	599
San Sebastián de Buenavista	616	329	298	318	352	357	515	434	647	671	1114	707
San Zenón	287	310	299	323	335	336	443	426	482	687	835	696
Santa Ana	320	376	382	324	410	381	368	412	423	459	533	469
Santa Bárbara de Pinto	130	171	175	183	203	227	645	234	281	332	252	523
Santa Catalina	310	306	296	302	329	318	459	287	409	284	385	293
Santa Rosa	206	212	208	212	242	230	234	222	247	229	243	256
Santa Rosa del Sur	572	561	617	595	799	701	683	677	627	535	549	515
Santiago de Tolú	394	381	371	374	387	375	377	362	369	473	500	470
Simití	525	1073	639	606	647	770	718	764	824	591	590	592
Sincelejo	5140	5185	5089	5034	5137	4930	4870	4782	4595	4397	4286	4314
Soplaviento	121	129	128	139	145	148	138	108	122	125	176	129
Sucre	635	472	431	603	1367	1818	2212	2199	1935	1860	1753	1717
Talagüa Nuevo	200	219	204	204	221	268	397	371	330	440	443	307
Tamalameque	457	470	466	470	491	468	759	444	804	753	787	614
Tierralta	1168	1195	1189	1212	1395	1366	1555	1257	1366	1254	1213	1235
Tiquisio	624	625	640	640	643	642	1218	642	1176	1122	1206	650
Tolú Viejo	440	431	419	422	410	412	482	427	539	507	428	454
Tuchín	271	291	300	322	311	367	380	396	390	329	409	346
Turbaco	1052	1081	1087	1089	1151	1326	1304	1301	1273	1123	1243	1394
Turbana	112	109	112	112	125	123	198	111	165	109	109	156

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Valencia	783	834	676	682	818	856	744	734	741	697	777	712
Valledupar	4535	4554	4773	4682	5340	5351	6216	4925	5951	5306	5235	5491
Villanueva	199	220	195	210	225	218	459	209	365	355	342	349
Zambrano	370	382	363	383	388	342	374	355	360	358	449	375
Total General	114776	118456	115696	119947	130006	132592	156315	138162	154646	143762	150470	140911

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 64. Estimación del consumo de ESSA – 2022.

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Abrego	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6
Aguachica	68	66	68	64	71	72	70	80	70	77	71	80
Aguada	20	21	16	18	20	17	22	21	19	18	25	730
Albania	85	66	75	60	61	68	82	67	66	78	95	1960
Aratoca	75	77	63	75	77	83	79	79	75	86	88	95
Barbosa	270	190	219	227	243	199	211	222	221	236	248	1847
Barichara	102	244	114	110	103	122	106	112	148	122	136	2176
Barrancabermeja	3412	3316	3189	3530	4443	3898	4195	4245	16924	5492	4677	35657
Betulia	165	155	183	203	194	205	196	195	198	224	210	1088
Bolívar	265	248	238	236	280	243	240	285	267	455	333	2404
Bucaramanga	4234	3996	3870	4104	4164	4456	4309	3948	3721	3667	3586	82085
Cabrera	14	14	14	18	15	17	15	27	19	15	15	671
Cachira	30	34	23	29	27	25	24	18	30	38	38	180
California	27	27	25	26	33	30	36	30	35	35	30	319
Cantagallo	179	191	181	210	213	180	185	193	221	211	188	186
Capitanejo	49	41	42	46	44	49	51	51	51	57	56	2294
Carcasí	26	27	23	27	33	29	29	37	40	30	33	1257
Cepita	21	15	16	14	16	14	22	17	15	22	17	760
Cerrito	30	36	33	32	38	36	36	37	34	42	47	1201
Charalá	149	171	129	132	171	124	207	136	125	137	171	2530
Charta	34	28	30	32	29	36	35	44	41	42	39	188
Chima	31	29	24	30	43	32	25	24	25	33	29	35
Chipatá	65	46	49	54	43	86	49	59	58	89	53	1681
Chiquinquirá	1	1	1	1	1	2	1	1	1	2	1	13
Chitaga	0	1	1	2	1	1	1	1	1	0	1	100
Chitaraque	1	0	0	0	1	0	1	1	4	4	3	38
Cimitarra	675	678	683	824	827	779	847	751	956	920	877	2252
Concepción	66	67	61	66	65	71	68	61	58	63	60	1165
Confines	26	19	29	20	40	31	30	23	25	29	32	1420
Contratación	32	34	37	30	29	32	37	34	28	31	34	45

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Coromoro	47	41	45	48	61	57	50	42	39	75	65	168
Covarachía	6	4	3	5	4	4	5	5	4	7	6	103
Cubara	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Cucutilla	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Curití	136	122	129	119	126	116	129	125	143	149	197	2887
El Carmen de Chucurí	278	296	319	365	381	401	385	315	333	385	333	3790
El Guacamayo	24	16	17	20	17	14	19	17	16	16	13	237
El Peñón	74	84	82	79	163	81	71	75	155	156	99	418
El Playón	200	248	161	192	169	168	184	183	195	198	225	1502
Encino	61	62	27	20	29	22	24	30	24	23	34	972
Enciso	54	32	29	28	28	31	27	26	29	28	33	1446
Florián	77	74	89	85	104	137	100	109	92	90	122	1483
Floridablanca	993	955	1005	1050	1013	1315	1145	945	853	892	976	91543
Galán	20	18	24	21	21	22	20	20	24	24	23	658
Gambita	48	44	53	52	48	67	47	59	53	58	77	1208
Girón	1314	1248	1179	1185	1267	1252	1395	1251	1122	1231	1131	7200
Guaca	58	58	62	53	70	70	68	223	86	127	83	2433
Guadalupe	54	45	54	64	58	52	51	58	48	65	72	2301
Guapota	21	16	22	18	20	14	22	16	15	27	17	939
Guavatá	63	65	62	73	70	73	74	92	64	70	71	131
Güepesa	27	24	30	31	32	47	44	34	33	35	39	1832
Hato	36	22	18	14	14	18	18	24	24	26	25	892
Jesús María	43	41	37	46	69	66	51	48	46	47	59	1457
Jordán	14	17	11	9	10	14	12	10	10	11	12	43
La Belleza	68	67	90	86	140	112	86	85	79	89	177	209
La Esperanza	112	104	113	132	121	117	116	147	128	145	192	2357
La Paz	67	76	91	95	76	73	77	69	81	82	88	98
Landázuri	308	316	286	369	330	354	775	377	368	644	459	2514
Lebrija	455	446	496	511	485	476	440	475	441	576	506	7055
Los Santos	190	180	178	189	183	152	199	186	175	189	207	200
Macaravita	26	27	27	31	30	30	29	27	34	33	33	137
Málaga	174	129	121	150	118	119	149	127	126	154	145	188
Matanza	69	96	109	68	77	76	93	89	104	102	121	603
Mogotes	112	108	118	114	115	145	116	162	116	120	164	2933
Molagavita	42	43	36	43	47	49	44	50	54	46	56	802
Moniquirá	2	1	2	1	2	1	1	4	2	1	2	24
Ocamonte	61	43	47	43	49	52	54	50	54	54	60	1717
Oiba	99	113	119	112	106	107	96	121	112	119	119	2385
Onzaga	72	123	59	372	79	54	44	50	48	256	131	2107

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Palmar	3	23	5	3	4	4	4	4	3	4	10	511
Palmas Del Socorro	20	22	24	26	22	25	28	28	22	27	27	1224
Pamplona	2	3	2	4	15	5	2	3	2	4	2	0
Paramo	41	33	34	35	26	39	78	41	30	48	52	70
Pauna	21	22	17	28	53	38	17	46	19	21	22	19
Piedecuesta	1191	1255	1187	1181	1232	1202	1211	1046	1057	1038	1060	9797
Pinchote	65	77	55	72	60	72	80	62	63	80	75	100
Puente Nacional	160	181	152	182	179	168	166	188	215	254	223	7041
Puerto Parra	251	227	226	360	427	360	324	300	2261	523	437	397
Puerto Wilches	945	940	1005	1049	1269	1574	1308	1363	4208	1381	1439	6728
Rio de Oro	59	58	52	57	117	62	67	57	62	62	62	64
Rionegro	464	517	407	573	477	512	492	528	579	499	579	5590
Sabana de Torres	620	604	634	689	791	792	793	797	805	829	800	3819
Saboya	6	0	1	2	4	1	3	2	1	1	1	76
San Alberto	167	163	165	177	280	224	174	216	202	218	199	366
San Andrés	92	94	81	78	75	78	74	85	86	85	99	1872
San Benito	39	33	31	31	30	63	43	34	58	36	36	1175
San Gil	639	589	562	576	678	614	683	625	637	589	671	712
San Joaquín	42	63	51	54	41	50	49	51	49	49	60	71
San José de Miranda	28	28	26	25	34	30	30	34	27	34	39	35
San Martín	274	262	267	343	388	340	319	332	370	542	370	5575
San Miguel	27	28	29	32	33	31	30	28	33	29	27	277
San Pablo	532	489	533	510	552	538	529	583	560	529	619	978
San Vicente de Chucurí	469	447	432	475	471	590	469	503	461	466	478	4299
Santa Barbara	35	36	37	33	35	31	33	32	37	32	37	188
Santa Helena del Opón	86	82	78	88	95	110	134	98	100	183	168	1456
Santa Sofia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Silos	9	5	9	13	8	9	10	5	9	9	7	187
Simacota	260	285	285	341	345	331	343	300	583	668	382	1478
Simití	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2
Socorro	156	156	194	183	228	162	183	168	157	188	200	2688
Suaita	105	145	128	154	128	134	126	124	139	138	139	1860
Sucre	122	131	122	129	142	130	137	134	165	155	158	3177
Surata	41	51	38	69	49	48	44	41	46	46	45	828
Tipacoque	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Tona	87	79	78	87	89	93	93	91	81	93	87	1847
Tunungua	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	5
Valle de San José	36	35	23	33	43	39	36	46	43	50	51	41
Vélez	310	305	297	287	305	294	475	345	423	510	410	760

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Vetas	15	9	11	11	12	13	14	14	16	13	17	16
Villanueva	70	96	91	71	72	70	77	74	82	74	76	600
Yondó	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
Zapatoca	64	67	63	62	70	60	51	70	63	75	68	914
Total General	23211	22883	22219	24237	25937	25832	26199	25025	42561	28190	26600	358285

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 65. Estimación del consumo de EPM – 2022.

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Abejorral	629	732	632	714	14	15	12	12	17
Abriaquí	13	105	151	11	2	2	1	1	1
Aguachica	2	2	2	2	0	0	0	0	0
Albania	2	2	2	2	0	0	0	0	0
Alejandro	236	237	259	213	3	7	10	6	6
Alvarado	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Amagá	296	292	261	332	70	52	50	49	62
Amalfi	1072	886	1001	604	48	32	23	31	24
Andes	1109	1102	906	1059	103	110	84	111	70
Angelópolis	105	94	88	88	13	18	19	15	13
Angostura	575	569	1234	322	30	10	12	20	21
Anorí	757	945	1322	580	35	39	31	32	32
Anserma	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Anzá	379	635	402	373	15	4	6	9	10
Apartadó	1292	1488	1302	1551	882	517	527	568	419
Aratoca	1	1	1	1		0	0	0	0
Arboletes	1677	846	992	748	100	76	72	74	82
Argelia	293	276	289	256	2	4	6	11	7
Armenia	247	168	151	188	691	2	2	2	2
Ayapel	105	122	20	51	0	0	0	0	0
Barbosa	319	284	339	341	287	539	262	276	283
Barrancabermeja	2	2	2	2	0	0	0	0	0
Barranquilla	18	18	18	18	0	0	0	0	0
Bello	1468	1512	1513	1317	1326	1429	1408	1272	1299
Belmira	384	261	356	337	802	7	4	6	6
Betania	359	343	395	315	9	14	11	10	8
Betulia	712	687	683	630	1285	20	21	29	20
Bogotá, D. C.	55	59	59	59	0	0	0	0	0
Briceño	554	516	375	447	34	15	23	26	26
Bucaramanga	36	35	35	35	0	0	0	0	0
Buenaventura	1	1	1	1	0	0	0	0	0

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Buriticá	359	656	350	342	6	989	7	5	8
Cáceres	927	1007	1038	597	93	65	67	57	118
Caicedo	460	408	543	299	2	5	2	2	2
Cajicá	3	3	3	3	0	0	0	0	0
Calarcá	2	2	2	2	0	0	0	0	0
Caldas	395	273	403	338	180	207	242	217	148
Cali	15	16	16	16	0	0	0	0	0
Caloto	5	5	5	5	0	0	0	0	0
Campamento	537	451	407	287	9	8	11	9	10
Campoalegre	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Candelaria	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Cañasgordas	781	573	726	649	2460	48	18	16	27
Caracolí	190	142	139	171	18	6	11	18	8
Caramanta	154	96	102	116	4	8	8	8	8
Carepa	770	785	789	889	907	154	219	154	186
Carmen Del Darién	546	990	418	416	52	33	9	8	9
Carolina	73	26	56	58	19	13	13	24	16
Cartagena De Indias	16	16	16	16	0	0	0	0	0
Cartago	3	3	3	3	0	0	0	0	0
Caucasia	1037	855	919	922	1733	311	322	313	273
Chía	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Chigorodó	1786	803	968	1218	247	161	146	242	182
Chinchiná	6	6	6	6	0	0	0	0	0
Ciénaga De Oro	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Cisneros	195	115	169	133	35	29	32	32	34
Ciudad Bolívar	462	334	372	429	40	52	43	56	46
Cocorná	1419	1469	942	1406	25	22	13	30	25
Cogua	2	2	2	2	0	0	0	0	0
Concepción	159	156	152	125	6	9	11	12	8
Concordia	392	383	510	315	19	39	19	57	15
Copacabana	348	292	315	408	339	332	348	322	280
Coveñas	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Cúcuta	69	69	69	70	0	0	0	0	0
Dabeiba	1180	1171	631	1001	30	30	28	32	35
Donmatías	510	260	497	465	66	112	51	89	53
Dosquebradas	6	6	6	6	0	0	0	0	0
Duitama	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Ebéjico	301	730	585	299	10	10	11	8	11
El Bagre	1346	738	1084	757	170	227	221	195	204
El Carmen de Atrato	235	190	164	216	9	12	11	14	28

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
El Carmen de Viboral	526	432	664	505	129	128	340	158	121
El Santuario	480	604	561	555	50	66	69	52	57
El Zulia	3	3	3	3	0	0	0	0	0
Entrerriños	189	245	250	162	26	17	17	13	17
Envigado	932	715	806	787	628	698	717	652	638
Espinal	2	2	2	3	0	0	0	0	0
Facatativá	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Floridablanca	13	13	13	13	0	0	0	0	0
Fredonia	846	699	577	814	15	20	14	9	10
Frontino	995	510	456	902	25	23	24	19	19
Funza	5	5	5	5	0	0	0	0	0
Galapa	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Gamarra	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Giraldo	23	291	278	23	4	4	4	6	7
Girardot	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Girardota	278	221	256	255	256	233	247	217	248
Girón	15	16	16	16	0	0	0	0	0
Gómez Plata	140	401	331	160	27	25	25	25	18
Granada	467	313	451	407	12	13	28	12	8
Guachené		1	1	1	0	0	0	0	0
Guadalajara De Buga	6	6	6	6	0	0	0	0	0
Guadalupe	243	152	619	209	14	22	19	24	21
Guarne	953	2124	1111	2008	347	537	172	222	191
Guatapé	47	218	241	43	21	24	18	17	18
Heliconia	219	275	357	196	9	12	6	8	11
Hispania	136	129	127	126	11	8	15	14	13
Ibagué	11	12	12	12	0	0	0	0	0
Itagüí	866	662	692	693	561	572	601	577	550
Ituango	1484	813	1300	1030	80	88	73	63	74
Jardín	415	512	526	414	22	24	20	26	28
Jericó	280	246	197	268	15	23	42	31	42
La Apartada	27	32	4	22	5	1	1		
La Ceja	451	206	554	258	130	153	117	227	93
La Dorada	5	4	4	4	0	0	0	0	0
La Estrella	282	245	270	262	236	206	224	198	208
La Jagua De Ibérico	1	1	1	1	0	0	0	0	0
La Pintada	42	32	30	29	26	33	43	40	62
La Tebaida	2	2	3	2	0	0	0	0	0
La Unión	339	355	327	343	35	38	29	35	29
Lebrija	1	1	1	1	0	0	0	0	0

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Lérida	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Liborina	541	321	449	467	13	22	12	16	14
Los Córdoba	48	56	42	30	0	1	0	0	0
Los Patios	5	5	5	5	0	0	0	0	0
Maceo	534	246	477	220	209	13	16	29	18
Madrid	6	7	7	7	0	0	0	0	0
Malambo	5	5	5	5	0	0	0	0	0
Manizales	57	57	57	57	0	0	0	0	0
Marinilla	197	183	300	273	275	239	266	197	214
Medellín	8749	7270	8278	7484	6568	7638	8066	6541	6436
Montebello	317	226	302	332	7	5	8	5	4
Montecristo	5	59	59	3	0	0	0	0	0
Montelíbano	15	16	2	9	0	0	0	0	0
Montenegro	3	3	3	3	0	0	0	0	0
Montería	51	6	39	38	0	0	0	0	0
Mosquera	5	5	5	5	0	0	0	0	0
Mutatá	1068	421	543	402	2084	62	49	48	54
Nariño	372	395	344	309	4	4	2	2	2
Nechí	788	1070	739	492	54	60	64	54	51
Necoclí	2951	2270	2319	1980	763	127	202	119	151
Neiva	4	4	4	4	0	0	0	0	0
Ocana	3	3	3	3	0	0	0	0	0
Olaya	102	108	197	64	44	13	12	15	11
Palestina	2	2	2	2	0	0	0	0	0
Palmira	3	3	3	3	0	0	0	0	0
Pasto	3	3	3	3	0	0	0	0	0
Penol	805	966	185	704	34	22	19	16	53
Peque	1167	92	1081	969	5	4	3	3	3
Pereira	9	9	9	9	0	0	0	0	0
Piedecuesta	5	5	5	5	0	0	0	0	0
Planeta Rica	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Popayan	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Pueblorrico	187	178	194	178	16	10	13	13	9
Puerto Berrío	492	503	476	551	146	111	124	112	121
Puerto Boyacá	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Puerto Gaitán	3	3	3	3	0	0	0	0	0
Puerto Nare	294	232	271	312	106	42	44	34	42
Puerto Salgar	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Puerto Tejada	2	2	2	2	0	0	0	0	0
Puerto Triunfo	305	181	285	195	77	82	82	85	81

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Puerto Wilches	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Quimbaya	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Remedios	1503	1073	1178	1054	130	410	161	125	114
Retiro	143	209	209	215	95	112	85	142	79
Riohacha	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Rionegro	1031	693	666	605	771	624	503	649	450
Riosucio	503	1023	845	342	2371	79	89	91	92
Rivera	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Sabana de Torres	2	2	2	2	0	0	0	0	0
Sabanalarga	494	436	507	559	13	16	16	15	15
Sabaneta	450	404	484	419	345	446	563	377	318
Salgar	587	487	517	523	24	253	257	254	150
San Andrés de Cuerquia	258	406	331	236	20	18	17	13	17
San Carlos	784	770	785	648	23	54	37	23	30
San Francisco	316	276	276	271	18	8	5	12	12
San Jerónimo	477	386	432	407	89	88	90	90	100
San José de La Montaña	102	101	134	81	14	15	15	7	8
San José de Ure	8	9	4	2	0	0	0	0	0
San Juan de Urabá	676	418	497	392	340	98	88	93	105
San Luis	827	522	786	734	32	29	34	25	29
San Pedro De Los Milagros	848	552	592	603	121	59	84	96	54
San Pedro de Urabá	2481	1346	1379	1869	102	82	78	79	84
San Rafael	845	390	879	726	22	21	24	15	20
San Roque	635	738	558	754	1993	41	58	57	38
San Sebastián de Mariquita	1	1	1	1	0	0	0	0	0
San Vicente Ferrer	701	794	659	839	18	22	14	33	6
Santa Barbara	731	709	473	680	70	49	45	42	38
Santa Catalina	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Santa Fe de Antioquia	817	668	695	784	10875	107	78	102	105
Santa Marta	7	7	7	7	0	0	0	0	0
Santa Rosa De Cabal	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Santa Rosa De Osos	1276	1328	1411	1202	320	60	70	52	50
Santander de Quilichao	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Santo Domingo	433	636	541	417	424	28	37	31	25
Segovia	419	754	712	483	5977	292	167	156	154
Sesquilé	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Soacha	3	3	3	3	0	0	0	0	0
Sogamoso	2	2	2	2	0	0	0	0	0
Solano	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Soledad	2	2	2	2	0	0	0	0	0

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Sonsón	846	624	787	509	52	41	52	53	50
Sopetrán	667	566	661	565	518	63	58	95	66
Sopo	3	3	3	3	0	0	0	0	0
Supia	3	3	3	3	0	0	0	0	0
Támesis	359	325	340	342	2480	28	25	34	31
Taraza	853	940	742	598	78	90	83	78	77
Tarso	183	90	174	168	10	8	9	17	9
Tenjo	3	3	3	3	0	0	0	0	0
Tibú	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Tierralta	13	7		12	0	0	0	0	0
Titiribí	164	141	187	151	17	12	15	20	20
Tocancipá	5	5	5	5	0	0	0	0	0
Toledo	176	335	239	115	16	14	19	21	23
Tuluá	2	2	2	2	0	0	0	0	0
Tunja	2	2	2	2	0	0	0	0	0
Turbaco	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Turbo	4161	3036	2982	2925	5033	803	750	762	750
Uramita	553	370	378	390	17	16	19	21	18
Uribe	2	2	2	2	0	0	0	0	0
Urrao	1013	874	770	832	44	37	43	40	69
Valdivia	1145	1110	601	854	884	76	80	74	86
Valencia	18	31	33	35	0	0	0	0	0
Valledupar	3	3	3	3	0	0	0	0	0
Valparaíso	187	129	203	166	26	19	20	22	22
Vegachí	519	328	424	472	63	31	34	75	28
Venecia	225	192	165	225	42	110	104	96	74
Villa Del Rosario	2	2	2	2	0	0	0	0	0
Villa Rica	2	2	2	2	0	0	0	0	0
Villavicencio	4	5	6	5	0	0	0	0	0
Yalí	431	378	319	225	9	11	11	20	12
Yarumal	624	567	599	514	122	93	80	99	98
Yolombo	873	950	797	841	83	28	49	53	31
Yondó	1062	1257	1366	738	128	63	60	64	118
Yopal	0	0	0	2	0	0	0	0	0
Yumbo	13	13	13	13	0	0	0	0	0
Zaragoza	1318	672	921	758	104	99	101	101	90
Total General	90038	78804	81277	74620	59252	21870	20521	18738	17654

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 66. Estimación del consumo de CEDENAR – 2022.

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Alban	142	181	133	97	101	114	130	113	110	114	114	124
Aldana	57	52	33	38	45	42	32	33	36	35	47	65
Ancuya	238	231	206	390	410	172	144	124	144	143	115	123
Arboleda	168	181	188	175	141	120	138	128	127	136	138	148
Arboledas	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Barbacoas	2300	2210	2235	2264	2288	2324	2336	2265	2299	2300	2389	2325
Belén	72	63	56	61	59	51	55	58	70	65	44	62
Buesaco	1294	748	687	691	878	940	942	1032	924	838	867	1003
Chachagüí	498	498	514	525	515	449	477	418	408	427	418	383
Colon	207	193	196	197	224	203	209	213	203	209	231	217
Consaca	280	224	172	173	168	138	145	134	110	121	114	92
Contadero	42	42	22	26	25	27	29	23	31	25	31	24
Córdoba	84	86	65	62	75	62	56	53	78	93	81	82
Cuaspué	50	56	36	41	34	18	29	22	12	22	35	28
Cumbal	168	251	212	222	205	231	260	230	211	199	223	224
Cumbitara	120	65	98	67	121	88	105	90	136	80	120	120
El Charco	101	101	102	102	102	104	104	104	104	104	104	104
El Penol	142	145	150	143	174	215	217	192	131	102	83	62
El Rosario	121	155	317	142	147	155	143	159	167	168	611	444
El Tablón de Gómez	399	239	212	251	240	230	208	171	214	231	214	207
El Tambo	230	196	164	164	210	209	189	173	141	140	114	89
Francisco Pizarro	14	10	6	28	8	7	5	27	28	3	2	164
Funes	34	31	24	33	21	18	51	41	49	42	37	41
Guachucal	145	125	103	126	100	118	98	103	150	132	100	120
Guaitarilla	112	110	88	106	142	109	95	108	92	84	66	92
Gualmatán	48	50	29	49	52	37	27	23	32	30	22	23
Guapi	398	304	280	316	256	348	356	532	337	353	361	348
Iles	88	68	55	56	60	65	97	75	59	66	52	56
Emúes	186	193	164	165	163	150	143	154	162	161	120	123
Ipiales	1165	1107	907	946	843	889	985	815	900	887	833	960
La Cruz	212	190	187	220	228	202	207	241	281	286	206	215
La Florida	286	287	262	244	250	274	247	217	199	203	239	210
La Llanada	97	90	80	63	54	56	56	43	47	55	37	53
La Tola	65	23	41	41	30	39	66	21	351	11	11	193
La Unión	815	826	873	799	676	574	570	558	511	550	527	506
Leiva	94	111	127	99	115	156	108	112	97	88	131	99
Linares	478	431	600	741	612	467	497	435	385	345	328	348
López de Micay	69	61	73	314	314	353	314	357	316	308	501	265

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Los Andes	121	110	111	113	118	117	145	141	99	105	122	117
Magui	360	348	367	349	377	405	440	488	427	451	272	291
Mallama	109	100	85	88	63	61	57	64	63	63	65	70
Mosquera	99	38	26	33	63	14	6	13	10	4	10	6
Nariño	81	67	75	53	48	46	47	58	54	56	44	51
Olaya Herrera	399	389	417	692	393	409	451	552	391	390	398	1028
Ospina	79	71	68	86	93	91	87	68	62	53	46	46
Pasto	2207	2020	2116	2062	2018	1730	2094	1998	1770	1641	1743	1601
Polcarpa	1026	590	648	681	666	569	582	527	470	489	502	489
Potosí	86	84	78	70	59	60	64	72	80	62	61	78
Providencia	70	45	36	54	59	45	33	31	35	36	33	66
Puerres	80	58	56	58	53	69	66	50	87	88	96	96
Pupiales	159	161	134	142	141	115	113	118	150	129	107	132
Ricaurte	108	146	126	91	102	77	86	79	76	91	106	76
Roberto Payan	701	677	769	671	686	697	688	652	645	633	650	648
Samaniego	611	610	571	448	556	583	562	472	528	455	648	570
San Andrés de Tumaco	10186	13522	10775	14159	11810	14708	11250	14508	11456	13466	10688	14342
San Bernardo	105	92	81	85	102	91	67	79	94	110	101	96
San Lorenzo	428	641	723	465	326	255	272	272	282	288	317	342
San Pablo	316	363	357	310	336	308	292	315	314	318	312	318
San Pedro de Cartago	130	115	113	122	101	69	74	77	64	77	69	75
Sandoná	415	401	372	339	328	288	339	318	311	326	363	313
Santa Barbara	62	28	41	13	75	82	77	74	52	18	29	413
Santacruz	231	188	167	174	157	133	101	49	34	50	149	129
Sapuyes	167	178	195	198	181	197	182	167	154	145	115	135
Taminango	706	692	719	602	525	442	417	458	471	463	467	470
Tangua	258	254	230	215	184	159	179	168	155	147	126	141
Túquerres	413	397	392	449	381	378	420	405	395	345	319	329
Yacuanquer	305	301	255	271	244	201	191	165	188	180	160	180
Total General	31037	32621	29800	33270	30331	32153	29252	32035	28569	29835	27784	32390

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 67. Estimación del consumo para EMCALI – 2022.

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Cali	44338	44430	40281	29857	22216	17553	14807	15550	16083	18023	16720	23592
Jamundí	5	2	1	4	4	7	6	3	2	2	6	7
Puerto Tejada	363	359	364	344	353	333	341	352	367	342	341	491
Yumbo	8493	8509	8559	2213	2161	1900	2015	2377	2341	2402	2684	2033
Total General	53199	53300	49205	32418	24734	19793	17169	18282	18793	20769	19751	26123

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 68. Estimación del consumo de Celsia Colombia – 2022.

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Alcalá	18	53	9	55	14	61	7	42	23	0	22	43
Alpujarra	167	141	131	107	110	97	86	96	75	85	85	85
Alvarado	102	189	118	100	125	137	134	145	118	134	125	125
Ambalema	73	80	89	72	100	96	94	116	91	100	117	115
Andalucía	76	20	43	16	41	16	36	6	28	0	40	18
Ansermanuevo	13	66	13	179	16	429	8	67	10	0	2	92
Anzoátegui	260	301	276	281	401	332	361	323	334	325	370	343
Argelia	3	25	2	16	6	21	2	19	1	0	8	49
Armero Guayabal	257	251	309	259	253	324	240	289	266	270	315	288
Ataco	847	793	1629	1896	1035	1562	1165	3325	1247	2031	1759	1323
Bolívar	8	92	15	50	6	61	5	34	7	0	21	79
Buenaventura	3848	3457	3754	3453	3374	2738	2838	3252	4470	3049	3193	3322
Bugalagrande	141	26	95	11	61	12	73	12	83	0	99	34
Caicedonia	46	92	110	117	26	39	11	25	27	0	26	39
Cajamarca	158	184	178	131	184	157	207	202	185	159	126	140
Cali	1	2	3		1	2	2	3	3	3	2	1
Calima	129	26	108	36	71	33	112	46	81	0	155	37
Candelaria	629	364	660	554	433	465	584	517	540	0	429	871
Carmen de Apicalá	244	208	239	195	158	166	96	101	110	123	119	132
Cartago	6	17	4	30	8	9	8	7	15	0	28	9
Casabianca	229	262	223	276	290	311	298	253	222	247	268	256
Chaparral	660	625	961	2230	2713	1386	1664	1898	1150	1752	973	1255
Coello	114	107	134	148	118	146	90	78	63	73	79	63
Coyaima	299	998	1428	706	250	367	192	242	211	235	179	226
Cunday	204	218	272	598	310	191	216	183	145	118	151	117
Dagua	234	962	189	407	132	509	155	365	115	1	167	297
Dolores	183	167	141	160	190	157	141	204	151	100	145	130
El Águila	46	43	54	76	49	25	18	21	16	0	10	17
El Cairo	7	68	3	54	6	38	1	30	1	0	4	45
El Cerrito	236	706	233	114	195	159	250	173	233	0	259	231
El Dovio	58	16	53	14	80	4	28	5	26	0	56	10
Espinal	438	542	569	428	356	373	314	378	278	317	301	302
Falan	234	431	210	513	311	470	203	259	176	209	273	263
Flandes	98	120	149	95	108	68	83	91	57	223	87	69
Florida	179	174	91	188	96	292	146	268	100	0	131	374
Fresno	514	1336	884	671	1843	772	673	618	506	505	611	520
Ginebra	33	94	21	122	25	122	30	142	22	0	19	115

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Guacarí	139	37	209	35	83	45	118	49	65	0	75	31
Guadalajara de Buga	549	389	450	539	259	651	425	260	144	5405	178	272
Guaduas	25	31	31	40	27	34	30	27	19	27	22	29
Guamo	439	457	528	673	401	380	331	463	271	223	482	271
Herveo	205	266	242	352	223	226	251	163	126	176	160	223
Honda	251	249	259	269	321	269	289	331	231	221	182	187
Ibagué	2498	2750	2682	2393	2439	2400	2487	2758	2608	2366	2115	2221
Icononzo	251	179	428	522	210	411	207	213	126	105	389	219
Jamundí	895	822	942	1307	1042	993	899	700	754	0	562	929
La Cumbre	245	40	181	43	161	40	229	27	145	0	117	28
La Unión	45	51	22	89	26	156	20	64	15	0	35	70
La Victoria	8	51	21	55	6	49	9	24	10	0	8	54
Lérida	267	313	312	281	348	328	287	330	233	276	236	251
Libano	583	656	928	630	945	881	826	728	548	584	576	554
Melgar	478	578	813	443	343	518	360	289	261	231	269	510
Murillo	85	95	94	71	113	83	104	104	92	86	111	103
Natagaima	143	275	291	285	242	180	178	149	109	89	127	129
Nilo	47	27	33	53	28	36	42	21	20	65	31	32
Novita	0	3	0	0	0	0	0	26	0	0	0	0
Obando	32	46	35	15	86	12	106	9	39	0	54	25
Ortega	474	460	488	701	731	591	802	540	388	407	395	434
Palmira	1457	1486	1455	1755	1641	1801	1431	1773	1456	0	1882	2482
Palocabildo	180	328	190	313	252	298	218	212	150	229	250	214
Piedras	76	78	87	96	84	104	80	112	68	58	50	68
Planadas	1143	1075	2312	1010	810	1296	1057	2206	2924	1041	1461	1464
Pradera	315	195	282	170	237	78	172	204	326	0	244	186
Prado	124	116	140	173	106	86	81	138	83	148	143	198
Purificación	316	316	377	401	262	231	202	249	211	182	232	209
Restrepo	42	340	43	100	21	89	42	117	5	0	9	60
Ricaurte	13	18	13	14	10	9	16	12	14	13	7	8
Rioblanco	827	1162	1487	1481	1409	1796	1391	3341	1320	1562	1352	1331
Riofrio	52	71	45	63	28	67	52	21	49	0	24	47
Roldanillo	245	30	101	31	77	24	62	12	45	0	50	21
Roncesvalles	268	158	141	192	180	233	102	231	115	411	287	545
Rovira	367	348	426	433	414	583	417	433	313	364	307	463
Saldana	144	151	127	114	133	120	129	150	90	75	81	112
San Antonio	294	359	958	1016	413	1335	427	907	366	428	284	916
San José del Palmar	4	144	0	7	0	11	1	52	0	0	0	10
San Luis	261	242	316	490	280	356	221	254	177	175	147	163

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
San Pedro	17	21	14	9	8	15	12	6	8	0	7	4
San Sebastián de Mariquita	418	595	725	392	957	533	450	532	388	390	417	436
Santa Isabel	159	173	151	168	212	183	175	193	176	163	167	147
Sevilla	135	52	117	29	107	24	74	19	80	0	83	26
Suarez	67	70	69	66	90	98	77	86	36	30	41	30
Toro	69	21	67	46	39	8	37	4	42	0	38	16
Trujillo	98	28	155	37	94	44	104	32	56	0	63	20
Tuluá	373	4	116	1	281	26	65	1	39	0	229	10
Ulloa	30	15	14	20	18	9	14	11	15	0	10	41
Valle De San Juan	110	77	77	84	72	54	65	93	61	51	49	105
Venadillo	260	292	300	249	253	264	271	319	247	227	239	252
Versalles	12	117	4	19	1	40	3	36	6	0	3	45
Vijes	72	45	70	43	29	45	41	50	17		30	19
Villa Rica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Villahermosa	185	207	179	290	402	243	304	202	219	214	241	235
Villarrica	70	72	70	89	73	73	64	68	45	36	61	45
Yotoco	15	65	11	92	8	60	24	80	7	0	3	102
Yumbo	25	3	35	2	71	5	29	5	17	0	22	5
Zarzal	105	62	39	120	87	71	41	70	43	0	50	98
Total General	26799	29567	33102	32769	30688	30742	26522	33341	26604	26117	25441	28142

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 69. Estimación del consumo de CEO – 2022.

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Almaguer	31	61	25	66	42	28	43	41	40	34	39	39
Argelia	581	680	975	1091	895	734	734	663	955	803	874	925
Balboa	112	197	196	880	224	128	130	1113	130	483	261	157
Bolívar	205	969	223	263	266	182	263	285	312	406	319	268
Buenos Aires	492	726	372	1072	585	514	609	562	670	773	595	605
Cajibío	615	1617	755	1468	771	803	728	672	645	773	730	637
Caldono	198	216	155	322	263	225	243	233	246	357	285	312
Caloto	446	717	383	458	470	426	618	789	721	594	695	625
Corinto	773	805	556	774	684	593	696	675	669	694	766	641
El Tambo	785	1898	877	1064	632	727	800	721	931	1194	1071	1225
Florencia	58	271	42	128	68	49	94	63	56	210	87	85
Guachené	269	199	189	473	212	196	212	260	291	553	367	258
Inza	464	742	371	1139	733	494	2502	1061	737	996	911	937
Jámbalo	147	283	249	311	307	295	310	288	398	280	182	347
Jamundí	32	31	31	27	28	32	29	29	38	27	36	34

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
La Sierra	61	75	40	43	61	50	68	64	67	79	48	46
La Vega	93	154	42	59	63	61	58	58	62	51	58	76
Mercaderes	273	857	283	584	263	243	281	333	271	393	275	335
Miranda	364	352	239	426	327	355	358	301	476	467	543	503
Morales	462	437	389	535	523	569	516	728	910	728	565	526
Padilla	123	146	108	118	137	125	135	150	156	142	215	244
Páez	253	515	200	407	339	851	541	299	734	573	276	1290
Patía	1431	1434	1399	1445	1480	1444	1450	1483	1437	1545	1464	1430
Piendamó	446	853	286	544	503	707	621	581	438	1057	427	406
Popayán	1545	1391	1201	1829	1738	1541	1826	1746	1982	2234	2119	2378
Puerto Tejada	172	201	171	189	214	477	434	466	497	1271	1819	702
Puracé	65	82	47	77	71	64	120	89	79	94	109	87
Rosas	28	23	19	37	27	27	24	39	23	52	51	33
San Sebastián	33	106	30	45	33	25	34	36	37	43	57	101
Santa Rosa	34	38	46	42	32	207	216	48	32	40	49	24
Santander de Quilichao	944	1082	1032	1544	1010	967	1085	1032	1402	1297	1469	1489
Silvia	372	494	390	918	306	219	228	251	444	420	1027	515
Sotará	267	294	308	316	313	198	273	361	318	349	402	343
Suarez	506	528	414	800	667	726	835	694	827	889	886	917
Sucre	19	136	20	30	57	21	26	58	25	39	35	21
Timbío	184	162	115	247	239	199	219	208	249	218	240	227
Toribio	534	436	386	584	436	417	401	454	480	428	436	392
Totoro	160	214	196	185	163	162	180	150	152	200	188	327
Villa Rica	147	153	133	128	114	1062	150	197	567	546	266	262
Total General	13724	19575	12893	20668	15296	16143	18090	17281	18504	21332	20242	19769

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 70. Estimación del consumo de DISPAC – 2022.

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Alto Baudó	368	368	368	368	368	368	368	368	368	368	368	368
Atrato	106	125	131	100	168	112	137	105	108	116	106	359
Bagadó	49	78	132	149	156	43	97	82	142	156	110	76
Cértegui	71	79	79	60	58	80	63	53	55	37	46	50
Condoto	212	485	222	347	3115	266	201	221	189	177	158	194
El Cantón del San Pablo	134	460	113	104	166	116	108	108	104	94	80	139
Istmina	880	1012	736	680	752	699	634	635	585	576	676	693
Lloro	120	106	146	129	111	101	160	78	83	73	129	284
Medio Baudó	405	884	377	368	353	364	426	356	357	355	352	347
Medio San Juan	997	971	938	892	1219	909	969	824	810	820	823	794

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Novita	100	87	89	85	181	143	86	80	63	71	79	155
Quibdó	10552	11130	10991	11574	12551	11251	11689	12265	9141	8481	15296	19848
Rio Iro	106	297	97	81	153	107	94	111	85	82	108	85
Rio Quito	149	149	146	391	188	152	179	193	171	119	115	104
Sipí	777	778	780	780	780	780	759	780	780	780	780	780
Tadó	403	274	267	320	4087	276	276	238	231	215	231	244
Unión Panamericana	129	801	117	158	166	148	139	127	157	110	93	171
Total General	15558	18084	15729	16586	24572	15915	16385	16624	13429	12630	19550	24691

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 71. Estimación del consumo de CENS – 2022.

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Abrego	225	164	215	145	219	202	216	151	207	216	240	201
Aguachica	925	847	845	891	962	972	1054	1167	1116	1088	1067	1351
Arboledas	57	77	73	56	51	74	53	52	80	52	46	76
Bochalema	23	81	28	82	36	98	35	90	24	89	26	98
Bucarasica	123	48	2	126	44	6	139	42	2	123	49	5
Cachira	54	18	72	79	43	81	51	22	72	52	20	90
Cacota	35	11	31	3	20	3	21	7	18	3	22	3
Chinácota	155	157	185	148	171	154	200	175	211	199	181	203
Chitaga	62	27	191	121	59	24	61	30	76	46	62	43
Convención	270	328	243	324	254	315	232	298	241	311	240	369
Cubara	3	36	3	34	1	33	0	35	0	37	0	37
Cúcuta	4930	4853	4747	4692	5107	5034	5049	4832	5061	5541	5450	8431
Cucutilla	48	39	74	43	45	75	45	40	87	49	43	90
Durania	15	90	20	135	14	258	19	173	25	152	17	209
El Carmen	129	113	122	99	136	97	140	109	161	117	160	128
El Tarra	380	580	986	423	374	459	380	532	397	559	427	631
El Zulia	259	310	288	268	316	333	287	348	307	315	369	355
Gamarra	151	149	142	150	193	182	170	197	189	170	201	493
González	34	32	21	24	28	36	27	34	28	40	30	41
Gramalote	53	58	95	88	54	129	109	49	112	94	45	112
Hacarí	83	145	93	140	78	136	97	172	114	221	129	266
Herrán	45	6	40	6	31	7	26	5	30	8	58	4
La Esperanza	10	105	38	26	86	66	10	117	43	35	123	72
La Gloria	113	114	103	132	158	173	117	111	138	137	267	219
La Playa	72	53	140	93	66	80	79	102	89	80	94	87
Labateca	13	62	40	77	13	59	11	65	11	67	14	59
Los Patios	449	429	411	452	444	469	526	472	530	551	540	804
Lourdes	22	51	38	24	43	44	27	49	44	26	45	43

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Morales	199	170	184	224	233	257	248	281	264	260	298	314
Mutiscua	26	9	28	8	24	7	28	9	35	9	22	14
Ocana	616	569	672	572	674	589	660	618	649	625	788	711
Pamplona	282	315	382	264	347	378	389	333	346	309	295	532
Pamplonita	36	102	38	91	80	156	40	101	38	90	41	96
Pelaya	138	128	119	136	305	136	135	130	161	154	188	150
Puerto Santander	141	139	134	149	159	152	169	165	149	147	132	149
Ragonvalia	81	23	70	16	76	15	75	21	76	17	74	12
Rio De Oro	138	80	122	87	124	118	207	163	168	136	202	209
Rio Viejo	3	4	2	8	7	36	4	3	2	2	1	5
Salazar	109	147	132	75	123	100	64	118	100	71	126	104
San Alberto	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
San Calixto	141	160	155	188	138	156	152	159	173	181	181	181
San Cayetano	121	141	117	116	187	131	109	138	93	129	136	208
San Martín	15	2	10	1	11	0	13	1	12	0	13	0
Santiago	61	38	70	40	46	78	49	40	81	38	37	85
Sardinata	395	605	483	306	418	349	289	415	386	418	448	460
Silos	32	9	39	10	58	13	54	11	43	12	49	19
Simití	11	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Teorama	293	305	299	336	267	342	223	330	241	347	260	445
Tibú	1345	1328	2085	1948	2927	1855	1681	1819	1887	2116	2026	2057
Toledo	38	198	142	272	39	165	32	173	29	201	33	183
Villa Caro	9	42	11	9	58	10	9	66	13	10	67	11
Villa del Rosario	425	383	398	411	476	471	445	475	431	477	506	603
Total General	13393	13888	14982	14148	15823	15113	14256	15045	14790	16127	15888	21068

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 72. Estimación del consumo de Enel Colombia – 2022.

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Agua De Dios	37	33	48	46	43	45	88	40	36	35	36	79
Alban	11	21	10	24	10	29	7	25	16	61	17	25
Anapoima	81	35	127	36	92	29	58	31	61	31	107	22
Anolaima	14	48	24	52	26	43	62	39	20	43	18	93
Apulo	9	92	22	73	32	73	20	69	10	90	17	132
Arbelaez	54	41	64	40	61	32	29	43	76	61	52	42
Beltrán	1	13	7	20	21	10	1	7	1	8	21	12
Bituima	17	1	39	12	16	9	17	9	30	19	43	18
Bogotá, D.C.	12663	6937	6124	6601	6616	8640	9441	6145	5786	5357	5500	6635
Bojacá	11	12	14	12	11	10	14	20	15	16	32	19
Buenavista	1	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Cabrera	11	9	21	11	9	14	13	9	14	21	22	12
Cabuyaro	0	3	0	9	0	8	0	5	0	11	0	13
Cachipay	23	33	38	36	27	18	24	30	17	28	26	33
Cajicá	114	159	140	127	146	138	175	143	123	180	143	129
Caparrapí	122	104	106	254	80	92	163	71	127	234	174	78
Cáqueza	38	31	32	28	31	46	20	32	31	24	22	31
Carmen De Carupa	27	33	38	41	27	36	37	35	32	35	39	37
Chaguaní	22	4	37	17	20	4	39	6	36	13	36	21
Chía	180	167	104	111	145	168	174	129	120	139	105	158
Chipaque	36	1	18	1	15	0	31	1	27	2	91	0
Chiquinquirá	14	9	10	13	7	8	7	13	22	15	17	14
Choachí	33	2	27	14	37	12	42	9	127	10	51	17
Chocontá	23	34	59	41	53	39	60	240	133	69	161	63
Coello	1	0	26	0	5	0	5	0	4	0	31	0
Cogua	185	174	166	74	75	96	177	128	201	180	122	144
Coper	4	3	5	5	9	4	0	1	3	2	3	2
Cota	97	162	202	143	158	171	165	161	166	121	179	251
Cucunuba	50	29	51	42	51	40	50	56	82	84	80	60
El Calvario	0	20	0	15	0	14	1	20	1	8	2	10
El Colegio	88	88	67	63	171	67	64	59	224	98	68	67
El Peñón	75	38	69	153	72	51	61	48	49	51	52	100
El Rosal	17	41	27	36	25	384	31	39	36	60	35	43
Facatativá	105	116	88	97	107	92	87	108	97	80	105	123
Flandes	36	50	28	27	28	43	31	26	26	34	30	22
Fómeque	43	0	33	0	56	0	36	0	43	0	32	0
Fosca	0	22	0	15	0	20	0	17	0	12	0	8
Funza	115	95	118	170	141	255	229	138	122	100	95	129
Fúquene	15	13	21	23	19	29	37	34	105	23	41	35
Fusagasugá	282	246	257	255	211	671	235	238	258	309	298	473
Gachalá	3	16	2	9	2	15	5	11	6	8	13	13
Gachancipá	28	45	62	61	31	114	53	48	40	32	86	36
Gacheta	46	6	40	3	26	4	35	4	179	2	57	2
Gama	13	5	9	2	5	5	5	2	48	7	6	7
Girardot	331	321	431	296	314	289	281	229	344	199	277	233
Granada	11	29	18	25	17	96	20	36	13	32	9	36
Guachetá	39	37	44	33	53	48	44	40	90	41	57	60
Guaduas	118	74	133	113	173	93	130	79	156	107	206	82
Guasca	61	30	36	31	68	168	32	25	26	28	61	43
Guataquí	17	0	8	0	20	0	19	0	13	0	16	0
Guatavita	5	10	8	15	19	15	18	18	122	16	19	24

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Guayabal De Siquima	8	9	19	18	18	13	16	17	12	26	17	30
Guayabetal	0	46	0	35	0	33	1	27	0	18	1	20
Gutiérrez	0	11	0	13	0	34	0	13	0	34	0	14
Icononzo	19	6	9	20	12	12	8	7	10	18	16	15
Jerusalén	15	6	43	8	26	7	23	5	21	7	26	14
Junín	21	9	22	5	26	9	23	11	23	5	30	11
La Calera	94	130	95	100	106	109	105	117	127	183	211	173
La Mesa	110	60	151	113	120	66	129	58	98	64	171	145
La Palma	54	56	109	107	67	73	62	83	68	63	82	138
La Pena	19	23	43	52	31	45	27	23	32	26	53	31
La Vega	53	72	106	114	61	87	75	107	86	142	84	143
Lenguazaque	69	35	40	39	51	46	54	45	92	47	79	62
Macheta	15	4	33	6	28	9	49	3	35	2	50	6
Madrid	99	103	73	63	90	80	95	116	81	65	100	55
Manta	6	21	10	15	4	19	4	20	10	24	6	24
Medina	17	51	11	125	9	92	9	120	6	107	14	67
Mosquera	125	82	79	94	101	98	157	106	101	90	83	101
Nariño	18	0	34	0	24	0	75	0	38	0	26	0
Nemocón	91	57	49	61	60	76	134	110	129	99	110	104
Nilo	30	29	91	27	307	33	53	20	29	72	22	25
Nimaima	5	12	13	24	27	16	9	20	17	40	11	32
Nocaima	12	36	10	86	40	52	10	42	4	37	18	71
Pacho	61	55	63	95	71	77	77	78	77	106	64	70
Paime	21	20	17	21	26	34	31	32	45	33	29	30
Pandi	21	18	21	18	14	15	17	17	27	55	37	33
Paratebueno	11	35	13	110	4	51	3	41	7	73	7	50
Pasca	27	11	53	25	50	21	39	17	34	15	54	16
Piedras	1	0	1	0	1	0	1	0	2	0	4	0
Puerto Salgar	59	23	152	27	83	27	85	32	71	32	73	45
Puli	12	30	42	40	62	29	14	18	10	20	20	26
Quebradanegra	9	36	13	89	7	32	12	27	5	48	55	37
Quetame	0	15	0	22	1	25	0	18	0	12	0	19
Quipama	8	17	16	5	10	7	7	10	9	10	20	11
Quipile	20	51	67	470	44	28	24	26	26	28	24	28
Ráquira	27	22	32	34	32	24	32	28	38	26	33	43
Ricaurte	138	145	100	348	149	104	86	101	123	142	86	82
San Antonio Del Tequendama	40	47	43	38	38	44	44	26	57	31	30	41
San Bernardo	25	18	31	19	28	23	42	32	37	32	23	45
San Cayetano	33	30	25	21	21	31	32	34	36	42	38	41

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
San Francisco	25	30	94	59	29	42	50	52	49	51	52	91
San Juan De Rioseco	22	22	52	66	34	33	37	43	47	27	60	55
San Juanito	7	0	7	0	104	0	13	0	8	0	25	0
San Miguel De Sema	20	16	11	16	15	26	30	21	25	17	24	28
Sasaima	47	36	51	71	67	50	62	49	109	59	78	70
Sesquilé	13	11	22	19	30	18	24	24	33	30	25	18
Sibaté	49	37	58	42	51	44	61	43	80	108	49	66
Silvania	118	115	153	109	130	137	99	107	121	139	186	156
Simijaca	33	28	34	28	36	40	35	38	43	39	32	62
Soacha	863	763	634	620	664	810	1382	1006	823	770	774	824
Sopo	34	59	55	64	57	62	62	68	74	76	91	81
Subachoque	49	32	57	40	46	55	91	57	67	54	92	83
Suesca	33	23	32	29	32	26	42	48	49	37	41	91
Supatá	31	25	46	25	36	30	39	41	39	41	32	55
Susa	31	25	26	30	17	23	38	37	33	32	39	59
Sutatausa	26	14	26	22	23	31	33	18	28	29	58	49
Tabio	59	61	54	55	48	57	85	63	73	74	78	89
Tausa	31	8	57	23	24	34	25	29	40	34	46	52
Tena	23	30	41	40	22	22	21	23	16	57	34	39
Tenjo	77	148	163	169	118	115	143	173	334	153	140	146
Tibacuy	22	21	22	52	37	27	22	18	38	16	19	11
Tibirita	1	17	2	21	3	18	1	21	2	15	2	23
Tocaima	39	55	78	56	67	44	84	33	56	47	95	61
Tocancipá	66	78	401	78	102	112	110	111	129	121	111	114
Topaipí	99	61	54	54	98	77	459	84	40	40	337	45
Ubalá	4	42	4	34	5	42	6	399	6	48	10	49
Ubaque	24	1	14	0	24	0	18	0	25	0	24	0
Une	30	1	13	3	23	2	30	0	16	0	24	2
Utica	9	17	16	66	37	27	28	4	23	12	130	13
Venecia	17	14	17	15	20	23	13	12	46	31	17	7
Vergara	38	33	44	49	62	52	39	62	74	45	37	81
Vianí	10	10	34	6	12	12	23	14	29	8	38	7
Villa De San Diego De Ubaté	77	72	57	61	62	82	81	78	79	75	69	79
Villagómez	13	6	10	8	6	12	16	14	14	18	19	20
Villapinzón	30	57	96	47	68	66	65	63	61	57	56	47
Villeta	121	124	147	131	324	127	188	151	124	144	135	190
Viotá	54	81	87	61	99	86	60	68	78	106	120	61
Yacopí	93	95	137	244	171	158	91	277	322	286	272	225
Zipacón	2	19	14	25	5	21	12	22	8	22	23	20

Municipio	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
Zipacquirá	184	183	107	149	194	209	186	134	186	209	124	176
Total General	19244	13393	13818	14519	14232	16720	17941	13828	14384	13137	14135	14930

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Anexo 3. Detalle estadístico de los consumos

En esta sección se muestran los datos estadísticos respecto de los patrones de consumo de los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 para las empresas comercializadoras.

Tabla 73. Indicadores estadísticos para los consumos estrato 1 por empresa.

EMPRESA	Mínimo	Primer cuartil	Mediana	Promedio	Tercer cuartil	Máximo
AES	10.878.528,0	11.346.570,0	11.704.928,0	11.653.728,0	12.021.596,0	12.181.888,0
AIRE	0,0	115,0	202,0	203,2	257,0	651,0
AFINIA	0,0	83,0	153,0	151,0	200,0	510,0
CEDENAR	0,0	18,0	51,0	63,0	94,0	285,0
CELSIA	0,0	37,0	76,0	86,0	122,0	344,0
CENS	0,0	32,0	88,0	111,3	154,0	453,0
CETSA	0,0	60,0	94,0	104,6	140,0	343,0
CHEC	0,0	49,0	89,0	101,0	141,0	378,0
CEO	0,0	30,0	66,0	70,7	106,0	303,0
DICEL	0,0	436,5	2.319,5	3.465,3	4.842,8	18.718,0
DISPAC	0,0	29,0	87,0	96,6	149,0	450,0
EBSA	0	32	73	87	125	365
EEBP	0,0	44,0	80,0	93,3	129,0	351,0
EDEQ	0,0	48,0	78,0	87,0	117,0	298,0
EEP	0,0	32,0	63,0	72,0	102,0	279,0
ELECTROCAQUETÁ	0,0	26,0	67,0	74,6	107,0	316,0
ELECTROHUILA	0,0	39,0	78,0	86,6	123,0	339,0
EMCALI	0,0	67,0	113,0	123,5	170,0	425,0
EMEESA	0,0	1,0	12,0	27,3	42,0	148,0
EMSA	0,0	46,0	87,0	94,3	133,0	352,0
ENEL	0,0	53,0	97,0	110,1	152,0	404,0
ENELAR	0,0	29,0	82,0	92,0	135,0	406,0
ENERCA	0,0	48,0	87,0	96,4	134,0	358,0
ENERGÍA DE PEREIRA	0,0	52,0	84,0	91,4	123,0	306,0
ENERGUAVIARE	0,0	30,0	80,0	91,0	133,0	399,0
ENERTOTAL	0,0	16,0	81,0	84,8	124,0	408,0

EMPRESA	Mínimo	Primer cuartil	Mediana	Promedio	Tercer cuartil	Máximo
EPM	0,0	48,0	95,0	105,8	148,0	408,0
ESSA	0,0	14,0	47,0	70,5	109,0	348,0
VATIA	0,0	942,2	4.701,0	8.161,3	12.751,5	42.129,0

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 74. Indicadores estadísticos para los consumos estrato 2 por empresa.

EMPRESA	Mínimo	Primer cuartil	Mediana	Promedio	Tercer cuartil	Máximo
AIRE	0	97	163	179	244	625
AFINIA	0	91	161	175	239	622
CEDENAR	0	32	70	79	114	322
CELSIA	0	44	83	93,16	130	354
CENS	0	46	111	127,4	182	536
CETSA	0	68	102	113	149	358
CHEC	0	56	93	104	142	364
CEO	0	43	77	85,06	120	318
DICEL	0	49	76	80,1	107	267
DISPAC	0	41	110	123	178	527
EBSA	0	35	75	89,22	126	365
EEBP	0	59	107	126	172	476
EDEQ	0	56	85	92,65	122	293
EEP	0	46	85	96	134	358
ELECTROCAQUETÁ	0	45	85	95,16	133	359
ELECTROHUILA	0	52	95	106	148	393
EMCALI	0	76	118	131,3	174	428
EMEESA	0	15	41	47,32	67	203
EMSA	0	53	95	103	143	372
ENEL	0	59	102	115,6	157	412
ENELAR	0	61	118	134,2	185	510
ENERCA	0	50	96	108,4	151	416
ENERGÍA DE PEREIRA	0	59	91	99,76	131	320
ENERGUAVIARE	0	66	116	129,6	178	473
ENERTOTAL	0	63	105	109,7	150	376
EPM	0	63	102	113,1	151	383
ESSA	0	26	70	85,48	124	377
VATIA	0	71	127	2117	2286	15478

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Tabla 75. Indicadores estadísticos para los consumos estrato 3 por empresa.

EMPRESA	Mínimo	Primer cuartil	Mediana	Promedio	Tercer cuartil	Máximo
AIRE	0	106	184	209	285	751
ASC	0	27	69	118,3	140	834
AFINIA	0	95	183	209	291	802
CEDENAR	0	44	82	90,73	126	334
CELSIA	0	47	87	95,93	133	358
CENS	0	67	132	149	207	582
CETSA	0	65	102	113,7	151	376
CHEC	0	56	89	97,36	130	321
CEO	0	43	80	89,6	124	339
DICEL	0	60	111	144,4	179	734
EBSA	0	32	73	87,3	125	365
DISPAC	0	49	130	154,3	222	666
EEBP	0	59	123	144	195	579
EDEQ	0	57	89	94,98	126	309
EEP	0	39	83	94	134	380
ELECTROCAQUETÁ	0	43	92	106,5	150	426
ELECTROHUILA	0	52	101	117,7	164	457
EMCALI	0	73	113	123,2	163	399
EMEESA	0	29	81	91,71	141,5	255
EMSA	0	63	107	116,8	159	405
ENEL	0	59	97	108,1	145	374
ENELAR	0	44	111	139,7	198	610
ENERCA	0	54	103	117,9	163	451
ENERGÍA DE PEREIRA	0	62	95	102,4	135	326
ENERGUAVIARE	0	57	129	156,9	222,2	663
ENERTOTAL	0	79	116	124,1	161	382
EPM	0	71	108	118,7	155	377
ESSA	0	58	97	107,5	145	381
QI ENERGY	0	224	912,5	1433,2	2056	7530
VATIA	0	63	103	119,8	156	490

Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Diagnóstico sobre el Estado de la Medición Individual de Energía Eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional – 2022

Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible

Dirección Técnica de Gestión de Energía

Septiembre 2023

Carrera 18 # 84 – 35

Bogotá, D. C., Colombia

(601) 691-3005

