

Diagnóstico sobre el estado de la medición individual en el Sistema Interconectado Nacional – SIN

2020



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios



Superintendencia Delegada
para Energía y Gas

Dirección Técnica
de Gestión De Energía

Natasha Avendaño García

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Diego Alejandro Ossa Urrea

Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

Ángela María Sarmiento Forero

Directora Técnica de Gestión de Energía

EQUIPO DE TRABAJO

Jennyfer Thatiana Marin Pinilla

Tania Fernanda Matabajoy Salas

Fecha de publicación: agosto de 2021

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	6
2. ACTUALIDAD NORMATIVA.....	7
3. ANTECEDES Y METODOLOGÍA.....	9
3.1 Resultados diagnóstico de medición en el SIN 2019	9
3.2 Metodología para el diagnóstico de medición en el 2020	10
3.3 Definiciones	10
4. DIAGNOSTICO DE MEDICIÓN.....	11
4.1 Reporte al SUI	11
4.2 Medición del consumo facturado	12
4.3 Usuarios con medición estimada.....	13
4.4 Usuarios sin medidor.....	17
4.5 Peticiones quejas y reclamos por concepto de medición.....	20
4.6 Fallas en los dispositivos de medida	23
4.7 Proyectos AMI implementados en Colombia.....	24
4.8 Medición prepago	26
5. INFRAESTRUCTURA PARA REVISIÓN DE MEDIDORES.....	27
5.1 Laboratorios de calibración.....	27
5.2 Laboratorios de ensayo	29
6. SERVICIOS ADICIONALES	31
6.1 Precio de materiales y equipos de medida.....	31
6.2 Calibración de equipos de medida	33
6.3 Reconexión y suspensión del servicio.....	34
6.4 Revisión e inspección de equipos de medida.....	35
7. CONCLUSIONES.....	37
8. RECOMENDACIONES	39
9. ANEXOS.....	40
9.1 Usuarios reportados al SUI.....	40
9.2 Promedio anual de usuarios por determinación del consumo.....	41
9.3 Fallas de medidores	43
9.4 Información proyectos de medición AMI.....	46
9.5 Información de costos de servicios adicionales.....	48

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Legislación aplicable	7
Tabla 2. Regulación CREG aplicable a la medición de energía eléctrica.....	7
Tabla 3. Decretos MME aplicables a la implementación de medición avanzada	8
Tabla 4. Conceptos del cambio de medidor de la SSPD.....	8
Tabla 5. Total de usuarios por determinación del consumo (2020).....	12
Tabla 6. Inconformidades de medición 2019 - 2020	21
Tabla 7. Tasa de PQR por cada 100.000 Habitantes.....	23
Tabla 8. Resumen de fallas por causal	23
Tabla 9. Ejecución de proyectos AMI por empresa- 2020	26
Tabla 10. Usuarios con medición prepago por empresa – año 2021.....	27
Tabla 11. Laboratorios de calibración acreditados por la ONAC	28
Tabla 12. Laboratorios de ensayo acreditados por la ONAC	30
Tabla 13. Listado de medidores utilizados por las empresas.....	31
Tabla 14. Promedio anual de usuarios por empresa 2019 - 2020.....	40
Tabla 15. Promedio anual de usuarios por determinación del consumo 2020	41
Tabla 16. Cantidad de fallas por causa y por empresa.	43
Tabla 17. Resumen de fallas por causal y estrato.	45
Tabla 18. Información proyectos de medición AMI	46
Tabla 19. Materiales y medidores utilizados por las empresas.....	48
Tabla 20. Costo de materiales por empresa.....	49
Tabla 21. Costo de medidores por empresa	50
Tabla 22. Costo de calibración de medidores por empresa.....	51
Tabla 23. Costo de reconexión de medidores por empresa	52
Tabla 24. Costo de suspensión de medidores por empresa	53
Tabla 25. Costo de inspección de instalaciones por empresa.....	54
Tabla 26. Costo de inspección de instalaciones por empresa.....	55

LISTADO DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. % Lectura estimados/No. Usuarios por ESP - 2019.....	14
Ilustración 2. % Lectura estimados/No. Usuarios por ESP – 2020	15
Ilustración 3. Empresas que superaron el 3,9% de usuarios estimados.....	16
Ilustración 4. % Sin medidor/No. Usuarios por ESP – 2019	18
Ilustración 5. % Lectura estimados/No. Usuarios por ESP - 2020.....	18
Ilustración 6. Empresas que superaron el 5% y el 1,7% de usuarios sin medidor. 19	
Ilustración 7. Comportamiento de las PQR por causal durante 2020	21
Ilustración 8. Empresas con mayor cantidad de PQR – año 2020	22
Ilustración 9. Empresas con mayor índice de fallas	24
Ilustración 10. Evolución de proyectos AMI en Colombia.	25
Ilustración 11. Distribución de medición avanzada en Colombia en 2020	26
Ilustración 12. Cantidad de laboratorios por Ciudad/Municipio	29
Ilustración 13. Cantidad de laboratorios por Ciudad/Municipio	30
Ilustración 14. Precios de medidores electrónicos durante el año 2020	32
Ilustración 15. Precios de calibración de equipos de medida durante el año 2020	33
Ilustración 16. Precios de reconexión del servicio durante el año 2020.....	35
Ilustración 17. Precios de revisión de equipos de medida durante el año 2020	36

1. INTRODUCCIÓN

En el presente informe, la Dirección Técnica de Gestión de Energía - DTGE de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD, presenta los resultados del análisis efectuado sobre el estado de la medición del servicio de energía eléctrica en Colombia durante el año 2020. El documento corresponde a la continuación del trabajo iniciado con la publicación del documento “Diagnostico sobre el estado de la medición individual en el Sistema Interconectado Nacional – SIN”¹ y en esta versión aborda los avances en materia normativa de medición de energía, la información en materia de medición con la que cuenta la SSPD, el avance en infraestructura de medición avanzada, entre otros aspectos observados en la vigencia 2020.

El documento es resultado de las acciones de vigilancia que ha venido adelantando la Superintendencia a través de la DTGE, incluyendo aquellas con las empresas prestadoras frente a sus mejoras en los procesos de revisión y/o reemplazo de medidores (con énfasis en la implementación de soluciones de infraestructura de medición avanzada), así como orientaciones a las propuestas regulatorias frente a la medición en el Sistema Interconectado Nacional – SIN.

A nivel normativo, son relevantes los avances en materia de lineamientos para la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada – AMI, prevista por el Ministerio de Minas y Energía - MME, a través de las Resoluciones 40072 de 2018, 40483 de 2019 y 40142 de 2020. En este punto, durante el periodo 2020, la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG emitió para consulta las resoluciones CREG 131 y CREG 219 de 2020, donde se proponen las condiciones y el marco del alcance de AMI; además, propone la creación de un Gestor Independiente de Datos e Información – GIDI, cuya regulación será posterior pero que jugará factor importante en este esquema.

De otra parte, en el ejercicio de inspección y vigilancia, se solicitó a los diferentes agentes comercializadores del servicio público de energía eléctrica en el SIN información relacionada con el estado de los sistemas de medición en cada una de sus áreas de operación, requiriendo documentación respecto a: i) información de los proyectos AMI por comercializador, b) información de las fallas de medidores relacionando medidores por tipo de falla, tipo de usuario y estado de la falla, y iii) Información de medición prepago sobre los usuarios administrados. Información complementaria a la reportada al SUI y que ha servido para hacer seguimiento a los prestadores en esta materia, especialmente los reportes de información asociados a tipo de consumo facturado y las Peticiones, Quejas y Reclamos - PQR por concepto de medición del consumo de energía.

Es importante resaltar, que los resultados obtenidos se basan en la información proporcionada por los agentes y 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.

1

https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Publicaciones/Publicaciones/2020/Dic/diagnostico_de_medicion_2019-2.pdf

2. ACTUALIDAD NORMATIVA

Para la fecha de elaboración del presente informe, la CREG ha publicado dos resoluciones en consulta referentes a la implementación de infraestructura AMI en Colombia, además de estudios relacionados con el Gestor Independiente de Datos e Información - GIDI y mecanismos de Respuesta de la Demanda, con la finalidad de dinamizar la competencia en la comercialización de energía eléctrica. Así mismo, recientemente se expidió la Ley 2099 de 2021, en la cual se incluyen disposiciones en materia de costos de implementación de medición AMI.

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.

Tabla 1. Legislación aplicable

Legislación	Disposición
Ley 142 de 1994	“Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones”
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	“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 le. De ninguna manera este costo podrá ser trasladado al usuario en la facturación o cualquier otro medio”

Fuente: Leyes 142 y 143 de 1994 y Ley 2099 de 2021, Construcción: DTGE

En la Tabla 2 se relacionan las principales resoluciones expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG aplicables a la comercialización y medición de energía en el SIN, donde se tocan 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

Norma	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 038 de 2014	“Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes”
Resoluciones CREG 131 de 2020 y 219 de 2020	Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”
Circular 001 de 2020	Publicación informe final del estudio “Estrategias para la implementación de esquemas de señales de precios y cargos horarios a los usuarios finales en el SIN, para ser utilizados en esquemas de Respuesta de la Demanda”

Norma	Disposición
Circular CREG 008 de 2021	Publicación de los productos del estudio: “Construcción de metodologías basadas en líneas base de consumo o mecanismos alternos para programas de Respuesta de la Demanda”
Circular CREG 11 de 2021	“Publicación de estudios AMI – Gestor Independiente de Datos e Información - GIDI”

Fuente: CREG, Construcción: DTGE

Por otro lado, 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 4 0072 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: MME

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

Tabla 4. Conceptos del cambio de medidor de la SSPD

Conceptos	Descripción
Concepto 061 de 2015	Asuntos relacionados con la propiedad de los medidores del servicio de energía eléctrica, y su devolución a los usuarios una vez se han desarrollado pruebas de laboratorio sobre los mismos.
Concepto 381 de 2018	Interpretación sobre las causales válidas para el cambio de medidor si no funciona correctamente y sí existen instrumentos tecnológicos más precisos, y el debido proceso para informar al usuario.
Concepto 588 de 2018	Aclaraciones sobre el plazo al usuario para el cambio de medidor en caso de ser necesario, y condiciones a cumplir cuando se trata de cambio por avance tecnológico.
Concepto 74 de 2020	Sobre la obligación de notificar al usuario del cambio de medidor y la libre elección del usuario para adquirir el dispositivo.
Concepto 02 de 2009 (actualizado el 03 de junio del 2021)	Medición del consumo a través de instrumentos tecnológicos apropiados y determinación del consumo facturable en ausencia de tales instrumentos

Fuente: SSPD, Construcción: DTGE

3. ANTECEDES Y METODOLOGÍA

El diagnóstico presentado para la información de medición de la vigencia 2020, parte de la información contenida en el documento publicado del diagnóstico de medición de 2019, pero se concentra en aspectos del resultado de la prestación del servicio de los prestadores asociados a la medición: medición del consumo facturado, evolución de las PQR, y condiciones de falla reportadas.

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

3.1 Resultados diagnóstico de medición en el SIN 2019

La superintendencia publicó en el año 2020 el documento “Diagnóstico del estado de la medición de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional” el cual presentó el trabajo de revisión de varios años sobre la información de medición en el SIN. En dicho trabajo se consideró información tanto del SUI como información base sobre la infraestructura de medición, lo que permitió ser un documento referente de la situación de medición a 2019 en aspectos como antigüedad de la infraestructura, tipología de medidores, marcas y características mayormente implementadas, entre otros aspectos técnicos.

De acuerdo con el diagnóstico realizado en el 2019, se encontró que a partir del 2004 con la aplicación del RETIE y dado el avance de la tecnología, hubo una disminución del 40% en los medidores electromecánicos instalados a nivel nacional respecto al periodo comprendido entre 1995 e inicios del 2004; por su parte, los medidores electrónicos aumentaron su instalación en más de cinco (5) veces a partir del 2004, respecto al periodo comprendido entre 1995 e inicios del 2004.

En materia de nuevas tecnologías, se observó la iniciativa de algunos prestadores en la instalación de medidores inteligentes, generalmente a través de proyectos piloto y centrados en algunos sectores (residencial estrato 1 al 3). Con este nivel de avance se estimó que sería necesario incrementar esfuerzos para lograr llegar a la meta prevista por el MME mediante la Resolución 40072 de 2018.

El documento evidenció la importancia de tener rigurosidad en las verificaciones previas que se deben realizar antes de poner en funcionamiento el medidor, puesto que, mediante estos protocolos se pueden reducir las cantidades de PQR asociados a fallas en medición y/o inconformidades de los usuarios.

Otro resultado importante, especialmente para las acciones de supervisión de esta entidad, corresponde a la identificación de que el 2,4% de usuarios del país aún no cuenta con equipo de medida; donde se enfocarán esfuerzos sobre aquellos prestadores cuyos niveles de medición no han alcanzado el nivel mínimo de medición individual en su mercado establecido por ley.

3.2 Metodología para el diagnóstico de medición en el 2020

El análisis de información considera requerimientos de información de medición a las diferentes empresas prestadoras de electricidad, realizados durante el primer semestre de 2021 y que corresponde a información que no se encuentra reportada en el SUI.

Adicionalmente, se usó la información reportada al SUI, especialmente la asociada al formato TC2 de la resolución SSPD - 20192200020155 de 2019 o en su defecto los formatos F2 y F3 de la resolución 20102400008055 de 2010

Con esta información, se obtiene tanto el estado de la medida para el periodo comprendido entre 1 de enero de 2020 a 31 de diciembre de 2020, como el uso de tal infraestructura para la correcta determinación del consumo a los usuarios.

Así mismo, se logró observar la condición de las tasas de fallas en medidores y, paralelamente la evolución de PQR sobre determinación de consumo, información que fue analizada en conjunto con la finalidad de generar estrategias de vigilancia para aquellas empresas en las que se observara una relación causal entre estas variables.

3.3 Definiciones

Con el fin de tener mayor comprensión de los resultados del presente diagnóstico, se relaciona la definición de los términos usados a lo largo del documento; en todo caso, se recuerda que las definiciones normativas deben ser referidas a las fuentes oficiales.

- **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.
- **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 real:** Medición 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.
- **Medición por aforo o aforo:** Corresponde a uno de los mecanismos permitidos para estimar el consumo, basado en la determinación del consumo con base en las capacidades nominales de los equipos eléctricos en una instalación, la capacidad de la instalación misma, entre otros según se defina en los contratos de condiciones uniformes.
- **Medición por promedio:** Corresponde a uno de los mecanismos permitidos para estimar el consumo, basado en el 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.
- **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.
- **Calibración:** 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.

4. DIAGNOSTICO DE MEDICIÓN

El análisis presentado a continuación contiene el reporte de usuarios certificados al SUI por parte de las empresas (usuarios residencial y no residencial), PQR reportadas para cada una de las empresas, el total de usuarios sin medidor y estimados para la vigencia 2020. En el anexo del documento, se muestra el detalle de información por empresa.

4.1 Reporte al SUI

Es importante mencionar que durante el año 2020 se presentó la transición de reporte de información al SUI para los prestadores cuyos mercados de comercialización contaban con cargos aprobados bajo la Resolución CREG 015 de 2018; estos últimos debían reportar información al SUI bajo la Resolución SSPD 20192200020155 de 2019, aquellos mercados sin cargos aprobados seguirían reportando bajo la Resolución SUI 20102400008055 de 2010.

Por lo anterior, de las empresas prestadoras de servicio consideradas para la elaboración del diagnóstico, veinticuatro (24) reportaron información bajo la resolución SUI 20192200020155 de 2019, y diez (10) por medio de la Resolución SUI 20102400008055 de 2010.

En ejercicio de la inspección de la información reportada al SUI, la Dirección Técnica de Gestión de Energía – DTGE, identificó presuntas inconsistencias en el reporte de información de acuerdo con la información reportada al formato TC2 de la Resolución SSPD 20192200020155 de 2019. Estas inconsistencias estaban asociadas con los campos

relacionados con “Tipo Lectura” y “Tipo Medidor” en la cual no es coincidente la información, es decir, se genera contradicción entre si el usuario tiene o no medidor.

De acuerdo con lo anterior, se procedió a requerir a las empresas para aclarar las presuntas inconsistencias en el reporte, y en caso de ser necesario realizar los ajustes respectivos mediante la reversión de la información del SUI. En las respuestas se evidenciaron algunos errores por ajustes en sistemas comerciales de las empresas, interpretación errónea de los lineamientos de cargue y condiciones operativas que si corresponde a la realidad de la información de medida del usuario. En los casos que correspondía, se solicitó realizar la reversión de información, proceso en curso. Sin embargo, estas diferencias no son significativas frente al total de la empresa (en general menos del 0.5% de los reportes), por lo cual para efectos del diagnóstico de la información presentada se continuó con la información reportada al SUI al corte de análisis (marzo de 2021).

4.2 Medición del consumo facturado

De acuerdo con la información reportada al SUI durante el año 2020, discriminado por tipo de lectura (estimada, real y usuarios sin medida) y Empresa de Servicio Público – ESP, se encontró que en el territorio nacional en promedio durante el año 2020 el 3,91% de los consumos de los usuarios conectados al SIN son estimados (promedio de meses anteriores o usuarios en circunstancias similares), el 3,47% no tienen medidor (generalmente su estimación de consumo se realiza por aforo) y el restante 92,62% son usuarios con lectura real (diferencia de lecturas).

En la Tabla 5 se muestra el promedio de usuarios por tipo de lectura (estimada, sin medidor y real) de manera mensual, igualmente a efectos de observar la desviación sobre valores promedios, se toma como referente el valor promedio para cada uno de estos tipos de lectura el promedio del año 2019. Dicho periodo se toma como referente, teniendo en cuenta que durante el año 2020 se presentaron comportamientos atípicos a causa de la pandemia.

Tabla 5. Total de usuarios por determinación del consumo (2020)

MES	ESTIMADA		SIN MEDIDOR		REAL	
	Promedio mensual	No. usuarios	Promedio mensual	No. usuarios	Promedio mensual	No. usuarios
ENERO	3,36%	421.728	3,93%	494.043	92,71%	11.645.583
FEBRERO	3,46%	402.384	4,31%	501.233	92,23%	10.722.764
MARZO	4,65%	690.274	3,40%	504.136	91,95%	13.645.713
ABRIL	9,49%	1.104.761	4,04%	470.450	86,47%	10.069.277
MAYO	4,29%	629.471	3,22%	472.563	92,48%	13.560.029
JUNIO	3,55%	507.179	6,83%	977.493	89,62%	12.819.168
JULIO	3,35%	498.166	2,49%	370.604	94,16%	13.999.255
AGOSTO	3,67%	397.570	3,28%	355.275	93,04%	10.066.492
SEPTIEMBRE	3,50%	398.385	3,07%	349.454	93,43%	10.641.693
OCTUBRE	2,64%	259.952	2,21%	217.330	95,15%	9.354.558
NOVIEMBRE	2,44%	228.670	2,17%	203.301	95,39%	8.933.290
DICIEMBRE	1,95%	228.046	1,76%	206.827	96,29%	11.287.360
Referente 2019	2,79%		3,60%		93,61%	

Fuente: SUI, Construcción: DTGE

Con estos datos obtenidos, se identifican meses que superaron el promedio anual de usuarios con lectura estimados y sin medidor. De acuerdo con lo anterior, desde enero hasta septiembre de 2020 se superó el promedio anual del 2019 de 2.79% de usuarios con consumos estimados, situación que se acentuó durante marzo, abril y mayo de 2020 a causa de la pandemia por el COVID – 19.

De igual manera para los meses de enero, febrero, abril y junio de 2020 se evidenció una cantidad de usuarios sin medidor superior al promedio anual del año 2019, sin embargo, con lo dispuesto en la Ley 142 de 1994², se tiene estipulado que las empresas deben alcanzar por lo menos un porcentaje de macro y micromedición del 95% en relación con el número de usuarios a los que suministra el servicio de energía. De acuerdo con lo anterior, el 5% de usuarios sin medidor se superó durante el mes de junio de 2020. Finalmente, en la Tabla 15 de los Anexos, se muestra más información en relación con el tipo de lectura por ESP.

4.3 Usuarios con medición estimada

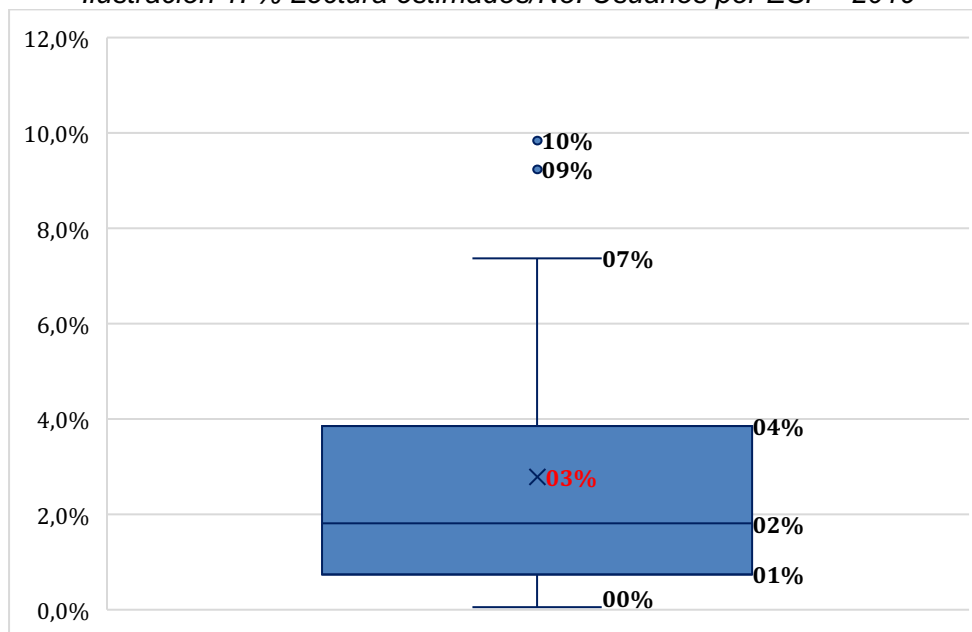
De conformidad con la ley, los consumos deben ser determinados con base en el resultado de la lectura de los medidores, y solo de manera excepcional se debe realizar la facturación con medición estimada, medición que puede hacerse por promedio o por aforo.

Con el fin de determinar el comportamiento de las empresas frente a la cantidad de usuarios de su mercado que, en promedio, son facturados con medición estimada, se compara el comportamiento individual (de cada empresa) con la tendencia (promedio) del país. Para ello, se tuvo en cuenta la relación entre la cantidad de usuarios con medición estimada respecto al número de usuarios de cada empresa, y el promedio anual usuarios con medición estimada durante el año 2019; como se ha mencionado, se aclara que el año de referencia es el 2019 dado que el año 2020 tuvo un comportamiento diferente a causa de la pandemia por COVID-19.

En virtud de lo señalado, se emplearon diagramas de cajas y bigotes, los cuales permiten identificar el porcentaje central de usuarios con medición estimada (2019), las empresas con porcentajes atípicos de medición estimada y los intervalos promedio de estimación de las empresas. Igualmente se presenta el comportamiento de la medición estimada durante el 2019, lo que como se indicará mas adelante, permite observar el cambio en el comportamiento debido a la pandemia COVID-19 durante el año 2020.

² Artículo 146 de la ley 142 de 1994

Ilustración 1. % Lectura estimados/No. Usuarios por ESP - 2019

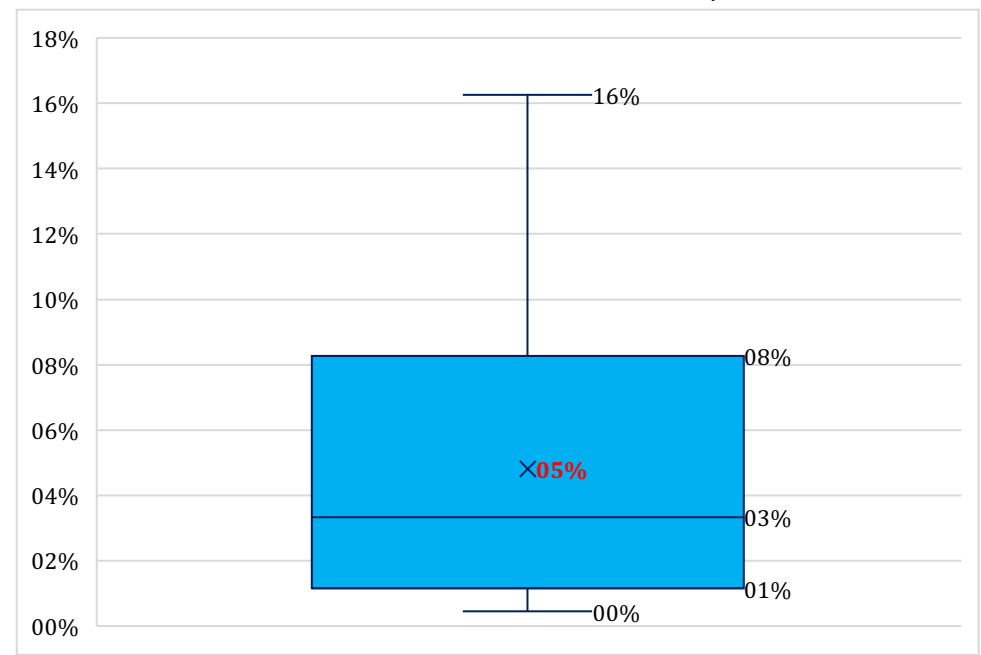


Fuente: SUI – 2019, Construcción: DTGE

De la Ilustración 1 se evidencia que para el año 2019 el porcentaje central de usuarios estimados correspondía a 2,8%, a su vez el 50% de las ESP se encontraban entre el 0,7% y el 3,9% de usuarios a los que les aplicaban estimación de lectura; por otra parte, se muestran dos datos atípicos que superan los límites establecidos en el diagrama, los cuales son 9,2% y 9,8% que correspondieron a las empresas EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP y ELECTRICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P. respectivamente. Finalmente, es importante resaltar que el límite máximo en el cual se deben encontrar las empresas corresponde al cuartil 3 con 3,9%.

Ahora bien, el comportamiento de medición estimada durante el año 2020 se presenta en la Ilustración 2. De allí se evidencia que para el año 2020 el porcentaje central de usuarios con medición estimada correspondía a 4,8%, lo que representa un incremento de 2 puntos porcentuales (p.p) en relación con el año anterior. A su vez el 50% de las ESP se encontraban entre el 1,2% y el 8,3% de usuarios a los que les aplicaban estimación de lectura, rango que también presenta una variación respecto a 2019.

Ilustración 2. % Lectura estimados/No. Usuarios por ESP – 2020



Fuente: SUI – 2020, Construcción: DTGE

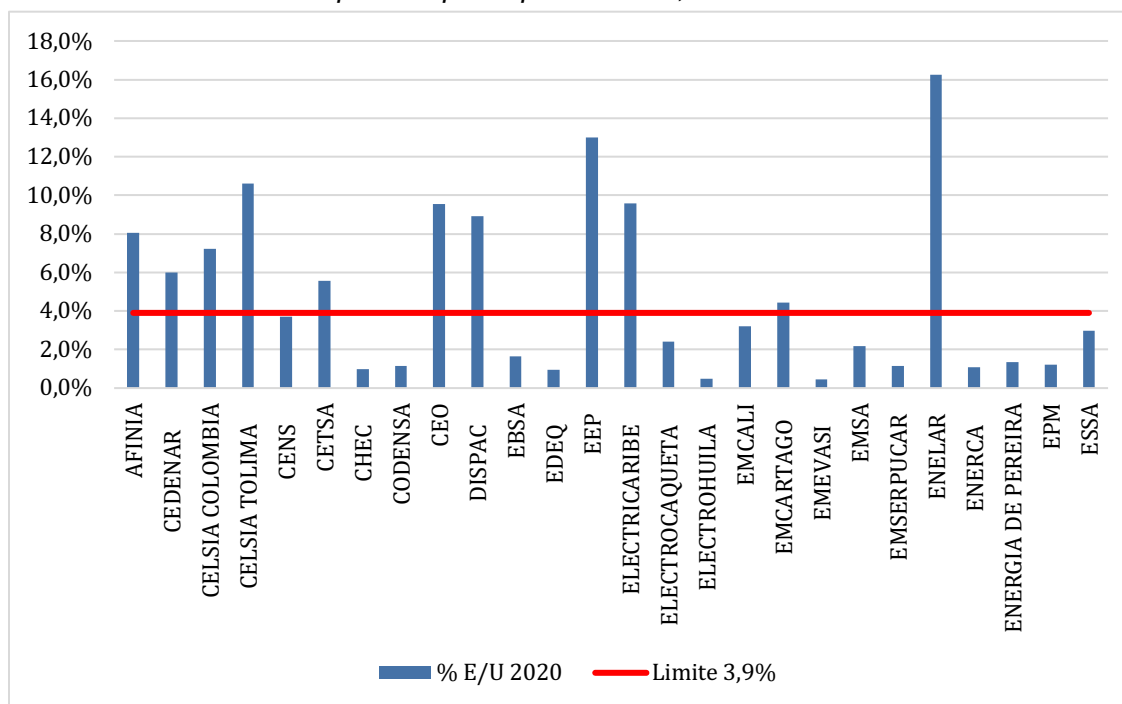
El límite superior de usuarios a los cuales se les aplicó estimación de lectura lo tiene la EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA con 16,3% de sus usuarios. Finalmente, para el año 2020 se presentó mayor variabilidad en los datos de estimación de lectura, lo que representa mayor dispersión en relación con el valor medio o central de estimación, así como un desplazamiento hacia el alza; se considera que este comportamiento estuvo relacionado con la pandemia; comportamiento que, dados los lineamientos dados por el regulador de manera especial durante dicha condición, dieron inicio a las acciones de vigilancia y control por parte de la Superservicios para algunas empresas.

Empresas que superaron el límite de usuarios con medida estimada

De acuerdo con el límite de usuarios con medida estimada usado como referencia, el cual corresponde al 3,9%³, se procedió a comparar con los porcentajes de estimación de usuarios de cada empresa, encontrando que 11 de los 26 agentes que reportaron estimar usuarios al SUI durante el 2020⁴, superaron el límite del 3,9% tal como se muestra en la Ilustración 3.

³ Corresponde al cuartil 3 del promedio anual de usuarios estimados durante el 2019.
⁴ No se tuvo en cuenta los datos reportados por AIR-E, toda vez que no reportaron la totalidad de la información comercial al SUI durante el año 2020.

Ilustración 3. Empresas que superaron el 3,9% de usuarios estimados



Fuente: SUI – 2019 y 2020, Construcción: DTGE

Frente a lo anterior, la DTGE de esta Superintendencia procedió a realizar Informes de Gestión – IG, no solo a las empresas que superaron dicho límite, sino también aquellas que presentaron un incremento considerable en la cantidad de reclamaciones por estimación de consumos durante la pandemia frente a sus propios valores históricos, como es el caso de CODENSA S.A. E.S.P. y EPM S.A. E.S.P.

En resumen, por un presunto incremento en la facturación con medición estimada y no con la lectura real existiendo los elementos para ello, se iniciaron investigaciones a las empresas ENELAR, CODENSA, EPM, CETSA, DISPAC, CEO, CELSIA COLOMBIA, CELSIA TOLIMA y CEDENAR. y las anteriormente mencionadas CODENSA y EPM.

En el caso de empresas cuyo comportamiento de estimación de la medición se ha evidenciado de manera histórica mayor al de la media del país, y no como una condición transitoria por la pandemia, es preciso definir mecanismos para que se implementen soluciones estructurales. En el caso de las empresas ELECTRICARIBE y EMCARTAGO, que fueron intervenidas por la Superservicios y precisamente en el año 2020 fueron definidos los nuevos prestadores, definitivos o en administración, dichos nuevos agentes tienen compromisos de mejora por lo cual se hará seguimiento a que, en materia de medición por estimación, su comportamiento mejore. Así mismo, con los prestadores, EEP⁵ y DISPAC, se revisará la estrategia para un plan de mejora en el corto plazo.

⁵ EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP

4.4 Usuarios sin medidor

En el caso de usuarios que no tienen medidor, si bien el mercado es creciente y la Ley permite un plazo de instalación del medidor⁶ en el cual podría ser posible no contar con este, es preciso indicar que el nivel de macro y medición, establecido en el art. 146 de la Ley 142, es como mínimo del 95%.

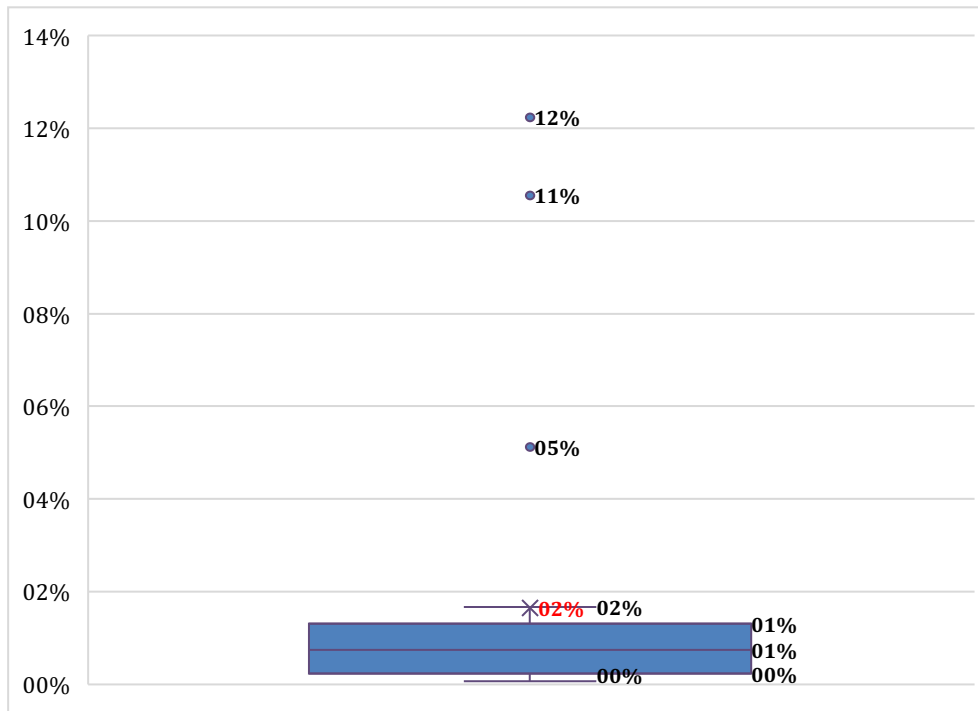
En aras de considerar dicho cumplimiento, así como el comportamiento de una empresa en comparación con el promedio país, para el análisis de usuarios sin medidor se presenta tanto las empresas que superan el 5% de usuarios sin medidor como aquellas que están distantes de la media de usuarios sin medidor del país. Para el análisis de este último comparativo, se tuvo en cuenta la relación entre la cantidad de usuarios sin medidor respecto al número de usuarios de cada empresa, y el promedio anual de usuarios sin equipo de medida durante el año 2019.

Para los análisis se emplearon diagramas de cajas y bigotes, que permiten identificar el porcentaje central de usuarios sin medidor, las empresas con porcentajes atípicos de usuarios sin dispositivos de medida y los intervalos promedio de las empresas de usuarios sin medidor, en relación con el número total de usuarios que suministran el servicio de energía.

En primera medida, en la ilustración 4 se muestra el comportamiento de la variable de usuarios sin medidor para la vigencia 2019. En dicho año, el porcentaje central de usuarios sin medidor correspondía a 1,7%, a su vez el 50% de las empresas se encontraban entre el 0,2% y el 1,3% de usuarios de su mercado sin medidor. En el mismo diagrama de cajas y bigotes, se evidencian tres datos atípicos fuera de los percentiles, se trata de valores de 5,1%, 10,5% y 12,2% que correspondieron a las empresas CODENSA, DISPAC y ELECTRICARIBE, respectivamente. En este caso, no solamente se encuentra fuera del límite máximo de la tendencia del país, sino que adicionalmente no corresponde con el nivel de micromedición esperada según la ley (que equivale a un nivel de usuarios sin medición individual del 5%).

⁶ El artículo 146 de Ley 142 de 1994 establece que posterior a 6 meses después de la conexión del suscriptor o usuario la no instalación del medidor corresponde a una omisión de la empresa.

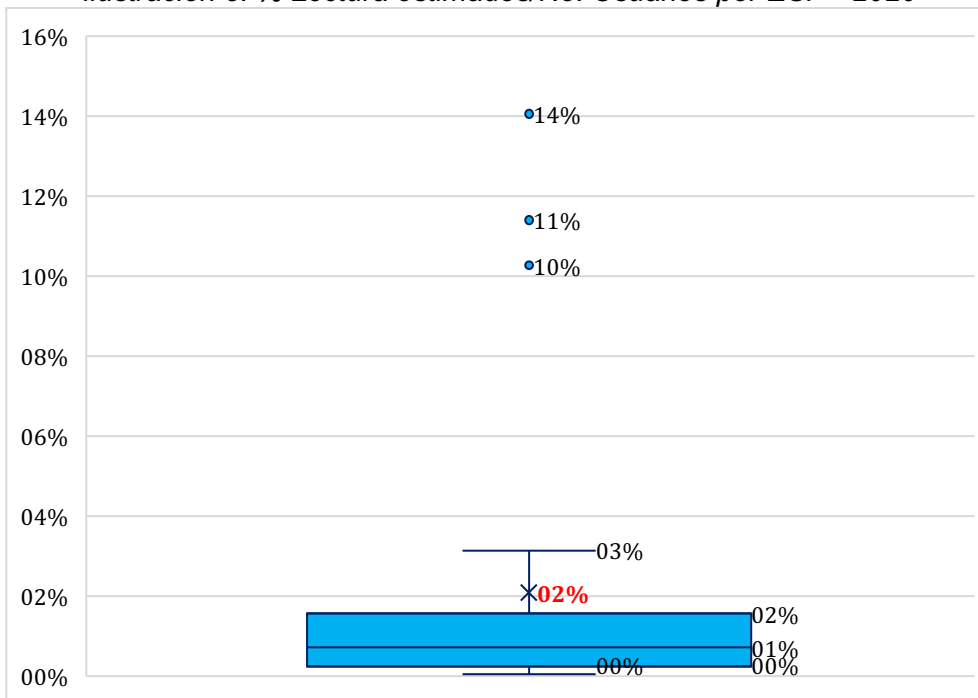
Ilustración 4. % Sin medidor/No. Usuarios por ESP – 2019



Fuente: SUI – 2019, Construcción: DTGE

Ahora bien, mirando este comportamiento para la vigencia 2020, en la Ilustración 5 se presenta el diagramas de cajas y bigotes el resultado del porcentaje de usuarios sin medidor.

Ilustración 5. % Lectura estimados/No. Usuarios por ESP - 2020



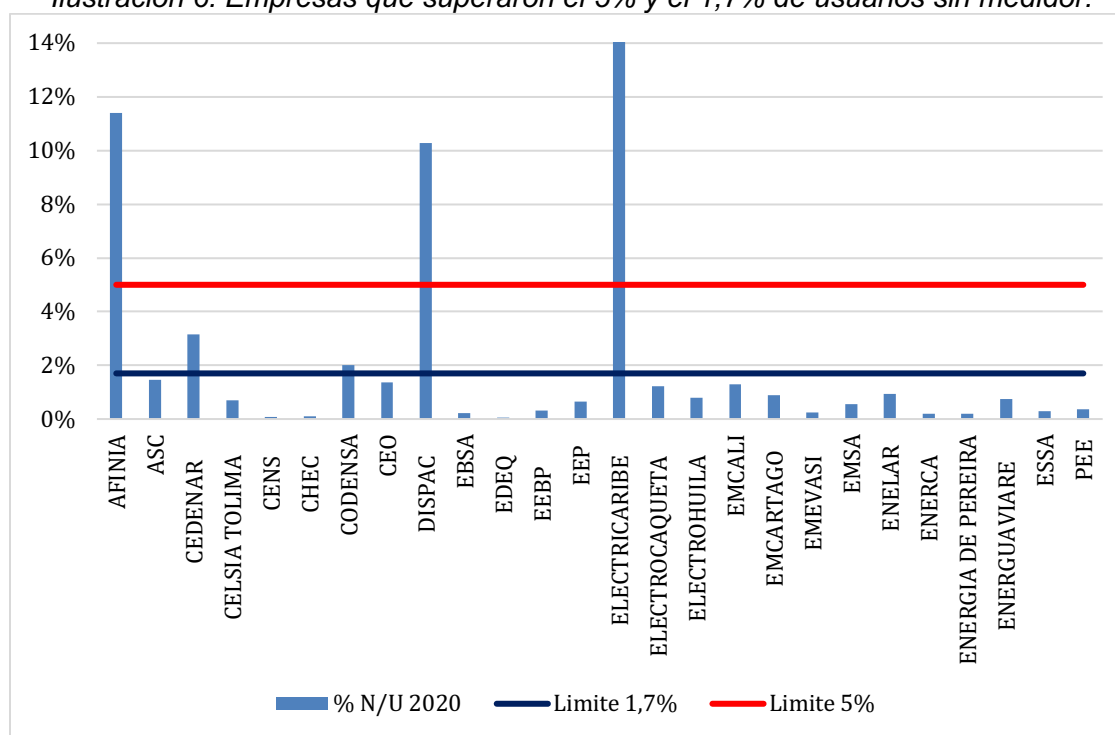
Fuente: SUI – 2020, Construcción: DTGE

De acuerdo con la información mostrada en la Ilustración 5, el valor central corresponde a 2,1%, lo que representa un incremento del 0,4 p.p. en relación con el año anterior. A su vez el 50% de las empresas se encuentran entre el 0,2% y el 1,6% de usuarios sin medidor; igualmente se evidencian muestran tres datos atípicos que superan los límites establecidos en el diagrama, con valores de 10,3%, 11,4% y 14,1% que corresponden a las empresas DISPAC, AFINIA y ELECTRCARIBE⁷, respectivamente. Esta condición se mantiene desde el año 2019 lo que conlleva a la necesidad de estructurar e implementar medidas para cumplir con los niveles de micromedición, dado que las empresas superan el valor de 5% de usuarios sin medidor.

Empresas que superaron el límite de usuarios sin medidor

Presentando el resultado de análisis por empresa y tomando como referencia tanto el nivel de micromedición establecido en el artículo 146 de la Ley 142⁸, como la referencia según el promedio país de usuarios sin medida 1,7%⁹, se encuentra que, 5 de las 27 que reportaron usuarios sin medidor SUI durante el 2020, superaron el límite del 1,7% y de esas empresas 3 superan el límite del 5%, tal como se muestra en la Ilustración 6.

Ilustración 6. Empresas que superaron el 5% y el 1,7% de usuarios sin medidor.



Fuente: SUI – 2019 y 2020, Construcción: DTGE

⁷ No se observa a la empresa AIR-E dado que no se tuvo en cuenta para el análisis de la información del año 2020, dado que presentó problemas para el reporte al SUI, para los meses de octubre, noviembre y diciembre del año 2020.

⁸ Se entiende como el límite del 5% de usuarios sin medida individual.

⁹ Corresponde al cuartil 3 del promedio anual de usuarios sin medidor durante el 2019.



Ante estas situaciones, la Superintendencia a través de la Dirección Técnica de Gestión de Energía, ha puesto especial atención en las empresas DISPAC y ELECTRICARIBE (ahora AIR-E y AFINIA), debido a que tienen un nivel alto de usuarios sin medidor para los meses de enero a diciembre de 2020,

En el caso de la empresa DISPAC, se han hecho requerimientos de información respecto a los proyectos adelantados para incrementar los niveles de macro y micromedición en su mercado, y se han realizado mesas de trabajo para hacer seguimiento a las problemáticas identificadas en su mercado¹⁰ y el avance de los proyectos para disminuir los niveles de usuarios sin medidor; esta información busca consolidar las acciones de mejora por parte de la empresa y son de seguimiento por parte de la entidad.

Por otra parte, para los usuarios del mercado atendido por la empresa ELECTRICARIBE hasta septiembre de 2020, y por las empresas AIR- E y AFINIA que entraron a operación a partir del 1 de octubre en cada segmento de dicho mercado, se estableció la necesidad de incluir dentro del programa de gestión de largo plazo (PGLP) suscrito con cada empresa¹¹ las acciones para reducir el número de usuarios sin medidor. En este sentido, como parte de los indicadores de uno de los objetivos del PGLP asociado con la reducción de pérdidas, se encuentra la instalación de medidores, en general llegando al nivel de micromedición cercano al 5% al final del programa (2025) suscrito con cada empresa.

En cuanto a las empresas que superaron el límite del 1.7% de la tendencia nacional, si bien se encuentran dentro del nivel de micromedición esperado por ley, se encuentran por encima del 75% de las empresas con usuarios sin equipo de medida y se considera que pueden reducir el número de usuarios sin medida acercándose a la tendencia de las demás empresas del país. Por lo anterior, se realizaron requerimientos a CEDENAR y CODENSA para conocer sus gestiones e invitar a implementar acciones para reducir tales indicadores.

Resultado de este ejercicio, CODENSA informó que durante el año 2020 redujo el número de usuarios sin medidor y para el 2021 se encuentra realizando gestiones con la finalidad de normalizar la medición, en especial en las áreas rurales del departamento Cundinamarca. Por su parte CEDENAR manifiesta que el incremento de usuarios sin medición corresponde a la integración de usuarios ZNI en su mercado debido al proyecto de interconexión Cauca – Nariño, sin embargo, que ha dado inicio a las gestiones para normalizar la medición de dichos usuarios.

4.5 Peticiones quejas y reclamos por concepto de medición

De acuerdo con el seguimiento realizado por la DTGE a las PQR reportadas en el SUI por los prestadores, para efectos del diagnóstico de medición se consideraron aquellas causales reportadas que estuviesen asociadas a temas de medición del consumo. Estas causales y su comportamiento durante la vigencia 2019 y 2020 se muestran en Tabla 6, mostrando que, aunque la tendencia se mantiene, el nivel de PQR, para el año 2020 aumentó un 7,5% respecto al total de PQR por año.

¹⁰ La empresa ha informado sobre afectaciones del orden público y de seguridad que dificultan la ejecución de programas de medición.

¹¹ Programas de gestión que pueden ser consultados en la página <https://www.superservicios.gov.co/servicios-vigilados/energia-gas-combustible/programas-de-gestion>

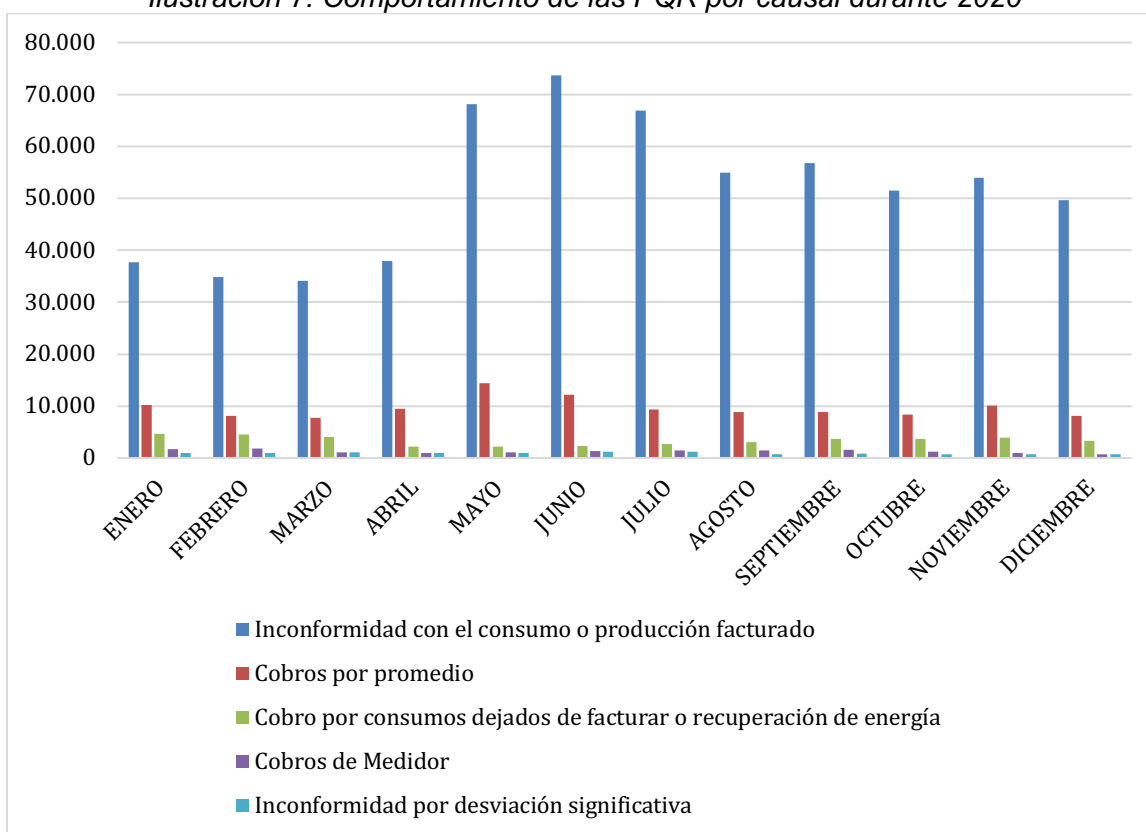
Tabla 6. Inconformidades de medición 2019 - 2020

Tipo de Inconformidad	PQR 2019	PQR 2020
Cobro por consumos dejados de facturar o recuperación de energía	60.545	41.010
Cobros de Medidor	20.853	15.378
Cobros por promedio	128.670	118.603
Inconformidad Aforo	44.742	30.547
Inconformidad Consumo o Producción Facturado	514.325	628.398
Inconformidad Desviación Significativa	11.881	10.961
Totales	781.016	844.897

Fuente: SUI, Construcción: DTGE

En la Ilustración 7 se presenta el consolidado de PQR por inconformidad el tipo de inconformidad, para cada uno de los meses, y donde se observa un comportamiento estable durante los meses de enero a marzo, sin embargo, de abril a mayo las inconformidades por parte de los usuarios aumentaron en un 60% respecto al mes anterior.

Ilustración 7. Comportamiento de las PQR por causal durante 2020



Fuente: SUI, Construcción: DTGE

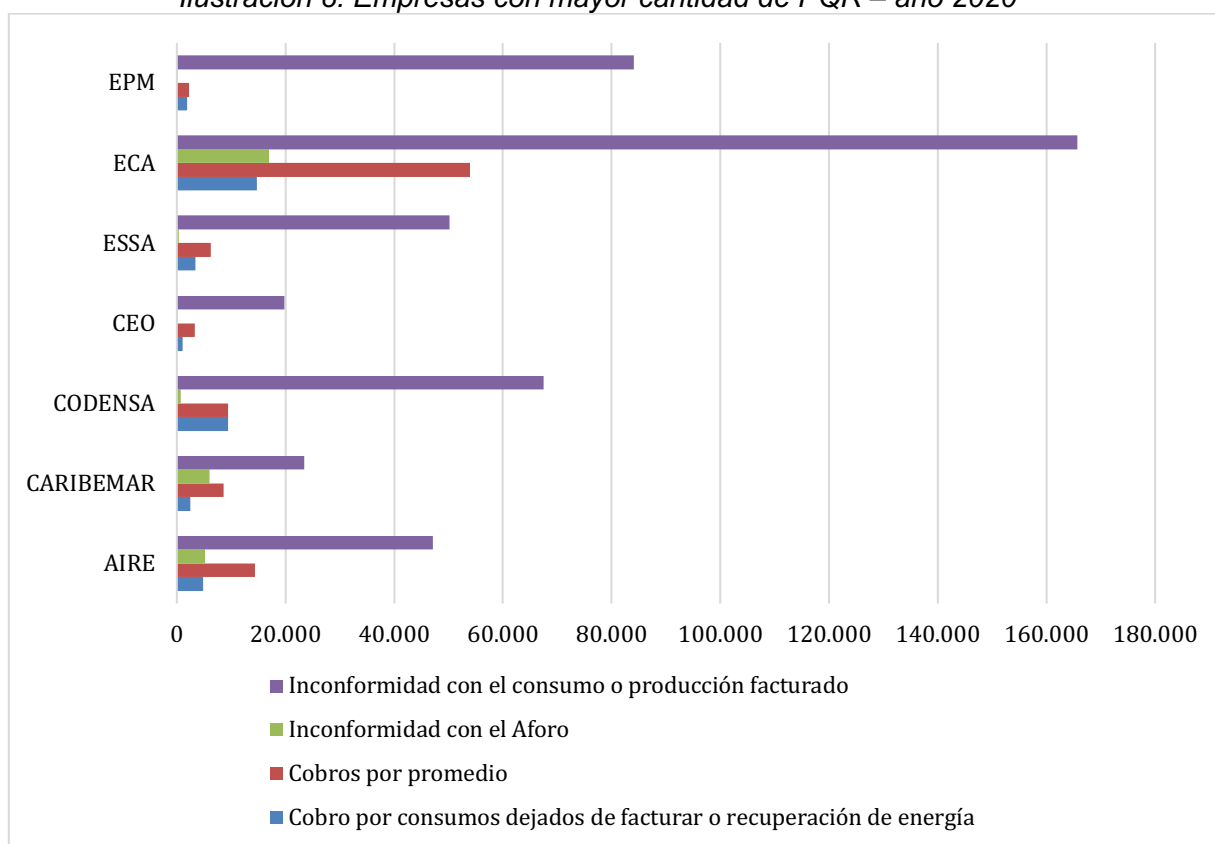
De acuerdo con la ilustración, la mayor causal de PQR allegadas a la SSPD corresponde a inconformidades por el consumo o producción facturado que representa el 77% del total de inconformidades; debido a la emergencia sanitaria ocasionada por el COVID 19 y en vista de las medidas de confinamiento impartidas por el Gobierno Nacional donde la mayor parte del sector residencial al pasar más tiempo en sus hogares incrementaron el consumo de energía.

Comportamiento de PQR por empresa.

Realizando una revisión por las empresas, con información reportada al SUI, se encuentra que las empresas con mayor cantidad de PQR están asociadas generalmente a los mercados mas grandes, lo que encuentra relación entre el número de usuarios y el número de reclamaciones.

Tomando las empresas con mayor número de reclamación y considerando el tipo de causal, en la Ilustración 8 se logra apreciar un mayor nivel de inconformidades para las empresas ELECTRICARIBE (ECA) y EPM para la causal “*inconformidad con el consumo o producción facturado*”, dicho nivel de PQR se infiere a causales de la pandemia por COVID-19 mencionadas anteriormente.

Ilustración 8. Empresas con mayor cantidad de PQR – año 2020



Fuente: SUI, Construcción: DTGE

Con el fin de revisar la información de PQR de manera comparativa entre las anteriores empresas, se determinó identificar la tasa de fallas por cada 100.000 habitantes, realizando el análisis por causal. La Tabla 7 permite identificar, que de las empresas con mayor número de PQR reportados, la empresa CEO presenta un indicador de mayor cantidad de quejas por cada 100.000 habitantes, para casi todas las causas de queja.

Tabla 7. Tasa de PQR por cada 100.000 Habitantes

Causal	CODENSA	CEO	ESSA	ELECTRI CARIBE	EPM
Cobro por consumos dejados de facturar o recuperación de energía	270	1.869	405	525	539
Cobros de Medidor	340	252	13	0	37
Cobros por promedio	269	5.926	744	1.922	647
Inconformidad con el Aforo	20	5	48	603	8
Inconformidad con el consumo o producción facturado	1.934	34.918	6.035	5.899	23.647
Inconformidad por desviación significativa	386	352	393	0	0

Fuente: SUI, Construcción: DTGE

4.6 Fallas en los dispositivos de medida

Con el fin de conocer el tipo de fallas que se presentan en los equipos de medida, se solicitó información a los comercializadores. Según las respuestas dadas a los requerimientos, se encuentra que 36 comercializadores reportaron el detalle de las fallas en sus sistemas de medida, información detallada que se encuentra en el Anexo del presente documento.

La Tabla 8 resume el reporte de las fallas más representativas de la información remitida por parte de las empresas siendo la mayor causa la falla de comunicación, seguida por fallas de calibración. Toma relevancia identificar que el mayor número de fallas es por la comunicación, considerando el bajo número de medidores que usan canales de comunicación (1.3% de AMI según información a 2020); situación que deberá atenderse y dar lineamientos normativos para condiciones de comunicación de manera conjunta con los programas de implementación de medición AMI.

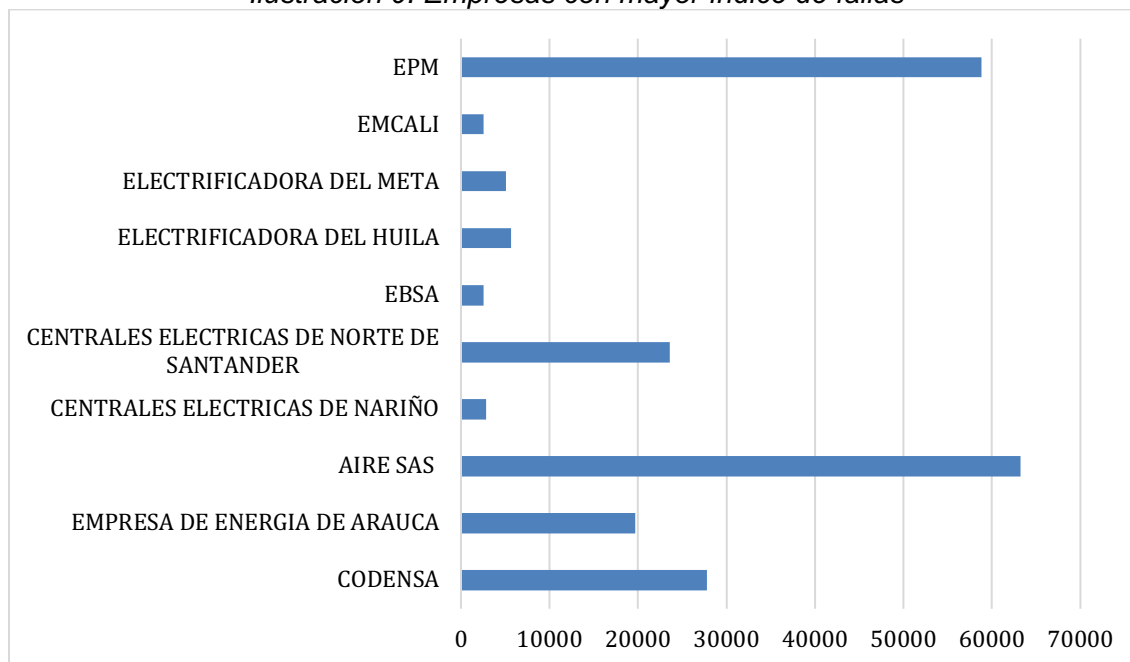
Tabla 8. Resumen de fallas por causal

Tipo Falla	CANTIDAD FALLAS	PORCENTAJE
Fallas de calibración	43.340	19,90%
Cortocircuito	10.300	4,70%
Hurto	6.032	2,80%
Descargas	5.586	2,60%
Sobre- Corriente	1.403	0,70%
Conexión	903	0,40%
IP	440	0,20%
Otras	65.306	30,00%

Fuente: Información masiva, Construcción: DTGE

Según la información reportada, en la Ilustración 9 se muestran las empresas con mayor número de fallas. Allí se aprecia un nivel de fallas más representativo en la empresa AIR-E seguido de la EPM y CODENSA, lo anterior considerando que son los mercados con el mayor número de usuarios y por tanto de medidores, puede ser explicando mas en este factor que en una situación estructural de su sistema de medición; en todo caso se considera necesario implementar acciones para reducir las fallas del sistema de medida, que generan un nivel de reclamación por parte de los usuarios.

Ilustración 9. Empresas con mayor índice de fallas



Fuente: Información masiva, Construcción: DTGE

4.7 Proyectos AMI implementados en Colombia

La medición inteligente juega un papel importante en el sector eléctrico colombiano, no solo por los beneficios que representa en aspectos comerciales (reducción de pérdidas no técnicas, dinamiza la competencia del mercado minorista, lectura y desconexión remota), sino también en aspectos técnicos que se reflejan en mejoras en la calidad del servicio, al disminuir la duración de interrupciones.

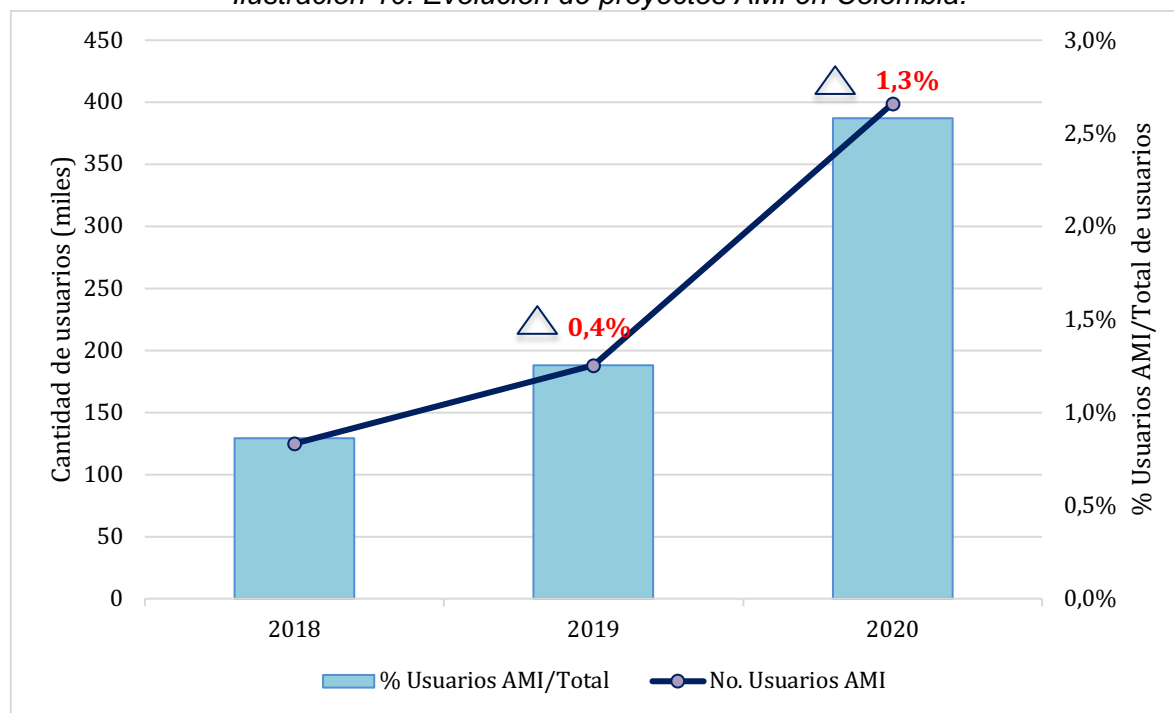
Desde el diagnóstico publicado en 2020, la Superintendencia ha venido haciendo seguimiento a la implementación de Infraestructura de Medición Avanzada – AMI¹², y para este diagnóstico se continúa con dicho ejercicio, actualizado con base en la información solicitada y suministrada por las empresas sobre los proyectos implementados durante el año 2020. Al respecto, se tuvo respuesta de nueve (9) empresas, quienes informan que con ello han beneficiado a 211.968 usuarios con un total de 25 proyectos implementados en el año 2020.

En la Ilustración 10, se muestra la evolución de proyectos de implementación AMI reportados a esta Superintendencia desde el año 2018 hasta el año 2020, encontrando que se ha tenido un incremento en relación con el año anterior que corresponde al 0,4% y el 1,3% para el año 2019 y el año 2020, respectivamente. Por otra parte, en la ilustración se muestra la cantidad acumulada de usuarios con esquemas AMI, en relación con el porcentaje de participación de estos usuarios respecto al total del SIN. En general, aunque

¹² Por sus siglas en inglés, Advanced Meter Infrastructure.

se evidencia que se tuvo un incremento considerable en implementación AMI durante el año 2020, aún solo se tiene una cobertura del 2,6% de infraestructura AMI en Colombia¹³.

Ilustración 10. Evolución de proyectos AMI en Colombia.



Fuente: Información masiva & SUI, Construcción: DTGE

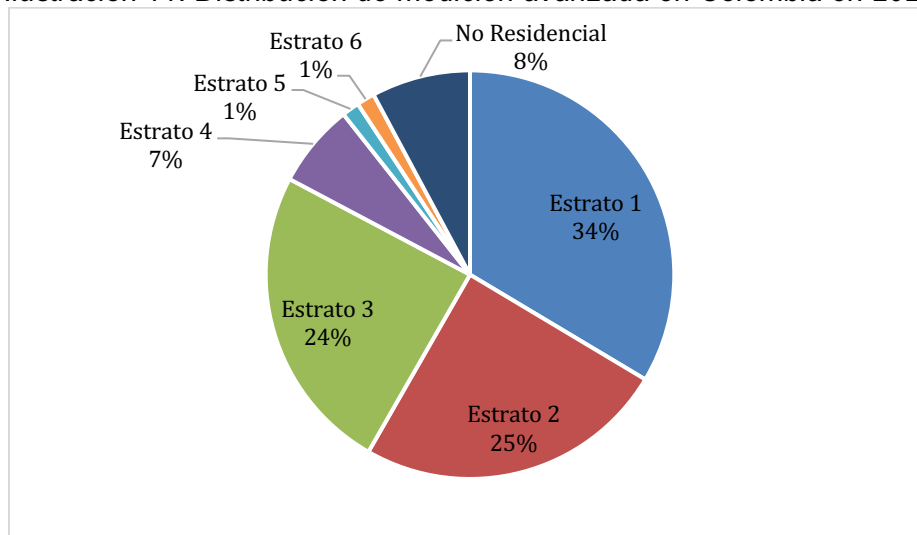
Clasificación AMI en Colombia.

Conforme a la información reportada por las empresas en la masiva, durante el año 2020 se instalaron 211.968 medidores avanzados en Colombia, de los cuales el 92% de los medidores inteligentes se encuentran instalados en el sector residencial, principalmente en estratos 1 y 2 (con participación del 58%). Lo anterior representa beneficios para dichos usuarios y para todo el sistema, debido a que las empresas, mediante estos dispositivos de medida, pueden disminuir las pérdidas no técnicas de energía, mediante la funcionalidad de alerta ante manipulación de los dispositivos por personal externo.

De igual manera, los usuarios no residenciales cuentan con el 8% de medidores AMI, en donde predomina el sector comercial, como se observa en la Ilustración 11.

¹³ De acuerdo con la información reportada por las ESP en la masiva.

Ilustración 11. Distribución de medición avanzada en Colombia en 2020



Fuente: Información masiva & SUI, Construcción: DTGE

Por otra parte, en la Tabla 9 se relacionan las empresas que reportaron implementar proyectos AMI durante el 2020. En general, se logra apreciar que la mayoría de los proyectos culminaron de manera satisfactoria, sin embargo, EMSA y ENELAR tienen un valor muy pequeño de medidores proyectados. En la Tabla 18 del Anexo se encuentra mayor detalle de los proyectos implementados durante el 2020.

Tabla 9. Ejecución de proyectos AMI por empresa- 2020

Empresa	Cantidad Proyectos	Cantidad Medidores	Avance del proyecto
CELSIA COLOMBIA	5	63.001	100%
CELSIA TOLIMA	2	3.354	100%
CEO	2	7.935	29%
CODENSA	3	89.138	100%
DISPAC	2	3.113	32%
EEP		374	100%
EMCALI	2	44.990	100%
EMSA	8	8	100%
ENELAR	1	55	100%
Total	25	211.968	

Fuente: Información masiva, Construcción: DTGE

4.8 Medición prepago

Uno de los aspectos de interés del presente diagnóstico es la implementación de soluciones prepago para aquellos usuarios que no cuentan con la capacidad de pago suficiente para acceder al servicio de energía eléctrica las 24 horas, esto es, aquellos usuarios que con base a su capacidad; compran por adelantado el valor de su energía en kWh. A continuación, podemos apreciar las empresas con reporte de usuarios con medición prepago:

Tabla 10. Usuarios con medición prepago por empresa – año 2021

ESP	Barrios Subnormales	Áreas Rurales de Menor Desarrollo	Zonas de Difícil Gestión	Otros	Total
AIRE	0	0	402	1.677	2.079
CELSIA COLOMBIA	0	0	2	78	80
CELSIA TOLIMA	0	1	0	2	3
CENS	0	21	0	19.784	19.805
DISPAC	0	0	71	223	294
ELECTRIFICADORA DEL META	89	0	0	638	727
EMCALI	0	0	0	4.508	4.508
ENERTOTAL	301	1	0	0	302
EPM	0	14.464	1.169	267.948	283.581
ESSA	0	0	0	32.400	32.400
TOTAL	390	14.487	1.644	327.258	343.779

Fuente: Información de la masiva, Construcción: DTGE

El reporte de empresas corresponde a usuarios residenciales en un 95%, usuarios pertenecientes a áreas rurales de menor desarrollo 4%, 0,5% a usuarios de Zonas de Difícil Gestión y 0,1% a usuarios pertenecientes a Barrios Subnormales.

De la Tabla 10 se puede apreciar que en su gran mayoría los usuarios que cuentan con medición prepago son EPM con 283.581 usuarios, seguido por ESSA con 32.400 usuarios y CENS con 19.805 usuarios.

Respecto al registro de la información en el TC2 del SUI, las empresas con mayor representación de usuarios con medidor prepago registran los consumos como lectura real en kWh; en donde cada valor recargado en pesos corresponde a su equivalente en kWh. Es decir, por cada recarga del usuario aparece un registro en el TC2.

5. INFRAESTRUCTURA PARA REVISIÓN DE MEDIDORES

La Superintendencia considera oportuno presentar la información de la infraestructura con la que cuente al país para la calibración y revisión de medidores, lo cual es de utilidad para los usuarios a la hora de solicitar o requerir este tipo de pruebas dentro del marco de sus reclamaciones.

5.1 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

Tabla 11. Laboratorios de calibración acreditados por la ONAC

LABORATORIOS DE CALIBRACIÓN
AIR-E S.A.S. E.S.P.
ELGAMA SISTEMOS DE COLOMBIA S.A.S. - ELGSIS S.A.S.
CAM COLOMBIA MULTISERVICIOS S.A.S. - CAM MULTISERVICIOS
VERITEST S.A.S
SERVIMETERS S.A.S.
DIGITRON LTDA
PINE COM ASIA PCA COLOMBIA S.A.S.
METROBIT LTDA
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. – ESSA E.S.P.
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P. - EMCALI E.I.C.E. E.S.P
INPEL S.A.
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A E.S.P. - CENS S.A. E.S.P.
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. – CHEC S.A. E.S.P.
CORPORACIÓN CENTRO DE INNOVACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO DEL SECTOR ELÉCTRICO - CIDET
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
METREX S.A.
COMPAÑÍA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS - EBSA ESP
INDUSTRIA ELECTRICA DEL CAUCA S.A.S. - INELCA S.A.S
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.

Fuente: Pagina web de la ONAC, consulta junio 2021 - Construcción: DTGE

Ilustración 12. Cantidad de laboratorios por Ciudad/Municipio



Fuente: Pagina web de la ONAC, Construcción: DTGE

5.2 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. Las pruebas realizadas a los equipos de medida tienen 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

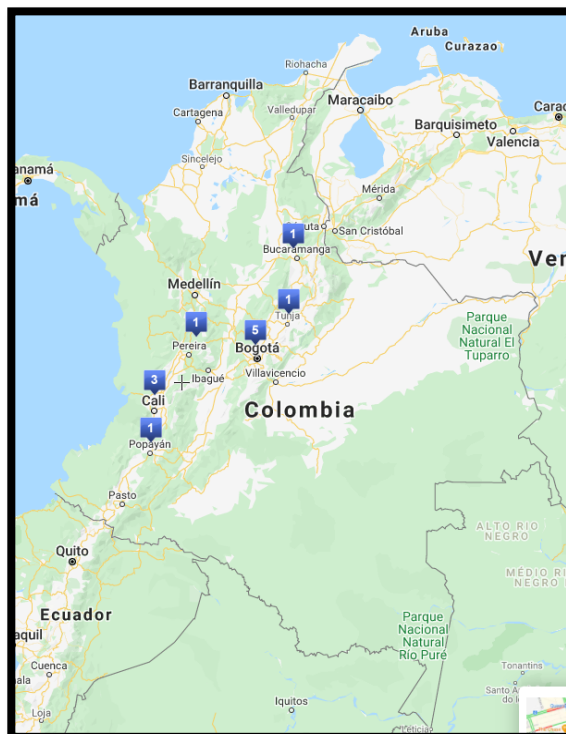
- Método de indicador de ausencia de carga
- Arranque
 - Método de revoluciones o pulsos
 - Método de Indicador de ausencia de carga
- Verificación de la constante
 - Método de dosificación de energía
- Propiedades dieléctricas
 - Método Directo

Tabla 12. Laboratorios de ensayo acreditados por la ONAC

LABORATORIOS DE ENSAYO
METROBIT LTDA
VERITEST S.A.S.
PINE COM ASIA PCA COLOMBIA S.A.S.
SERVIMETERS S.A.S.
ELGAMA SISTEMOS DE COLOMBIA S.A.S. - ELGSIS S.A.S.
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. – ESSA E.S.P.
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P. - EMCALI E.I.C.E. E.S.P
INPEL S.A.
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. – CHEC S.A. E.S.P.
METREX S.A.
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS - EBSA ESP
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.

Fuente: Pagina web de la ONAC, Construcción: DTGE

Ilustración 13. Cantidad de laboratorios por Ciudad/Municipio



Fuente: Pagina web de la ONAC, Construcción: DTGE

6. SERVICIOS ADICIONALES

Tal como se establece en el artículo 27 de la Resolución CREG 108 de 1997, las empresas prestadoras del servicio público de energía 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.

Adicionalmente, en la Resolución CREG 225 de 1997 se hace referencia a los cargos asociados con la conexión, calibración, reconexión y otros cobros del servicio público domiciliario para usuarios regulados del SIN, tal como se consagra en el artículo 96 de la Ley 142 de 1994¹⁴. Si bien este valor no está regulado, la Superintendencia en aras de contar con información para hacer seguimiento y vigilancia a estos valores cobrados al usuario, mediante la Resolución SSPD 20192200020155 estableció el reporte de algunos de los conceptos anteriormente mencionados, con base en la cual en este informe se incluye dicha información para conocimiento del público en general.

En general, los valores reportados de los servicios adicionales cobrados por las empresas están relacionados por tipo de medidor, según el siguiente listado:

Tabla 13. Listado de medidores utilizados por las empresas

MEDIDORES
Medidor electromecánico 1F 2H
Medidor electromecánico 1F 3H
Medidor electromecánico 2F 3H
Medidor electromecánico 3F 4H
Medidor electrónico 1F 2H
Medidor electrónico 1F 3H
Medidor electrónico 2F 3H
Medidor electrónico 3F 4H

Fuente: SUI 20192200020155 Formato T14, Construcción: DTGE

6.1 Precio de materiales y equipos de medida

En cuanto al precio de materiales asociados a la instalación de equipos de medida, en las Tabla 20 y Tabla 21 del anexo se relacionan en detalle los valores cobrados por las empresas durante el año 2020 en materiales y equipos. En general este valor es en promedio de \$ 83.953, pero el costo para los medidores monofásicos usados en estratos bajos es alrededor de \$10.494.

¹⁴ "Artículo 96. Otros cobros tarifarios. Quienes presten servicios públicos domiciliarios podrán cobrar un cargo por concepto de reconexión y reinstalación, para la recuperación de los costos en que incurran."

En cuanto a los precios cobrados por las empresas por concepto de equipos de medida, en la Ilustración 14 se observa por empresa y por tipo de medidor, la dispersión de los valores cobrados. Es pertinente resaltar que la mayoría de las empresas durante el año 2020 únicamente comercializaron medidores electrónicos, ya que son equipos de medida con menor obsolescencia y con mayor precisión.

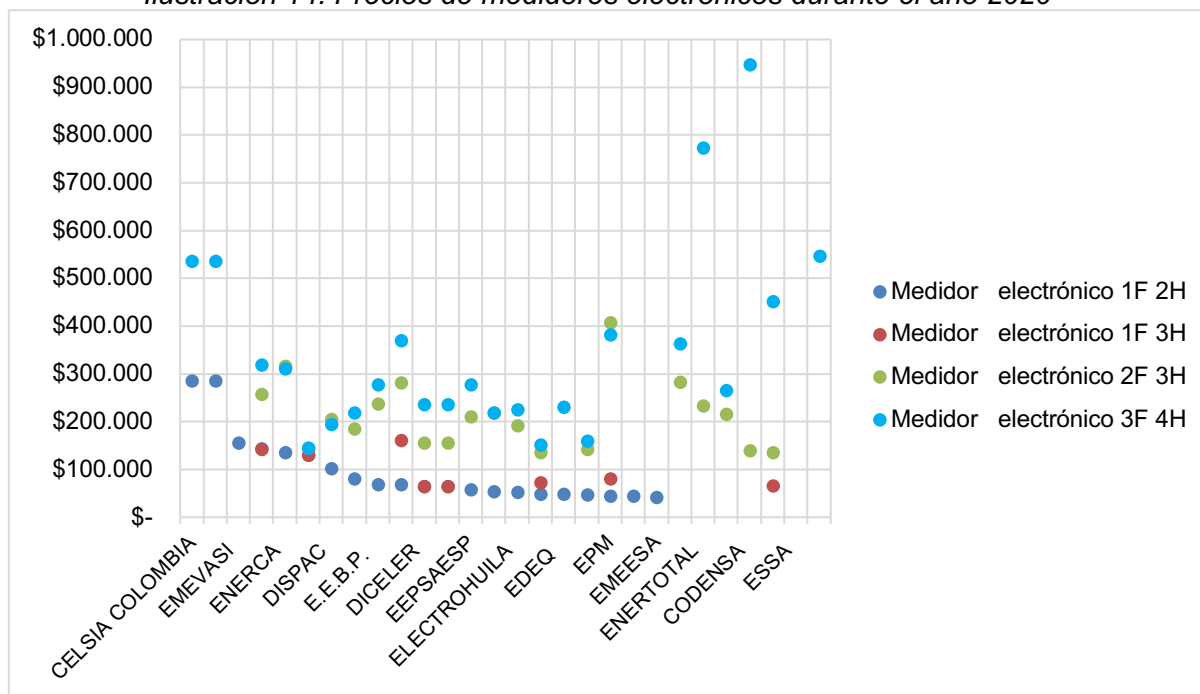
En promedio los medidores electrónicos monofásicos bifilares de \$ 97.044, y la variación o dispersión de los datos (desviación estándar) con respecto a su promedio corresponde a \$ 72.191, donde la empresa EMEESA cobra el mínimo valor en relación con las demás empresas y por su parte CETSA y CELSIA COLOMBIA el máximo valor.

Respecto a los medidores electrónicos monofásicos trifilares, en promedio tienen un costo de \$ 98.625, y la variación o dispersión de los datos (desviación estándar) con respecto a su promedio corresponde a \$ 40.808, donde las empresas DICELE y DICEL cobran el mínimo valor en relación con las demás empresas y por su parte EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA el máximo valor.

En relación con los medidores electrónicos bifásico trifilar, en promedio tienen un costo de \$ 213.106, y la variación o dispersión de los datos (desviación estándar) con respecto a su promedio corresponde a \$ 75.105, donde la empresa CHEC cobra el mínimo valor en relación con las demás empresas y por su parte EPM el máximo valor.

Respecto a los medidores electrónicos monofásicos trifilares, en promedio tienen un costo de \$ 349.521, y la variación o dispersión de los datos (desviación estándar) con respecto a su promedio corresponde a \$ 115.206, donde la empresa VATIA cobra el mínimo valor en relación con las demás empresas y por su parte CODENSA el máximo valor.

Ilustración 14. Precios de medidores electrónicos durante el año 2020



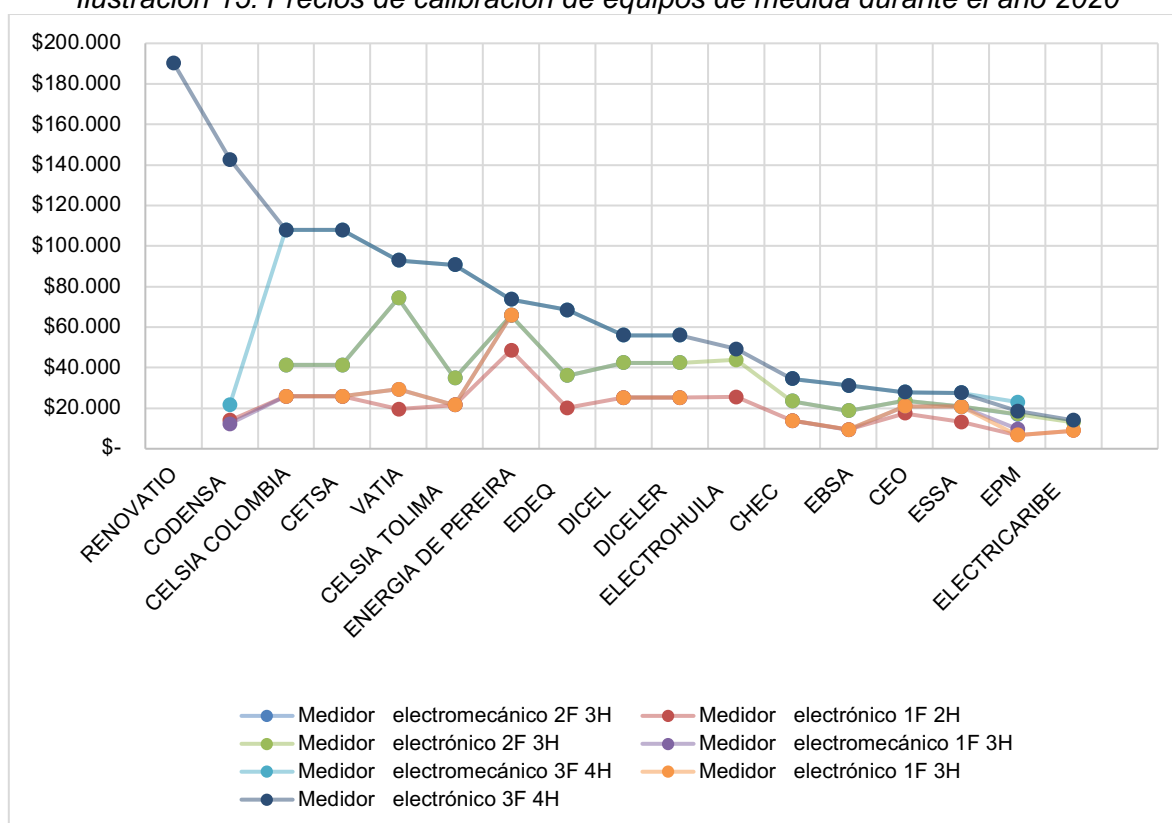
Fuente: SUI 20192200020155 Formato T14 año 2020, Construcción: DTGE

Es importante recordar que estos servicios pueden ser adquiridos por el usuario con la empresa o con un tercero, por lo que el poner a disposición de los usuarios esta información, permitirá tener mayor conocimiento y criterio a la hora de escoger la empresa con la cual adquirirá el equipo de medición tal como se establece en el artículo 144 de la Ley 142 de 1994.

6.2 Calibración de equipos de medida

En cuanto a los costos cobrados por calibración del equipo de medida, en la Tabla 22 del anexo se relacionan en detalle los valores cobrados por las empresas durante el año 2020. El resumen de estos valores por empresa y por tipo de medidor se presenta en la Ilustración 15.

Ilustración 15. Precios de calibración de equipos de medida durante el año 2020



Fuente: SUI 20192200020155 Formato T14 año 2020, Construcción: DTGE

De acuerdo con la información presentada, el costo de la calibración de medidores electrónicos y electromecánicos monofásicos y bifásicos es similar, donde su costo promedio corresponde a \$26.670. Para este grupo, la empresa con el menor valor cobrado corresponde a EPM, por su parte, la empresa VATIA tiene los mayores costos de calibración.

En relación con los costos de calibración de los medidores electromecánicos y electrónicos trifásicos, se evidencia que tiene el mismo precio a excepción de CODENSA; donde su costo promedio corresponde a \$ 64.807. Para este grupo, la empresa con el menor valor

cobrado corresponde a ELECTRICARIBE¹⁵, por su parte, la empresa RENOVATIO y CODENSA tiene los mayores costos de calibración.

En este caso, también es importante recordar que estos servicios pueden ser contratados por el usuario con la empresa o con un tercero, por lo que el poner a disposición de los usuarios esta información, permitirá tener mayor conocimiento y criterio a la hora de requerir un servicio de calibración de medidor.

6.3 Reconexión y suspensión del servicio

En cuanto a los cobros de reconexión y suspensión del servicio, es preciso recordar que estos costos no están regulados, pero ha sido claro que corresponde únicamente a la recuperación de los costos en los que incurre el prestador para realizar tales procedimientos. Con la información reportada al SUI, en la Tabla 23 y Tabla 24 del anexo se relacionan en detalle los valores cobrados por las empresas durante el año 2020 en suspensión y reconexión del servicio.

De acuerdo con el reporte realizado por las ESP, se evidencia, en general, que los costos en materia de reconexión y suspensión son los mismos según el tipo de usuario (Residencial Rural, Residencial Urbano, Industrial y Comercial); por ende, para el presente ejercicio se analizó la información correspondiente con la reconexión del servicio.

Respecto al costo de reconexión para usuarios comerciales, en promedio tienen un precio de \$ 91.704, y la variación o dispersión de los datos (desviación estándar) con respecto a su promedio corresponde a \$ 134.396, donde las empresas RENOVATIO y VATIA cobran el mayor valor en relación con las demás empresas y por su parte CEDENAR el mínimo valor.

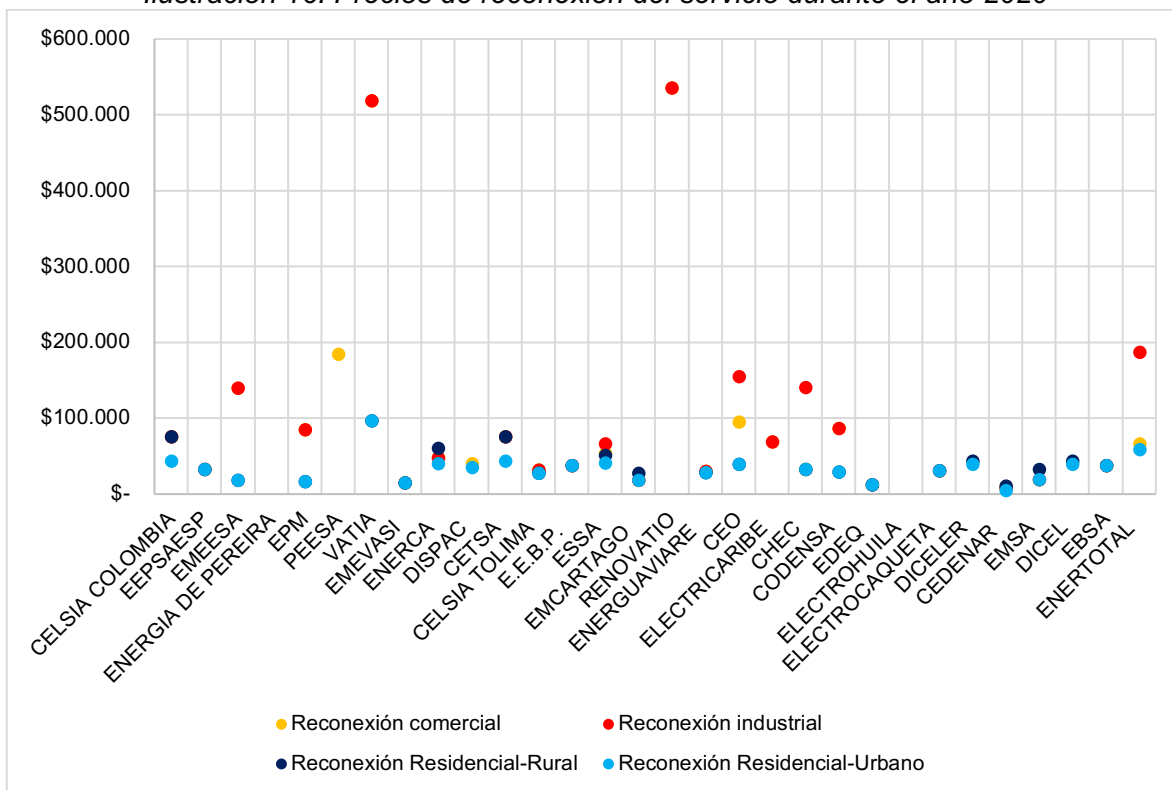
En relación con el costo de reconexión para usuarios industriales, en promedio tienen un precio de \$ 102.452, y la variación o dispersión de los datos (desviación estándar) con respecto a su promedio corresponde a \$ 139.579, donde las empresas RENOVATIO y VATIA cobran el mayor valor en relación con las demás empresas y por su parte CEDENAR el mínimo valor.

Los costos de reconexión para usuarios residenciales-rurales, en promedio tienen un precio de \$ 38.279, y la variación o dispersión de los datos (desviación estándar) con respecto a su promedio corresponde a \$ 21.643, donde la empresa VATIA cobra el mayor valor en relación con las demás empresas y por su parte CEDENAR el mínimo valor.

Finalmente, en relación con el costo de reconexión para usuarios residenciales-urbanos, en promedio tienen un precio de \$ 33.849, y la variación o dispersión de los datos (desviación estándar) con respecto a su promedio corresponde a \$ 17.987, donde la empresa VATIA cobra el mayor valor en relación con las demás empresas y por su parte CEDENAR el mínimo valor.

¹⁵ Valor reportado en enero del año 2020

Ilustración 16. Precios de reconexión del servicio durante el año 2020



Fuente: SUI 20192200020155 Formato T14 año 2020, Construcción: DTGE

Gracias a la información recopilada a partir de 2020 en cumplimiento de la Resolución SSPD 20192200020155, la DTGE ha podido identificar y analizar la información del cobro de estos servicios y por tanto iniciará las respectivas acciones de inspección y vigilancia a las empresas, en especial aquellas que reportan altos costos por reconexión/suspensión del servicio con el fin de identificar que corresponden a los costos incurridos por el prestador.

6.4 Revisión e inspección de equipos de medida

En las Tabla 25 y Tabla 26 del anexo se relacionan en detalle los valores cobrados por las empresas durante el año 2020 para los servicios de inspección de instalaciones y revisión de equipos de medida y su resumen por empresa se muestra en la Ilustración 17.

El costo de revisión para usuarios comerciales, en promedio tienen un precio de \$ 151.413, y la variación o dispersión de los datos (desviación estándar) con respecto a su promedio corresponde a \$ 105.968, donde la empresa RENOVATIO cobra el mayor valor en relación con las demás empresas y por su parte EMEVASI el mínimo valor.

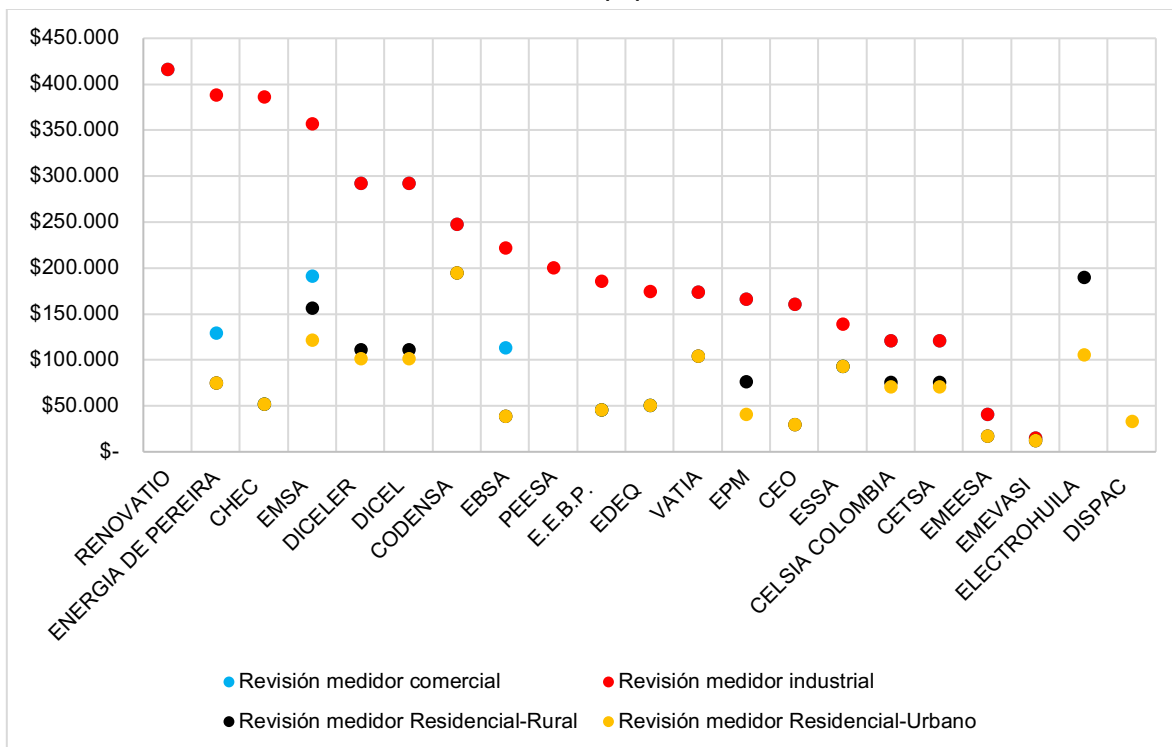
En relación con el costo de revisión para usuarios industriales, en promedio tienen un precio de \$ 215.964, y la variación o dispersión de los datos (desviación estándar) con respecto a su promedio corresponde a \$ 114.672, la empresa RENOVATIO cobra el mayor valor en relación con las demás empresas y por su parte CEDENAR el mínimo valor.

Respecto al costo de revisión para usuarios residenciales-rurales, en promedio tienen un precio de \$ 84.049, y la variación o dispersión de los datos (desviación estándar) con

respecto a su promedio corresponde a \$ 53.783, donde las empresas CODENSA y ELECTROHUILA cobran el mayor valor en relación con las demás empresas y por su parte EMEVASI y EMEESA el mínimo valor.

Finalmente, en relación con el costo de revisión para usuarios residenciales-urbanos, en promedio tienen un precio de \$ 71.729, y la variación o dispersión de los datos (desviación estándar) con respecto a su promedio corresponde a \$ 44.277, donde la empresa CODENSA cobra el mayor valor en relación con las demás empresas y por su parte EMEVASI y EMEESA el mínimo valor.

Ilustración 17. Precios de revisión de equipos de medida durante el año 2020



Fuente: SUI 20192200020155 Formato T14 año 2020, Construcción: DTGE

De acuerdo con la anterior información, al igual que en caso de la reconexión, gracias a la información capturada con la Resolución SSPD 20192200020155, se iniciarán acciones de inspección y vigilancia a las empresas, en especial aquellas que reportan altos costos por revisión de equipos de medida e inspección de acometidas del servicio a los usuarios.

7. CONCLUSIONES

- La Superintendencia continúa con el seguimiento a la información de medición a través de este segundo documento de diagnóstico de la medición en el SIN, permitiendo brindar información a los terceros y a los agentes mismos, sobre su comportamiento frente a los aspectos asociados a la medición de consumos. Esta información también es importante a la hora de implementar lineamientos de política por parte del gobierno nacional.
- En cuanto a los avances en la implementación de sistemas AMI, la Superservicios presentó el seguimiento a los proyectos implementados por las empresas y los usuarios beneficiados de los mismos; concluyendo que para el año 2020 se alcanzó una cobertura del 2,6% de usuarios con esta tecnología.
- En materia del estado de medición, durante el año 2020 se tuvo un incremento de 2,2 p.p. del promedio de usuarios facturados con estimación de consumo respecto al año anterior, lo anterior posiblemente ocasionado por las situaciones presentadas durante la pandemia por COVID-19 y cuyo comportamiento involucró el inicio de actuaciones investigativas por parte de la Superservicios. En promedio, durante el 2020, 4.4% de los usuarios del país fueron facturados con consumos estimados.
- En cuanto a los usuarios sin medida, durante el 2020 se tuvo un incremento del 0,4 p.p. de usuarios sin medidor respecto al año anterior, lo cual puede estar asociado a un aumento de la cobertura y el tiempo que se tiene para instalación del medidor. En general, 1.7% usuarios del país no cuentan con medidor individual. En todo caso, la Superservicios inicio acciones de inspección y vigilancia a las empresas que superaron los valores previstos en la Ley 142 de 1994.
- La medición prepago es una forma adaptable para los usuarios que no cuentan con los medios para efectuar el pago mes a mes de su consumo, con lo cual bajo esta metodología pueden consumir tantos kWh como dispongan según su presupuesto. Para el año 2020 aproximadamente el 2% de usuarios contaba con este tipo de tecnología.
- Teniendo en cuenta el resultado del análisis de PQR, se considera importante que las empresas gestionen y apliquen programas de Gestión de Calidad de Energía, o recuperación de pérdidas no técnicas, con el fin de mejorar la interacción del usuario - sistema de medida, y reducir las afectaciones en los mismos.
- Se evidencia un importante componente de fallas por concepto de comunicación, es decir que no son directamente ocasionadas por el equipo de medida, si no por causales de programación del medidor, calibración, tipo de tecnología, protocolo de comunicación, entre otros. Este aspecto debe observarse a la hora de continuar con la política de implementación de AMI.
- La mayoría de los agentes comercializadores no cuentan con laboratorios acreditados por la ONAC para prestar los servicios de calibración y ensayos de medidores. Lo anterior genera que dichos tramites tengan un tiempo de respuesta más prolongado e

incrementan los costos por estos servicios a los usuarios, debido a que se ven en la obligación de tercerizar los procesos.

- Los costos asociados a los medidores, suspensión y reconexión y revisión e inspección presentan una alta variabilidad, lo anterior, se convierte en punto de especial vigilancia por la Superservicios y la Superintendencia de Industria y Comercio, según sus competencias.

8. RECOMENDACIONES

- Se recomienda a las empresas realizar programas piloto que les permitan detectar la tecnología de comunicación adecuada a los condiciones geográficas y dispersión de usuarios a quienes deban instalar sistemas AMI, toda vez que es una de las fallas más recurrentes en los medidores.
- En necesario que los agentes sigan los lineamientos para el reporte de la información al SUI, toda vez, que se presentan inconsistencias en el tipo de medidor usado (electrónico, electromecánico, inteligente), con la determinación del consumo (estimada, real, sin medidor).
- Se recomienda a las empresas realizar mantenimientos preventivos a los medidores de manera periódica, toda vez, que se pueden disminuir inconsistencias en la lectura registrada y/o fallas en los equipos de medida.

9. ANEXOS

9.1 Usuarios reportados al SUI

Tabla 14. Promedio anual de usuarios por empresa 2019 - 2020

RAZON SOCIAL	SIGLA	USUARIOS 2019	USUARIOS 2020
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	CHEC	497.785	450.308
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	CEDENAR	440.215	460.652
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A.E.S.P.	EDEQ	194.639	192.575
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	ESSA	819.970	840.922
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	CELSIA COLOMBIA	515.112	Nota1
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	EPM	2.446.751	Nota1
EMPRESA MUNICIPAL DE SERVICIOS PUBLICOS DE CARTAGENA DEL CHAIRA	EMSERPUCAR	4.506	4.611
EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA	ENELAR	72.910	74.130
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	EMSA	337.670	349.574
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP	CENS	502.099	516.387
EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO E.S.P.	EMCARTAGO	45.743	46.408
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	CETSA	62.481	63.143
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.-E.S.P	EMEE	1.476	1.439
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	ELECTROHUILA	334.319	343.609
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP	ELECTROCAQUETA	105.741	109.731
EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P.	EMEVASI	10.827	11.237
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP	EEP	36.534	38.076
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	ENERGIA DE PEREIRA	181.056	177.607
CODENSA S.A. ESP	CODENSA	3.600.977	3.569.776

RAZON SOCIAL	SIGLA	USUARIOS 2019	USUARIO S 2020
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	ELECTRICARIBE	2.463.310	2.549.481
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	EMCALI	733.410	Nota1
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE SA ESP	ENERGUAVIARE	20.943	22.328
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	DISPAC	94.982	96.661
LATIN AMERICAN CAPITAL CORP SA ESP	LATIN AMERICAN	493.954	NA
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP	ENERCA	125.413	126.357
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	CEO	391.418	397.716
CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.	CELSIA TOLIMA	500.837	508.902
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	EEBP	29.807	31.257
A.S.C INGENIERIA SOCIEDAD ANONIMA SA ESP.	ASC	10	69
PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A E.S.P	PEE	713	269
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	AFINIA	NA	1.465.106
AIR-E S.A.S. E.S.P.	AIR-E	NA	Nota1

Nota 1. Datos en validación de base de datos SUI por ajuste del aplicativo

Fuente: SUI corte a marzo de 2021, Construcción: DTGE

9.2 Promedio anual de usuarios por determinación del consumo

Tabla 15. Promedio anual de usuarios por determinación del consumo 2020

ESP	ESTIMACIÓN	SIN MEDIDOR	USUARIOS PROMEDIO	% ESTIMACIÓN	%SIN MEDIDOR
EBSA	5.827	765	354.850	1,6%	0,2%
CHEC	4.497	478	450.308	1,0%	0,1%
CEDENAR	27.644	14.494	460.652	6,0%	3,1%
EDEQ	1.798	112	192.575	0,9%	0,1%
ESSA	25.095	2.514	840.922	3,0%	0,3%
CELSIA COLOMBIA	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1
EPM	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1

ESP	ESTIMACIÓN	SIN MEDIDOR	USUARIOS PROMEDIO	% ESTIMACIÓN	%SIN MEDIDOR
EMSERPUCAR	53	0	4.611	1,1%	0,0%
ENELAR	12.049	688	74.130	16,3%	0,9%
EMSA	7.566	1.903	349.574	2,2%	0,5%
CENS	19.064	408	516.387	3,7%	0,1%
EMCARTAGO	2.062	412	46.408	4,4%	0,9%
CETSA	3.510	0	63.143	5,6%	0,0%
EMEE	0	0	1.439	0,0%	0,0%
ELECTROHUILA	1.620	2.761	343.609	0,5%	0,8%
ELECTROCAQUETA	2.657	1.346	109.731	2,4%	1,2%
EMEVASI	50	29	11.237	0,4%	0,3%
EEP	4.948	248	38.076	13,0%	0,7%
ENERGIA DE PEREIRA	2.386	367	177.607	1,3%	0,2%
CODENSA	41.084	71.729	3.569.776	1,2%	2,0%
ELECTRICARIBE	244.203	358.338	2.549.481	9,6%	14,1%
EMCALI	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1
ENERGUAVIARE	2	165	22.328	0,0%	0,7%
DISPAC	8.624	9.928	96.661	8,9%	10,3%
LATIN AMERICAN	0	0	0	0,0%	0,0%
ENERCA	1.367	247	126.357	1,1%	0,2%
CEO	38.000	5.391	397.716	9,6%	1,4%
CELSIA TOLIMA	53.909	3.584	508.902	10,6%	0,7%
EEBP	0	100	31.257	0,0%	0,3%
ASC	0	1	69	0,0%	1,4%
PEE	0	1	269	0,0%	0,4%
AFINIA	117.935	167.018	1.465.106	8,0%	11,4%
AIR-E	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1

Nota 1. Datos en validación de base de datos SUI por ajuste del aplicativo
Fuente: SUI, Construcción: DTGE

9.3 Fallas de medidores

Tabla 16. Cantidad de fallas por causa y por empresa.

ESP	Comunicación	Descargas	Sobre-Corriente	Corto-circuito	Falla des calibración	IP	Conexión	Hurto	Otras
CODENSA	2.017	0	0	5.093	17.625	12	0	3.025	0
ECOPETROL	0	2	0	0	0	0	0	0	4
EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA	19.710	0	0	0	0	0	0	0	0
EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DE SANTANDER	1	0	0	0	0	0	0	0	0
AES CHIVOR	2	0	0	0	0	0	0	0	0
AIRE SAS	56.666	0	820	1.229	714	0	0	1.065	2.725
CELSIA COLOMBIA	0	7	9	0	11	0	0	0	4
CEDENAR	2.803	0	38	0	0	0	0	11	0
CENS	281	0	0	432	17.091	285	0	1.787	3.694
CEO	18	5	124	0	0	0	0	0	0
DISPAC	90	3	97	0	24	0	0	0	0
DICEL	7	0	0	0	0	0	0	1	79
EBSA	0	2	0	1.419	906	80	43	7	116
ELECTRIFICADORA DEL HUILA	344	111	0	0	4.371	0	807	0	0
ELECTRIFICADORA DEL META	2	5.054	0	4	0	0	0	0	0
ELECTROCAQUETA	0	0	0	676	0	0	0	0	0
EMCALI	1.861	56	36	0	20	0	0	50	542
EMGESA	19	0	0	0	0	0	1	0	5
EMPRESA DE ENERGIA DEL CASANARE	0	197	11	52	347	41	50	81	398
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA	0	0	50	30	3	3	0	0	751
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO	0	0	0	0	0	0	0	0	11
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO	0	0	2	0	0	0	0	0	0



ESP	Comunicación	Descargas	Sobre-Corriente	Corto-circuito	Falla des calibración	IP	Conexión	Hurto	Otras
EMPRESAS DE ENERGIA DEL QUINDIO	0	5	86	1.364	364	0	0	0	0
EMEVASI	0	0	58	0	0	19	2	1	5
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA	10	0	6	0	0	0	0	0	0
ENERCO	9	0	0	0	8	0	0	0	0
ENERTOTAL	7	0	13	0	56	0	0	2	10
EPM	0	0	54	0	1.772	0	0	0	56.960
FRANCA ENERGIA	2	0	0	0	0	0	0	0	0
GECELCA	21	0	0	0	0	0	0	0	0
ITALCOL ENERGIA	10	0	0	0	0	0	0	0	0
PROFESIONALES EN ENERGIA	44	2	0	0	0	0	0	0	0
RENOVATIO TRADING AMERICAS	65	0	0	0	0	0	0	0	0
RUITOQUE	0	0	0	0	28	0	0	0	2
TERPEL ENERGIA	1	0	0	0	0	0	0	0	0
VATIA	101	142	0	0	0	0	0	2	0
TOTAL	84.091	5.586	1.403	10.300	43.340	440	903	6.032	65.306

Fuente: Información remitida por Orfeo, Construcción: DTGE

Tabla 17. Resumen de fallas por causal y estrato.

TIPO FALLA	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Industria I	Comerci al -	Oficial	Otros -
COMUNICACIÓN	49.378	19.105	1.927	1.275	648	1.566	1.580	7.422	595	595
DESCARGAS	1.566	1.663	1.055	496	148	509	21	120	2	6
SOBRECORRIENTE	459	392	218	54	17	7	20	212	9	15
CORTO CIRCUITO	2.332	4.761	1.398	242	82	32	445	899	59	51
DESCALIBRACION	8.986	17.663	7.522	2.199	469	162	894	4.756	347	342
IP	122	209	45	7	1	0	7	40	8	1
CONEXIÓN	246	462	63	14	4	0	15	64	24	11
HURTO	936	2.376	1.236	278	95	35	202	840	26	8
OTRAS	20.221	19.557	8.011	1515	628	354	939	3.930	394	9.800

Fuente: Información masiva, Construcción: DTGE

9.4 Información proyectos de medición AMI

Tabla 18. Información proyectos de medición AMI

ESP	Nombre de proyecto	Total Residencial	Total No Residencial	Periodo de inicio (año/mes)	Periodo de finalización (año/mes)	% de avance del proyecto
CELSIA COLOMBIA	Piloto Pérdidas (Medición centralizada)	3.585	382	1/01/2020	31/12/2020	100%
CELSIA COLOMBIA	Piloto (Provisión del servicio)	5.264	302	1/01/2020	31/12/2020	100%
CEO	CAM V2	796	15	2020-01	2020-12	50%
CEO	TWACS	6.459	665	2020-01	2020-12	8%
DISPAC	DG-036-2020: suministro, instalación y configuración de medida centralizada de Dispac S.A. E.S.P.	1.120	380	15/12/2020	SUSPENDIDO	0%
DISPAC	DG-013-2020: Montaje y Anclaje de Gabinetes en Poste; Conexión de acometida para los 2538 usuarios; Normalización de acometidas 25% y Energización y puesta en funcionamiento.	1.580	33	27/04/2020	EN EJECUCION	64%
EMCALI	PROYECTO AMI TWACS	18.501	2.888	2011/01	2019/12	100%
EMCALI	PROYECTO AMI EMCALI	22.770	831	2015/01	2018/12	100%
EMSA	AGPE CANCHA SINTETICA BARRIO BONANZA	0	1	2020/10	2020/10	100%
EMSA	AGPE CANCHA SINTETICA BARRIO BULEVAR	0	1	2020/10	2020/10	100%
EMSA	AGPE COLEGIO CAMPESTRE LA FONTANA	0	1	2020/11	2020/11	100%
EMSA	AGPE CONVERSALUD LTDA CASA 10 VILLA VALERIA QUISQU	1	0	2020/07	2020/07	100%
EMSA	AGPE DANIEL MAÑOSCA DURAN	0	1	2020/02	2020/02	100%
EMSA	AGPE ESTACION DE SERVICIO LOS KATIOS LTDA	0	1	2020/09	2020/09	100%



ESP	Nombre de proyecto	Total Residencial	Total No Residencial	Periodo de inicio (año/mes)	Periodo de finalización (año/mes)	% de avance del proyecto
EMSA	AGPE LUIS EDUARDO MATEUS BRAVO	0	1	2020/04	2020/04	100%
EMSA	AGPE SOCIEDAD PASADENA REAL S.A CASA 7 VILLA VAL	1	0	2020/07	2020/07	100%
EEP		203	171		31/12/2020	100%
CELSIA TOLIMA	Piloto Pérdidas (Medición centralizada)	5	0	1/01/2020	31/12/2020	100%
CELSIA TOLIMA	Piloto (Provisión del servicio)	3.120	229	1/01/2020	31/12/2020	100%
CELSIA COLOMBIA	Piloto Solución Completa	9.433	322	1/01/2020	31/12/2020	100%
CELSIA COLOMBIA	Piloto Pérdidas (Medición centralizada)	5.242	192	1/01/2020	31/12/2020	100%
CELSIA COLOMBIA	Piloto (Provisión del servicio)	35.803	2.476	1/01/2020	31/12/2020	100%
CODENSA	Piloto AMI en clientes existentes	47.031	6.627	2016/08	2020/12	100%
CODENSA	Piloto AMI en clientes nuevos	34.371	1.065	2016/08	2020/12	100%
CODENSA	Piloto AMI en AGPE's	38	6	2016/08	2020/12	100%
ENELAR	PILOTO TELEMEDIDA T0260	53	2	2018-06	2019-12	100%

Fuente: Información de masiva, Construcción: DTGE

9.5 Información de costos de servicios adicionales

Tabla 19. Materiales y medidores utilizados por las empresas

MATERIALES	MEDIDORES
Cable bifásico trifilar 2X8 + 8CU	Medidor electromecánico 1F 2H
Cable monofásico bifilar 2X8 CU	Medidor electromecánico 1F 3H
Cable trifásico tetrafilar 3X8 + 10 CU	Medidor electromecánico 2F 3H
Caja metálica medidor bifásico	Medidor electromecánico 3F 4H
Caja metálica medidor monofásico	Medidor electrónico 1F 2H
Caja metálica medidor trifásico	Medidor electrónico 1F 3H
Caja policarbonato medidor bifásico	Medidor electrónico 2F 3H
Caja policarbonato medidor monofásico	Medidor electrónico 3F 4H

Fuente: SUI 20192200020155 Formato T14, Construcción: DTGE



Tabla 20. Costo de materiales por empresa

ESP	Cable bifásico trifilar 2X8 + 8CU	Cable monofásico bifilar 2X8 CU	Cable trifásico tetrafililar 3X8 + 10 CU	Caja metálica medidor bifásico	Caja metálica medidor monofásico	Caja metálica medidor trifásico	Caja policarbonat o medidor bifásico	Caja policarbonat o medidor monofásico	Caja policarbonato medidor trifásico
CELSIA COLOMBIA							\$ 20.291	\$ 20.291	
CETSA							\$ 20.291	\$ 20.291	
ELECTRICARIBE		\$ 6.900					\$ 71.194	\$ 41.272	\$ 71.194
ENERCA					\$ 47.600				
DISPAC								\$ 48.302	\$ 115.713
CEO							\$ 70.900	\$ 29.200	\$ 70.900
E.E.B.P.		\$ 6.900						\$ 43.200	\$ 102.000
ENERGIA DE PEREIRA	\$ 13.872	\$ 8.929	\$ 18.457	\$ 407.256		\$ 407.256	\$ 120.359	\$ 51.554	\$ 120.359
DICELER	\$ 11.144	\$ 6.890	\$ 12.977	\$ 221.511	\$ 221.511	\$ 221.511	\$ 58.316	\$ 32.502	\$ 107.222
DICEL	\$ 11.144	\$ 6.890	\$ 12.977	\$ 221.511	\$ 221.511	\$ 221.511	\$ 58.316	\$ 32.502	\$ 107.222
EEPSAESP									\$ 115.713
EBSA	\$ 10.752	\$ 6.706		\$ 78.800	\$ 49.117	\$ 78.800			
ELECTROHUILA	\$ 12.061						\$ 73.619	\$ 38.882	\$ 73.619
CHEC	\$ 11.500	\$ 5.800	\$ 14.000	\$ 48.400	\$ 38.400	\$ 85.200	\$ 48.400	\$ 38.400	\$ 85.200
EDEQ	\$ 13.311	\$ 7.269	\$ 17.837					\$ 30.164	\$ 54.723
EMSA	\$ 9.301	\$ 3.844	\$ 12.618				\$ 58.148	\$ 27.370	\$ 58.148
EPM	\$ 4.800		\$ 9.200					\$ 29.500	\$ 45.900
ENERGUAVIARE									\$ 130.900
RENOVATIO			\$ 13.328			\$ 357.000			
PROMEDIO	\$ 10.876	\$ 6.681	\$ 13.924	\$ 195.496	\$ 115.628	\$ 228.546	\$ 59.983	\$ 34.531	\$ 89.915

Fuente: SUI 20192200020155 Formato T14 año 2020, Construcción: DTGE



Tabla 21. Costo de medidores por empresa

ESP	Medidor electromec. 1F 2H	Medidor electromec. 1F 3H	Medidor electromec. 2F 3H	Medidor electromec. 3F 4H	Medidor electrónico 1F 2H	Medidor electrónico 1F 3H	Medidor electrónico 2F 3H	Medidor electrónico 3F 4H
CELSIA COLOMBIA					\$ 285.891			\$ 536.605
CETSA					\$ 285.891			\$ 536.605
EMEVASI					\$ 155.741			
ELECTRICARIBE	\$ 144.452	\$ 143.420	\$ 257.950	\$ 319.858	\$ 144.452	\$ 143.420	\$ 257.950	\$ 319.858
ENERCA					\$ 136.612		\$ 316.540	\$ 312.256
VATIA	\$ 113.050	\$ 113.050	\$ 113.050	\$ 120.190	\$ 130.900	\$ 130.900	\$ 145.180	\$ 145.180
DISPAC					\$ 103.192		\$ 205.769	\$ 194.714
CEO					\$ 81.500		\$ 185.400	\$ 219.800
E.E.B.P.					\$ 69.600		\$ 237.600	\$ 278.400
ENERGIA DE PEREIRA					\$ 69.045	\$ 161.627	\$ 281.735	\$ 371.079
DICELER					\$ 65.527	\$ 65.527	\$ 156.654	\$ 236.228
DICEL					\$ 65.527	\$ 65.527	\$ 156.654	\$ 236.228
EEPSAESP					\$ 58.000		\$ 211.000	\$ 278.000
EBSA					\$ 55.000		\$ 218.589	\$ 218.589
ELECTROHUILA					\$ 52.951		\$ 192.670	\$ 226.492
CHEC	\$ 40.800	\$ 48.200	\$ 135.600	\$ 152.800	\$ 49.300	\$ 73.400	\$ 135.600	\$ 152.800
EDEQ					\$ 48.552			\$ 230.855
EMSA					\$ 48.195		\$ 142.800	\$ 160.650
EPM					\$ 45.200	\$ 81.600	\$ 407.900	\$ 383.100
PEESA					\$ 45.000			
EMEESA					\$ 41.851			
CEDENAR							\$ 283.831	\$ 364.028
ENERTOTAL							\$ 234.209	\$ 773.723
ENERGUAVIARE							\$ 216.000	\$ 266.000
CODENSA							\$ 140.040	\$ 947.921
ELECTROCAQUETA						\$ 67.000	\$ 136.000	\$ 452.000
RENOVATIO								\$ 547.400
PROMEDIO	\$ 99.434	\$ 101.557	\$ 168.867	\$ 197.616	\$ 97.044	\$ 98.625	\$ 213.106	\$ 349.521

Fuente: SUI 20192200020155 Formato T14 año 2020, Construcción: DTGE

Tabla 22. Costo de calibración de medidores por empresa

ESP	Medidor electromec. 1F 2H	Medidor electromec. 1F 3H	Medidor electromec. 2F 3H	Medidor electromec. 3F 4H	Medidor electrónico 1F 2H	Medidor electrónico 1F 3H	Medidor electrónico 2F 3H	Medidor electrónico 3F 4H
RENOVATIO								\$ 190.400
CODENSA	\$ 12.205	\$ 12.205		\$ 21.592	\$ 13.981			\$ 142.608
CELSIA COLOMBIA	\$ 25.753	\$ 25.753	\$ 41.374	\$ 107.928	\$ 25.753	\$ 25.753	\$ 41.374	\$ 107.928
CETSA	\$ 25.753	\$ 25.753	\$ 41.374	\$ 107.928	\$ 25.753	\$ 25.753	\$ 41.374	\$ 107.928
VATIA	\$ 19.576	\$ 29.363	\$ 74.248	\$ 92.844	\$ 19.576	\$ 29.363	\$ 74.248	\$ 92.844
CELSIA TOLIMA	\$ 21.641	\$ 21.641	\$ 34.768	\$ 90.696	\$ 21.641	\$ 21.641	\$ 34.768	\$ 90.696
ENERGIA DE PEREIRA	\$ 48.612	\$ 65.702	\$ 65.702	\$ 73.692	\$ 48.612	\$ 65.702	\$ 65.702	\$ 73.692
EDEQ	\$ 20.157		\$ 36.069	\$ 68.460	\$ 20.157		\$ 36.069	\$ 68.460
DICEL	\$ 25.146	\$ 25.146	\$ 42.389	\$ 56.040	\$ 25.146	\$ 25.146	\$ 42.389	\$ 56.040
DICELER	\$ 25.146	\$ 25.146	\$ 42.389	\$ 56.040	\$ 25.146	\$ 25.146	\$ 42.389	\$ 56.040
ELECTROHUILA					\$ 25.575		\$ 43.819	\$ 49.241
CHEC	\$ 13.800	\$ 13.800	\$ 23.400	\$ 34.500	\$ 13.800	\$ 13.800	\$ 23.400	\$ 34.500
EBSA	\$ 9.342	\$ 9.342	\$ 18.684	\$ 31.140	\$ 9.342	\$ 9.342	\$ 18.684	\$ 31.140
CEO	\$ 17.400	\$ 20.900	\$ 23.600	\$ 27.900	\$ 17.400	\$ 20.900	\$ 23.600	\$ 27.900
ESSA	\$ 13.124	\$ 20.722	\$ 20.722	\$ 27.627	\$ 13.124	\$ 20.722	\$ 20.722	\$ 27.627
EPM	\$.800	\$ 9.800	\$ 16.900	\$ 23.000	\$ 6.700	\$ 6.700	\$ 17.200	\$ 18.600
ELECTRICARIBE					\$ 9.000	\$ 9.000	\$ 13.000	\$ 14.000
PROMEDIO	\$ 20.533	\$ 23.483	\$ 37.048	\$ 58.528	\$ 20.044	\$ 22.998	\$ 35.916	\$ 69.979

Fuente: SUI 20192200020155 Formato T14 año 2020, Construcción: DTGE



Tabla 23. Costo de reconexión de medidores por empresa

ESP	Reconexión comercial	Reconexión industrial	Reconexión Residencial-Rural	Reconexión Residencial-Urbano
CELSIA COLOMBIA	\$ 75.551	\$ 75.551	\$ 75.551	\$ 43.824
EEPSAESP	\$ 33.000	\$ 33.000	\$ 33.000	\$ 33.000
EMEESA	\$ 140.000	\$ 140.000	\$ 18.424	\$ 18.424
EPM	\$ 84.700	\$ 84.700	\$ 16.800	\$ 16.800
PEESA	\$ 184.883			
VATIA	\$ 518.961	\$ 518.961	\$ 97.305	\$ 97.305
EMEVASI	\$ 15.440	\$ 15.440	\$ 15.440	\$ 15.440
ENERCA	\$ 48.349	\$ 48.349	\$ 60.361	\$ 40.469
DISPAC	\$ 40.780			\$ 35.620
CETSA	\$ 75.551	\$ 75.551	\$ 75.551	\$ 43.824
CELSIA TOLIMA	\$ 31.542	\$ 31.542	\$ 27.426	\$ 27.426
E.E.B.P.	\$ 38.000	\$ 38.000	\$ 38.000	\$ 38.000
ESSA	\$ 53.716	\$ 66.170	\$ 51.452	\$ 41.263
EMCARTAGO	\$ 18.510	\$ 18.510	\$ 27.765	\$ 18.510
RENOVATIO	\$ 535.500	\$ 535.500		
ENERGUAVIARE	\$ 29.900	\$ 29.900	\$ 29.000	\$ 29.000
CEO	\$ 95.000	\$ 155.000	\$ 39.400	\$ 39.400
ELECTRICARIBE	\$ 69.020	\$ 69.020		
CHEC	\$ 33.000	\$ 140.500	\$ 33.000	\$ 33.000
CODENSA	\$ 86.675	\$ 86.675	\$ 29.393	\$ 29.393
EDEQ	\$ 12.850	\$ 12.850	\$ 12.850	\$ 12.850
ELECTROCAQUETA	\$ 31.002	\$ 31.002	\$ 31.002	\$ 31.002
DICELER			\$ 43.663	\$ 39.694
CEDENAR	\$ 7.984	\$ 7.984	\$ 10.645	\$ 5.322
EMSA	\$ 19.540	\$ 19.540	\$ 32.567	\$ 19.540
DICEL			\$ 43.663	\$ 39.694
EBSA	\$ 38.162	\$ 38.162	\$ 38.162	\$ 38.162

ESP	Reconexión comercial	Reconexión industrial	Reconexión Residencial-Rural	Reconexión Residencial-Urbano
ENERTOTAL	\$ 66.675	\$ 186.947		\$ 59.267
PROMEDIO	\$ 91.704	\$ 102.452	\$ 38.279	\$ 33.849

Fuente: SUI 20192200020155 Formato T14 año 2020, Construcción: DTGE

Tabla 24. Costo de suspensión de medidores por empresa

ESP	Suspensión comercial	Suspensión industrial	Suspensión Residencial-Rural	Suspensión Residencial-Urbano
CELSIA COLOMBIA	\$ 78.579	\$ 78.579	\$ 78.579	\$ 51.081
EPM	\$ 43.200	\$ 43.200	\$ 11.100	\$ 11.100
PEESA	\$ 184.883			
EMEVASI	\$ 15.440	\$ 15.440	\$ 15.440	\$ 15.440
CETSA	\$ 78.579	\$ 78.579	\$ 78.579	\$ 51.081
EMCARTAGO			\$ 23.138	\$ 13.111
RENOVATIO	\$ 535.500	\$ 535.500		
CHEC		\$ 140.500		
CODENSA	\$ 86.675	\$ 86.675	\$ 29.393	\$ 29.393
EDEQ	\$ 12.850	\$ 12.850	\$ 12.850	\$ 12.850
DICELER			\$ 43.663	\$ 39.694
EMSA	\$ 19.540	\$ 19.540	\$ 32.567	\$ 19.540
DICEL			\$ 43.663	\$ 39.694
ENERTOTAL		\$ 186.947		
PROMEDIO	\$ 117.250	\$ 119.781	\$ 36.897	\$ 28.298

Fuente: SUI 20192200020155 Formato T14 año 2020, Construcción: DTGE

Tabla 25. Costo de inspección de instalaciones por empresa

ESP	Inspección comercial	Inspección industrial	Inspección Residencial-Rural	Inspección Residencial-Urbano
RENOVATIO	\$ 416.500	\$ 416.500		
CHEC	\$ 52.300	\$ 386.200	\$ 52.300	\$ 52.300
EMSA	\$ 207.875	\$ 277.488	\$ 140.970	\$ 123.302
CODENSA	\$ 40.061	\$ 40.061	\$ 33.087	\$ 33.087
EBSA	\$ 404.542	\$ 779.120	\$ 156.453	\$ 125.155
PEESA		\$ 462.208		
EDEQ	\$ 50.007	\$ 50.007	\$ 50.007	\$ 50.007
VATIA	\$ 174.098	\$ 174.098	\$ 104.459	\$ 104.459
EPM	\$ 166.500	\$ 166.500	\$ 76.800	\$ 40.900
CEO	\$ 290.800	\$ 440.300	\$ 70.022	\$ 70.022
ESSA	\$ 93.490	\$ 139.465	\$ 93.490	\$ 93.490
CELSIA COLOMBIA			\$ 75.551	\$ 43.237
CETSA			\$ 75.551	\$ 43.237
ELECTROHUILA			\$ 52.634	\$ 31.476
ENERCA	\$ 300.773	\$ 596.352	\$ 70.270	\$ 52.287
CELSIA TOLIMA	\$ 246.394	\$ 246.394	\$ 246.394	\$ 246.394
ENERGUAVIARE	\$ 130.752	\$ 130.752	\$ 65.376	\$ 65.376
PROMEDIO	\$ 198.007	\$ 307.532	\$ 90.891	\$ 78.315

Fuente: SUI 20192200020155 Formato T14 año 2020, Construcción: DTGE

Tabla 26. Costo de inspección de instalaciones por empresa

ESP	Revisión medidor comercial	Revisión medidor industrial	Revisión medidor Residencial-Rural	Revisión medidor Residencial-Urbano
RENOVATIO	\$ 416.500	\$ 416.500		
ENERGIA DE PEREIRA	\$ 129.477	\$ 388.433	\$ 75.055	\$ 75.055
CHEC	\$ 52.300	\$ 386.200	\$ 52.300	\$ 52.300
EMSA	\$ 191.305	\$ 357.000	\$ 156.334	\$ 121.931
DICELER	\$ 292.484	\$ 292.484	\$ 111.458	\$ 101.325
DICEL	\$ 292.484	\$ 292.484	\$ 111.458	\$ 101.325
CODENSA	\$ 248.183	\$ 248.183	\$ 194.654	\$ 194.654
EBSA	\$ 113.212	\$ 222.265	\$ 38.818	\$ 38.818
PEESA		\$ 200.290		
E.E.B.P.	\$ 46.000	\$ 186.000	\$ 46.000	\$ 46.000
EDEQ	\$ 51.003	\$ 175.032	\$ 51.003	\$ 51.003
VATIA	\$ 174.098	\$ 174.098	\$ 104.459	\$ 104.459
EPM	\$ 166.500	\$ 166.500	\$ 76.800	\$ 40.900
CEO	\$ 160.900	\$ 160.900	\$ 30.009	\$ 30.009
ESSA	\$ 93.490	\$ 139.465	\$ 93.490	\$ 93.490
CELSIA COLOMBIA	\$ 120.881	\$ 120.881	\$ 75.551	\$ 71.300
CETSA	\$ 120.881	\$ 120.881	\$ 75.551	\$ 71.300
EMEESA	\$ 40.689	\$ 40.689	\$ 17.282	\$ 17.282
EMEVASI	\$ 15.040	\$ 15.040	\$ 12.280	\$ 12.280
ELECTROHUILA			\$ 190.380	\$ 105.766
DISPAC				\$ 33.660
PROMEDIO	\$ 151.413	\$ 215.964	\$ 84.049	\$ 71.729

Fuente: SUI 20192200020155 Formato T14 año 2020, Construcción: DTGE