

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

# 2019



**Superservicios**  
Superintendencia de Servicios  
Públicos Domiciliarios



**Superintendencia Delegada  
para Energía y Gas**

**Dirección Técnica  
de Gestión De Energía**

**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 Marín Pinilla  
Tania Fernanda Matabajoy Salas  
Luis Carlos Rodríguez Bello  
Fabio Alberto Aldana

Bogotá, D.C., diciembre de 2020

## TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	7
2. MARCO CONCEPTUAL.....	8
2.1. Entorno normativo .....	8
2.2. Subsistema nacional de la calidad.....	9
2.3. El rol de la medición en la prestación del servicio público de energía eléctrica.....	10
2.4. Tipos de medidores de energía eléctrica.....	11
2.5. Clasificación de medidores de energía eléctrica.....	13
2.6. Infraestructura avanzada de medición.....	17
3. DIAGNÓSTICO DE MEDICIÓN.....	19
3.1. Peticiones, quejas y reclamos reportados ante la SSPD por concepto de medidores.....	19
3.2. Información de medidores reportada por los comercializadores.....	22
3.3. Usuarios con medición.....	24
3.4. Usuarios que no cuentan con medidor.....	28
3.5. Antigüedad de medidores .....	30
3.6. Funcionalidad de los medidores instalados.....	33
3.7. Estado de avance en implementación de AMI.....	35
3.8. Referencias de medidores mas usados .....	40
3.9. Medición centralizada.....	44
3.10. Medición multiusuario .....	47
3.11. Verificaciones realizadas a medidores .....	49
3.12. Mantenimiento a medidores .....	50
3.13. Reposición de medidores.....	51
3.14. Infraestructura para revisión de medidores.....	52
4. PLAN DE ACCIÓN PARA LA VIGILANCIA Y CONTROL DE LA SSPD EN RELACIÓN CON LA MEDICIÓN.....	54
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	54
5.1. Conclusiones.....	54
5.2. Recomendaciones.....	56
ANEXO .....	57
6. REFERENCIAS.....	65

## LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Medidores según su construcción .....	12
Tabla 2. Clasificación puntos de medición .....	14
Tabla 3. Índice y clase de exactitud en medidores .....	14
Tabla 4. Selección de medidores de energía .....	16
Tabla 5. Clasificación de medidores de energía eléctrica por su funcionalidad .....	17
Tabla 6. PQR relacionadas con medición de energía .....	19
Tabla 7. Información solicitada a las empresas .....	22
Tabla 8. Promedio anual de usuarios sin equipo de medida .....	29
Tabla 9. Evolución de medidores instalados por región .....	32
Tabla 10. Empresas con proyección de implementar AMI en Colombia .....	35
Tabla 11. Clasificación de funcionalidades AMI .....	40
Tabla 12. Selección de los medidores de energía .....	42
Tabla 13. Características de los medidores de energía .....	43
Tabla 14. Comparación de energía activa y reactiva .....	64

## LISTADO DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Relación de agentes comercializadores con PQR en medición.....	20
Gráfico 2. Relación de PQR / usuarios (2016 – 2019).....	21
Gráfico 3. Comportamiento de PQR relacionadas con medición (2016 – 2019).....	22
Gráfico 4. Resultado de requerimientos por parte de la SSPD.....	23
Gráfico 5. Clasificación de ESP por actividades realizadas.....	24
Gráfico 6. Clasificación de los usuarios con medidor en el sector residencial.....	25
Gráfico 7. Usuarios con medidor en las principales ciudades.....	25
Gráfico 8. Medidores de energía en Colombia sector residencial según su construcción.....	26
Gráfico 9. Clasificación de usuarios con medidor en el sector No residencial.....	27
Gráfico 10. Medidores de energía en Colombia sector No residencial según su construcción.....	28
Gráfico 11. Porcentaje de suscriptores sin medidor por ESP.....	29
Gráfico 12. Evolución de medidores instalados por tipo de tecnología.....	30
Gráfico 13. Tipos de medidores y funcionalidad.....	33
Gráfico 14. Tipos de medidores por sus características.....	34
Gráfico 15. Estimación de medidores AMI para 2030.....	36
Gráfico 16. Medidores AMI por usuario.....	37
Gráfico 17. Medidores AMI por comercializador.....	38
Gráfico 18. Medidores AMI instalados por tipo de servicio.....	39
Gráfico 19. Concentración de marcas de medidores en para usuarios regulados.....	41
Gráfico 20. Distribución de Marcas de medidores instalados por ESP.....	41
Gráfico 21. Medición centralizada, sector residencial.....	46
Gráfico 22. Medición centralizada, sector no residencial.....	46
Gráfico 23. Medición centralizada respecto al total de usuarios por ESP.....	47
Gráfico 24. Clasificación de multiusuarios por ESP.....	48
Gráfico 25. Multiusuarios por ESP.....	49
Gráfico 26. Reposición, mantenimiento y verificación de medidores.....	53

## LISTADO ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Puntos de medición en fronteras estipulados por el MEM .....	11
Ilustración 2. Clasificación de medidores .....	13
Ilustración 3. Acciones realizadas para la transformación del sector eléctrico .....	18
Ilustración 4. Infraestructura de medición centralizada.....	45
Ilustración 5. Ubicación de laboratorios certificados de calibración de medidores .....	53
Ilustración 6. Evolución de los medidores de energía eléctrica.....	57
Ilustración 7. Esquema funcional de un medidor de inducción o electromecánico.....	58
Ilustración 8. Esquema funcional de un medidor electrónico análogo.....	59
Ilustración 9. Esquema funcional de un medidor electrónico digital.....	59
Ilustración 10. Diagrama de medición inteligente.....	60
Ilustración 11. Medición Directa de Energía Eléctrica .....	61
Ilustración 12. Medición Semi-directa de Energía Eléctrica .....	62
Ilustración 13. Medición Indirecta de Energía Eléctrica .....	63



## LISTA DE ACRÓNIMOS

**ACCE:** Asociación Colombiana de Comercialización de Energía  
**AMI:** Advanced Metering Infrastructure  
**AMR:** Lectura Automática de Medidores  
**CREG:** Comisión de Regulación de Energía y Gas  
**CU:** Costo Unitario de Prestación del Servicio  
**DANE:** Departamento Administrativo Nacional de Estadística  
**DNP:** Departamento Nacional de Planeación  
**DTGE:** Dirección Técnica de Gestión de Energía  
**ESP:** Empresa de Servicio Público Domiciliario  
**FAER:** Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas Rurales Interconectadas.  
**FOES:** Fondo de Energía Social  
**MEM:** Mercado de Energía Mayorista  
**MME:** Ministerio de Minas y Energía  
**NTC:** Norma Técnica Colombiana  
**ONAC:** Organismo Nacional de Acreditación en Colombia  
**OR:** Operador de Red  
**PQR:** Peticiones, Quejas y Reclamos  
**RETIE:** Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas  
**SIC:** Superintendencia de Industria y Comercio  
**SIN:** Sistema Interconectado Nacional  
**SNCA:** Subsistema Nacional de Calidad  
**SSPD:** Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios  
**SUI:** Sistema Único de Información  
**TC:** Transformador de Corriente  
**TP:** Transformador de Tensión

## 1. INTRODUCCIÓN

A partir de la introducción de nuevas tecnologías de medición y telecomunicaciones en el sector eléctrico colombiano, y la necesidad de identificar la situación actual de medición individual en el país, la Dirección Técnica de Gestión de Energía - DTGE de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD ha identificado la necesidad de realizar un diagnóstico sobre el estado de la medición de energía eléctrica. El obtener el conocimiento sobre el estado actual de la medición a través del diagnóstico, objeto del presente documento, permitirá a la DTGE determinar las estrategias de vigilancia futuras, así como apoyará a las instituciones del sector y a las empresas prestadoras en la definición de estrategias en los procesos de revisión y/o reemplazo de medidores (con énfasis en la implementación de soluciones de infraestructura avanzada de medición), así como a orientar las propuestas regulatorias frente a la medición en el Sistema Interconectado Nacional – SIN.

A través de las Resoluciones 40072 de 2018, 40483 de 2019 y 40142 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía - MME, se definieron los mecanismos para implementar la instalación de Infraestructura de Medición Avanzada – AMI, estableciendo metas a 2030 en el SIN, así como los objetivos y funcionalidades de esta infraestructura, resaltando las diversas ventajas para la prestación del servicio de energía eléctrica, como las de posibilitar al usuario la toma de decisiones de consumo de energía, almacenar y analizar la información suministrada por el usuario, permitir la comunicación bidireccional entre distribuidores y usuarios finales, monitorear en tiempo real variables del sistema eléctrico de potencia, entre otras. Estas funcionalidades permitirán la adaptación del esquema actual de prestación de servicio para que los usuarios puedan tener un rol más activo y puedan aprovechar los beneficios de los avances tecnológicos en materia de autogeneración, automatización y eficiencia energética, principalmente.

Con el fin de identificar el estado actual en la infraestructura de medición, y obtener la información base de diagnóstico, desde la SSPD 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 de: a) número de medidores, clasificados por tecnología de medición y por el tipo de usuario, b) fecha de instalación, c) situaciones especiales como número de multiusuarios, medición centralizada, d) medición AMI, e) mantenimiento y verificación de medidores, y f) medidores más usados. Adicionalmente, para complemento de la información del presente diagnóstico, se incluyó lo reportado al Sistema Único de Información - SUI, respecto de: a) usuarios sin equipo de medida, b) 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 originada en problemas del reporte realizado, no obstante cualquier comentario pueda ser elevado a esta Superintendencia a través de los medios establecidos por la entidad.

El presente documento está compuesto por tres secciones. En primer lugar, se encuentra la normativa e información general de medición, además de los antecedentes recientes de medición en Colombia; posteriormente se presenta el resultado del diagnóstico de medición, partiendo de los análisis de las PQR respecto a medidores en los últimos años, y seguido de la información de usuarios que no cuentan con medidor, antigüedad de medidores, aplicación de medidores en la prestación del servicio público de energía, calibración, mantenimiento y reemplazo de medidores, junto con las causas correspondientes. Finalmente, se encuentran las conclusiones y recomendaciones, además del plan de acción de vigilancia por parte de la SSPD a partir de este diagnóstico.



## 2. MARCO CONCEPTUAL

En este capítulo se aborda una breve descripción de la normativa en relación con la medición de consumos de energía y los lineamientos de política en relación con los medidores, así como el entorno institucional relacionado con la medición incluyendo el rol que representa la medida a lo largo de la prestación del servicio de energía eléctrica. También se presenta la información de tipos, características y funcionalidades de los medidores.

### 2.1. ENTORNO NORMATIVO

A continuación se presenta la normativa aplicada a la medición de energía y cuyos principales exponentes se muestran a continuación:

Ley 142 de 1994: Como parte del régimen de los servicios públicos, en relación con la medición se destaca lo contenido en los artículos 144 al 146, en los que se establecen los lineamientos principales respecto de los equipos de medida, el funcionamiento y el mantenimiento y la definición de las responsabilidades sobre estos equipos. Los aspectos más importantes se resumen de la siguiente manera:

- Libertad de los usuarios para adquirir los equipos de medida, de acuerdo con los lineamientos y características técnicas definidos, también señala que no es obligación del usuario velar por el funcionamiento de los medidores, pero sí de repararlos o reemplazarlos cuando sea necesario, además de que la empresa de servicios públicos - ESP y el usuario deben adoptar precauciones para que no sean alterados.
- Establece que el consumo es el elemento principal de la factura y establece la manera como se debe calcular en caso de imposibilidad de acceso al medidor, de igual manera le impone a las ESP la obligación de la lectura so pena de perder el derecho a recibir el precio, también, que se deben instalar los medidores a los usuarios máximo 6 meses después de la conexión de suscriptores nuevos, por último, a partir de la vigencia de esta Ley las empresas tuvieron un plazo de tres (3) años para elevar los niveles de macro y micromedición a un 95% del total de los usuarios, dando prelación a los usuarios residenciales de estrato 1, 2 y 3.

Resolución CREG 108 de 1997: La Comisión, ampliando lo establecido en la Ley, en los artículos 23, 24, 26, 30 y 31 expidió la regulación sobre la medición individual, el control sobre el funcionamiento de los medidores y la determinación del consumo facturable. Los siguientes corresponden a aspectos relacionados con la medición individual:

- Reitera lo relacionado con la propiedad de las acometidas domiciliarias y de la imposibilidad de disponer de ellas cuando estas sean propiedad de suscriptores y/o usuarios.
- Regula las condiciones de la medición y las excepciones a la medición individual, las características técnicas que deberá cumplir el equipo de medida, teniendo en cuenta lo que establezcan los Códigos de Distribución y/o Medida, así como el mantenimiento que debe dárseles.
- Establece la opción de hacer uso de tarifas horarias e incorporadas en los medidores
- Define frente a la suspensión del servicio que puede hacer la empresa cuando el usuario después de 6 meses no ha adquirido el medidor, siempre que no sea obligación la instalación por parte de la empresa. En estos casos, cuando el equipo de medida sea suministrado por la empresa, ésta deberá asumir la garantía de buen funcionamiento de dicho equipo.

Resolución CREG 225 de 1997: La Comisión definió el régimen de libertad regulada a las actividades de estudio de conexión, de calibración inicial revisión de la instalación de la conexión, configuración y programación del medidor.

Resolución CREG 038 de 2014: La Comisión modificó el código de medida en cuanto a los temas generales de la medición, se establece la incorporación de los avances tecnológicos de tal forma que permitan realizar las mediciones en los intercambios comerciales de energía eléctrica con menos incertidumbre, permitiendo un mejor respaldo de información y seguimiento detallado de la medida.

Resolución MME 40072 de 2018: El Ministerio de Minas y Energía estableció los lineamientos básicos para la introducción en Colombia de la AMI, con el cual busca los siguientes objetivos:

- Define como objetivos de implementación el facilitar esquemas de eficiencia energética, respuesta de la demanda, y modelos de tarificación horaria y/o canastas de tarifas, la incorporación en de tecnologías de generación, dinamizar la competencia y reducir costos de la prestación del servicio de energía eléctrica, entre otros.
- Establece las funcionalidades básicas que debe tener la infraestructura de medición avanzada.
- Fija la meta de implementación a 2030 de 95% para usuarios urbanos y 50% para usuarios de centros poblados y rurales, dejando a la CREG la regulación de los esquemas para alcanzar este propósito, así como la remuneración de dichas inversiones y la interoperabilidad que deberá garantizarse entre los diferentes agentes.

Resolución MME 40483 de 2019: El MME realizó modificaciones a la resolución 40072, en la cual le otorga un plazo adicional a la CREG hasta abril 15 de 2020, para definir las condiciones de implementación de la AMI en el SIN, de igual manera le confiere la competencia a la Comisión para que defina aspectos como: responsables de la implementación, gradualidad, remuneración, interoperabilidad, ciberseguridad y manejo de datos derivados de esta tecnología.

Resolución MME 40072 de 2020: Nuevamente el MME amplía el plazo a la CREG para que, hasta noviembre 30 de 2020, defina las condiciones de implementación de la AMI en el SIN y demás aspectos de reglamentación delegados a dicha entidad.

## **2.2. SUBSISTEMA NACIONAL DE LA CALIDAD**

Con el propósito de impulsar la calidad en los procesos productivos y la competitividad de los bienes y servicios en los mercados, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 2269 de 1993 "Por el cual se organiza el Sistema Nacional de Normalización, Certificación y Metrología". A partir de la expedición del Decreto 3257 de 2008, el Sistema Nacional de Normalización, Certificación y Metrología se denomina Subsistema Nacional de la Calidad – SNCA, el cual es un subsistema del Sistema Administrativo Nacional de Competitividad e Innovación.

Así mismo, mediante el Decreto 4175 de 2011 fue creado el Instituto Nacional de Metrología - INM, que tiene como objetivos la coordinación nacional de la metrología científica e industrial y la ejecución de actividades que permitan la innovación y soporten el desarrollo económico, científico y tecnológico del país, y en virtud del Decreto 865 de 2013 se designó al Organismo Nacional de Acreditación de Colombia - ONAC como único organismo nacional de acreditación.

Posteriormente se expidió el Decreto 1471 de 2014, por el cual se reorganizó el SNCA y se modificó el Decreto 2269 de 1993. Según lo definido a través de ese decreto, el SNCA está compuesto por instituciones públicas y privadas que realizan actividades de cualquier orden para la formulación, ejecución y seguimiento de las

políticas en materia de normalización, reglamentación técnica, acreditación, evaluación de la conformidad, metrología y vigilancia y control. De acuerdo con lo anterior, el SNCA tiene como objetivos fundamentales los siguientes:

- Promover en los mercados la seguridad, calidad, confianza, innovación, productividad y competitividad en sectores productivos e importadores de productos.
- Proteger los intereses de los consumidores, facilitar el acceso a mercados y el intercambio comercial, así como proteger la salud y la vida de las personas, animales y la preservación de los vegetales.
- Proteger el medio ambiente y la seguridad nacional.
- Prevenir las prácticas que puedan inducir a error al consumidor.

Por otra parte, según lo señalado a través de Decreto 1471 de 2014, la actividad de acreditación tiene como objeto emitir una declaración de tercera parte relativa a un organismo de evaluación de la conformidad, en la cual se manifiesta la demostración formal de su competencia para realizar actividades específicas de la evaluación de la conformidad.

La actividad de acreditación es ejercida de manera exclusiva por el ONAC, que tiene como función principal proveer los servicios de acreditación a los organismos de evaluación de la conformidad, con sujeción a las normas nacionales e internacionales en materia de acreditación, con alcance en reglamentos y normas técnicas. Así mismo, las entidades públicas que legalmente ejercen la función de acreditación continúan realizando esta actividad, bajo la coordinación del ONAC. Los organismos de evaluación de la conformidad podrán ser acreditados por el ONAC para realizar actividades de evaluación de la conformidad tales como: certificación, inspección, realización de ensayo/prueba y calibraciones en los campos en que se demuestre su competencia.

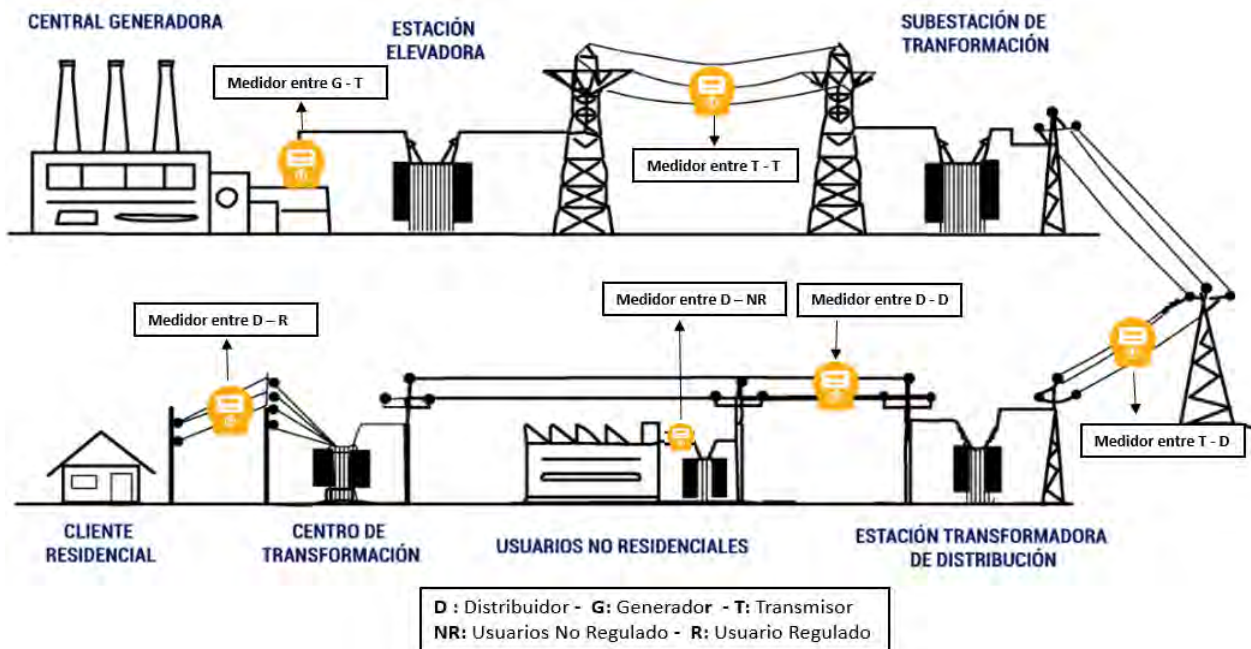
### **2.3. EL ROL DE LA MEDICIÓN EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Dada la naturaleza intangible de la energía eléctrica que impide ser apreciable de forma material, su cuantificación sólo es posible hacerla mediante medidores de energía, instrumentos que permiten ejercer control sobre la cantidad de producto que es comprado y vendido por los distintos agentes del sector eléctrico colombiano en el Mercado de Energía Mayorista - MEM<sup>[1]</sup>.

La medición de energía se encuentra en todos los eslabones de la cadena del sector eléctrico (generación, transmisión, distribución y comercialización) en donde se miden los intercambios en los puntos de conexión más conocidos como "fronteras", registradas por la empresa XM S.A. ESP en su condición de Administrador del Mercado. En las fronteras se registran las transacciones realizadas entre agentes, referente a la compra y venta de energía, para satisfacer la demanda del sector eléctrico a nivel nacional (Ilustración 1). Lo anterior se encuentra regido bajo las leyes 142 y 143 de 1994<sup>[2]</sup>, referente a la prestación de servicios públicos y al régimen de las actividades en el sector eléctrico colombiano, respectivamente.

Los puntos con mayor relevancia en la medición de energía eléctrica corresponden a las fronteras comerciales, debido a la necesidad de los agentes de verificar si la energía suministrada está siendo facturada adecuadamente, en particular, para poder detectar conexiones fraudulentas de personas que al no pagar por el servicio del que se benefician, causan que usuarios conectados de manera legal paguen por este excedente. La actividad de comercialización es la encargada de realizar dicho proceso ya que mide y cobra la energía suministrada al consumidor final, en donde para una correcta transacción es necesario realizar mantenimiento preventivo y tener especial atención en evitar errores que puedan convertirse en pérdidas de energía o mayores cobros para usuarios finales.

**Ilustración 1. Puntos de medición en fronteras estipulados por el MEM**



Fuente: Elaboración propia – DTGE

Por otra parte, la medición del consumo resulta fundamental para permitir al usuario llevar su control y, de esa manera, evitar alzas las facturas del servicio. Para lo anterior, es necesario capacitar a los consumidores finales en aspectos relacionados con gestión y ahorro de energía.

En resumen, la medición de energía eléctrica permite obtener indicadores sobre el desempeño del negocio, que permitan a las partes (tanto prestadores como usuarios) afrontar factores como pérdidas de energía, errores en la medición, incremento en los costos del servicio, seguimiento en gestión y ahorro de energía. Por medio de la medición se puede cuantificar la cantidad de energía comprada y vendida por los agentes e identificar aspectos a mejorar en sus procesos.

## 2.4. TIPOS DE MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La energía consumida en una instalación puede determinarse al conocer la intensidad (I) que esta recibe bajo cierto nivel de tensión (V), estos factores pueden variar a través del tiempo y el producto de los mismos se conoce como potencia instantánea (P), a partir de este dato se puede determinar la energía consumida (E) en un instante de tiempo ( $t_1$  y  $t_2$ ), que puede expresarse por:

$$E = \int_{t_1}^{t_2} (P) dt = \int_{t_1}^{t_2} (V * I) dt$$

La función del contador consiste entonces, en sumar y registrar la energía consumida de forma continua, es decir la energía facturada es la medición de la potencia con integración simultánea en el tiempo. Los medidores de energía a su vez pueden ser adaptados para medir energía activa (kWh), reactiva (kVARh) y aparente (kVAh).<sup>[7]</sup>

## 2.4.1. Tipos de medidores de energía eléctrica



El primer medidor de energía eléctrica data de 1881 funcionaba bajo principio químico, poco eficiente; posteriormente a partir de 1888 se desarrollan medidores con principios eléctricos (diferencia de potencial y corriente), y en 1890 con principios electromecánicos. Posteriormente se perfecciona la tecnología, y con la incorporación del desarrollo de la electrónica y las comunicaciones, en 1990 se introducen los medidores electrónicos y en el 2000 los denominados "inteligentes" pues ya desarrollaban funcionalidades adicionales a las de solo registrar energía.


Los medidores han ido evolucionando constantemente por los avances tecnológicos que se presentan, desde la información que almacenan hasta el sistema de comunicación que usan. Esta evolución es apreciable al pasar de medir watt-hora a almacenar una gran gama de parámetros eléctricos. En resumen, los medidores se conocen en 3 grandes grupos:

- Medidores de inducción o electromecánicos
- Medidores electrónicos o estáticos: que pueden ser análogos o digitales,
- Medidores inteligentes, que desarrollan funcionalidades adicionales y están compuestos por más elementos que el medidor en sí, como una unidad de almacenamiento de datos, red de comunicaciones y/o un sistema de gestión de la información [22].
- 

En la siguiente tabla, se presentan las ventajas y desventajas de los tres tipos de medidores usados actualmente.

**Tabla 1. Medidores según su construcción**

MEDIDOR	VENTAJAS	DESVENTAJAS
 <p>Electromecánico</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Construcción simple.</li> <li>• Buena respuesta a bajas frecuencias.</li> <li>• En algunos casos no requieren de energía de alimentación.</li> <li>• Bajo costo.</li> <li>• Fácil instalación</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tienen poca precisión, típicamente no proporcionan más de 3 cifras.</li> <li>• Ausencia de tapa cubre bornes o tapa principal</li> <li>• Dificultad en medir altas frecuencias.</li> <li>• Se necesita de un operador para hacer las lecturas periódicamente.</li> <li>• Facilidad de manipulación y falencias en temas de seguridad (ausencia de sello de seguridad en la tapa principal)</li> </ul>
 <p>Electrónico</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tienen una rapidez de lectura que puede superar las 1000 lecturas por segundo.</li> <li>• Mayor cantidad de registros – Memoria masiva.</li> <li>• Proporcionan una mayor seguridad para evitar manipulaciones.</li> <li>• Mayores opciones de comunicación para indagación del equipo.</li> <li>• Facilidad de instalación y aplicabilidad, para usuarios residenciales, comerciales, industriales, celdas de medida, S/E.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costo mayor al electromecánico.</li> <li>• Son complejos en su construcción.</li> <li>• Requieren fuente de alimentación.</li> <li>• Generalmente son equipos de manufactura extranjera, lo que ralentiza el soporte técnico para los usuarios.</li> <li>• Su uso generalmente es para facturación de energía, no cuentan con funcionalidades de calidad de potencia (PQ)</li> </ul>

MEDIDOR	VENTAJAS	DESVENTAJAS
 <p>Medidor inteligente (Smart Meter)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se permite la teledistribución, la lectura se realiza a distancia.</li> <li>• Rápida identificación de problemas, gracias a la integración del sistema de telegestión.</li> <li>• Modificar la potencia contratada de forma remota.</li> <li>• Se abre paso de tener lecturas estimadas a lecturas reales.</li> <li>• Permite precios dinámicos y eficiencia en la energía consumida.</li> <li>• Auto calibración del medidor (cada 10 segundos)</li> <li>• Mayor confiabilidad y las necesidades críticas de medición se satisfacen con una precisión del 0,06% en metrología energética.</li> <li>• Poseen protocolos de comunicación Tipo Modbus, DNP3, IEC 61850, GOOSE Messaging y SNMP Superior Recording y Power Quality Analysis</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tarifas adicionales por la instalación del medidor.</li> <li>• Problemas en privacidad de los datos personales recopilados.</li> <li>• Mayor responsabilidad sobre el mantenimiento.</li> <li>• Equipos más costosos por la tecnología usada por estos dispositivos.</li> <li>• Posibilidad que el sistema de medición inteligente no funcione al tener una señal deficiente en su sistema de comunicación.</li> <li>• Equipos sensibles, se pueden descalibrar al sufrir una inadecuada operación.</li> <li>• En zonas bastante apartadas, la indagación por temas ajenos a los medidores "Comunicación" genera imposibilidad de indagar los equipos.</li> </ul>

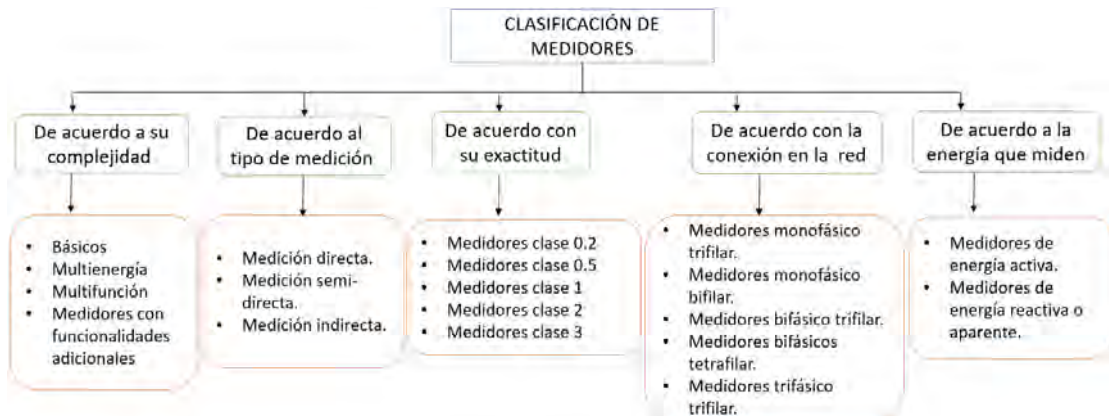
Fuente: Elaboración propia – DTGE.

En el ANEXO de este documento, se muestra un mayor detalle del funcionamiento y las características de los medidores de acuerdo con su construcción, además de otro tipo de clasificaciones para estos dispositivos de medida.

## 2.5. CLASIFICACIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los medidores tienen distintas clasificaciones, en la sección 2.4 se abordó la clasificación respecto a su construcción (electromecánico, electrónico e inteligente), en esta sección se abordarán las clasificaciones mostradas en la ilustración 2.

**Ilustración 2. Clasificación de medidores**



Fuente: Elaboración propia – DTGE.



### 2.5.1. De acuerdo con su exactitud

De acuerdo con la Resolución CREG 038 de 2014 en el artículo 6, los puntos de medición se clasifican acorde con el consumo o transferencia de energía por la frontera o por la capacidad instalada en el punto de conexión, como se muestra en la tabla 2 y, a su vez, los medidores para estos puntos de medición deben cumplir con los índices de clase y clase de exactitud que se establecen en la tabla 3:

**Tabla 2. Clasificación puntos de medición**

Tipo de puntos de medición	Consumo o transferencia de energía [MWh-mes]	Capacidad instalada, CI; [kVA]
5	$C < 5$	$CI < 10$
4	$5 \geq C < 50$	$10 \geq CI < 100$
3	$50 \geq C < 500$	$100 \geq CI < 1000$
2	$500 \geq C < 15000$	$1000 \geq CI < 30000$
1	$C \geq 15000$	$CI \geq 30000$

Fuente: Resolución CREG 038 de 2014, Tabla 1.

**Tabla 3. Índice y clase de exactitud en medidores**

Tipo de punto de medición	Índice de clase para medidores de energía activa	Índice de clase para medidores de energía reactiva
1	0.2 S	2
2 y 3	0.5 S	2
4	1	2
5	1 o 2	2 o 3

Fuente: Resolución CREG 038 de 2014, Tabla

El índice de clase para los medidores de energía activa corresponde al establecido en las normas NTC 2147<sup>1</sup>, NTC 2288<sup>2</sup> y NTC 4052<sup>3</sup> o sus equivalentes normativos de la Comisión Electrotécnica Internacional, CEI. Para el caso de los medidores de energía reactiva los índices de clase corresponden a los establecidos en las normas NTC 2148 y NTC 4569<sup>4</sup> o sus equivalentes normativos de la CEI <sup>[9]</sup>.

El índice de clase significa los límites de error porcentual admisible para todos los valores de corriente entre el 10% nominal y la máxima con un factor de potencia igual a uno <sup>[10]</sup>. De acuerdo con lo mencionado en la Resolución CREG 038 de 2014 artículo 9, se establecen las siguientes denominaciones que caracterizan la exactitud en la lectura de los medidores de energía:

- Medidores de clase 2 o 3: Para medir la energía reactiva en cualquier nivel de tensión y cualquier transferencia anual de energía.
- Medidores clase 2: Para medir energía activa de clientes correspondientes al nivel 1 y 2 con capacidades menores a 45 kVA, con medidores monofásicos y trifásicos. Garantiza que el error se encuentra entre más o menos el 2%.
- Medidores clase 1: Para medir energía activa de clientes correspondientes al nivel 3, con capacidades instaladas superiores a 45kVA y menores a 100kVA y transferencias anuales menores a 50 MWh, garantiza que el error se encuentra entre más o menos el 1%.

<sup>1</sup> Medidores Estáticos de Energía Activa. Especificaciones Metrológicas para clase 0.2S y 0.5S

<sup>2</sup> Medidores electromecánicos de energía activa - clases 0,5, 1 y 2

<sup>3</sup> Medidores Estáticos de Energía Activa para corriente alterna clase 1 y 2

<sup>4</sup> Medidores estáticos de energía reactiva, Clases 2 y 3

- Medidores clase 0,5: Para medir la energía activa en fronteras comerciales con tensiones correspondientes al nivel 4, inferiores a 115kV y transferencias medias horarias menores a 15000 MWh. Garantiza que el error se encuentra entre más o menos el 0.5%.
- Medidores clase 0,2: Para medir energía activa en tensiones de 115 kV o superiores en la frontera comercial o para transferencias promedio horarias durante los últimos seis meses iguales o superiores a 15000 MWh. Garantiza que el error se encuentra entre más o menos el 0,2%.

### 2.5.2. De acuerdo con el tipo de medición y la conexión a la red

Según la capacidad instalada existen tres tipos de medición del consumo de energía: directa, semidirecta e indirecta, lo cual depende del nivel de energía a medir (voltaje y corriente) y la capacidad del instrumento con el que se desea medir. A su vez, estos medidores dependen de la cantidad de conductores que llevan la energía, clasificándose en: monofásico bifilar, monofásico trifilar, bifásico trifilar, trifásico trifilar y trifásico tetrafilar.

La combinación de estas dos características define el siguiente conjunto de tipos de medidores:

- **Medición Directa:** conexión en el cual las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga, es decir los conductores de la acometida se conectan directamente al medidor. Según la cantidad de conductores pueden ser:
  - monofásico bifilar: una fase activa, y un conductor no activo o neutro
  - monofásico trifilar: una fase activa (en dos conductores) y neutro
  - bifásico trifilar: acometida de dos fases y el neutro
  - trifásico tetrafilar: acometida de tres fases y el neutro
- **Medición Semidirecta:** conexión en el cual las señales de tensión que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga, pero las señales de corriente se reciben a través de transformadores de corriente (TC).
  - Monofásico trifilar
  - Trifásico tetrafilar
- **Medición Indirecta:** conexión cuyo medidor de energía recibe la señal a través de transformadores de corriente (TC) y de potencial (TP).
  - Medición en dos elementos: usada para medidor trifásico trifilar y medidor trifásico tetrafilar
  - Medición de tres elementos correspondiente a Medidor trifásico tetrafilar

### 2.5.3. De acuerdo con la energía que miden

En el sector eléctrico se pueden encontrar distintos tipos de energía: i) la que convierte la energía en trabajo mecánico, luz o calor, denominada como energía activa, y ii) la energía reactiva, generada por algunas máquinas para crear el campo magnético y electromagnético necesario para su funcionamiento. Cada una de estas energías debe medirse con un tipo de medición diferente, teniendo entonces:

- **Medidores de energía activa:** Es el instrumento destinado a medir la energía activa, medido en kilovatios-hora [KW-h].
- **Medidores de energía reactiva:** Es el instrumento destinado a medir la energía reactiva, medida en kilovoltiamperios-hora [kVA-h]. De acuerdo con la norma NTC 5019, se debe instalar medidor de energía reactiva cuando la capacidad instalable sea mayor de 15 kVA. Para el sector comercial e industrial es obligatoria la instalación de medidor de energía reactiva en sistemas bifásicos y trifásicos.

- La selección de los medidores se debe realizar teniendo en cuenta la capacidad de estos, las condiciones de la carga a medir y el tipo de energía a medir. Esta información, fue descrita en el código de medida establecido por la CREG como se muestra en la tabla 4.

**Tabla 4. Selección de medidores de energía**

Tipo de Medición	Tipo de Servicio	Nivel de Tensión	Capacidad Instalada (CI) en kVA	Capacidad Corriente (Amp)	Descripción del Medidor		Clase		Clase de exactitud	
					Medidor	Energía	Estático	TC	TP	
Directa	Monofásico bifilar	BT-1	CI≤12	I ≤ 100	Monofásico bifilar	Activa	1 activa	-	-	
						Activa y reactiva	1 activa 2 reactiva	-	-	
	Monofásico trifilar	BT-1	CI≤24	I ≤ 100	Monofásico trifilar - bifásico trifilar	Activa	1 activa	-	-	
						Activa y reactiva	1 activa 2 reactiva	-	-	
	Bifásico trifilar	BT-1	CI≤21	I ≤ 101	Bifásico trifilar	Activa	1 activa	-	-	
						Activa y reactiva	1 activa 2 reactiva	-	-	
	Trifásico tetrafilar	BT-1	CI≤36	I ≤ 100	Trifásico tetrafilar	Activa	1 activa	-	-	
						Activa y reactiva	1 activa 2 reactiva	-	-	
Semi-directa	Monofásico trifilar	BT-1	24<CI	100 < I	Monofásico trifilar - trifásico trifilar	Activa y reactiva	1 activa 2 reactiva	0.5	-	
						Trifásico tetrafilar	BT-1	36<CI<100	100 < I < 277,8	Activa y reactiva
	Trifásico tetrafilar	BT-1	100≤CI≤112,5	277,8≤I ≤312,5	Activa y reactiva					0,5 s activa 2 reactiva
					Trifásico trifilar - trifásico tetrafilar	MT 2 y3	112,5<CI<30000	312,5 < I ≤ 83333,3	Activa y reactiva	0,5 s activa 2 reactiva
Trifásico tetrafilar	AT y EAT 4	30000≤CI	83333 ≤ I	Activa y reactiva					0,5 s activa 2 reactiva	0.5s
				Trifásico tetrafilar	EAT	30000≤CI	83333 ≤ I	Activa y reactiva	0,2 s activa 2 reactiva	0.2s

Fuente: Resolución CREG 038 de 2014 y NTC 5019.

#### 2.5.4. De acuerdo con su complejidad

La NTC 5019 del 2007, hace referencia a la selección de equipos de medición de energía eléctrica, en donde se establecen las características adecuadas de los equipos utilizados para la medición de energía, definidas en función de las características de la instalación eléctrica en el punto de conexión y la carga a medir.<sup>[15]</sup>

Las funciones desarrolladas por un equipo de medida se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Funciones con impacto en la facturación, tales como la medida, entradas de impulso y control, control de tarifa, retención de información de facturación.
- Funciones sin impacto en la facturación, pero sensibles al usuario tales como una indicación de la información auxiliar.
- Funciones auxiliares, tales como programación remota, lectura remota y salida de información al cliente y otras medidas tales como valores instantáneos o calidad de suministro, cuando estas no son parte del proceso de facturación.

De acuerdo con estas características en la tabla 5 se muestra la clasificación que deben tener:

**Tabla 5. Clasificación de medidores de energía eléctrica por su funcionalidad**

Clasificación	Descripción
Básicos	Medidores de energía sencillos, sin dispositivos internos de control de carga o tarifa; o sin salida de impulso; con o sin puerto de comunicación óptico.
Multienergía	Medidores que, en una única carcasa, miden más de un tipo de energía, con o sin salida de impulso; con o sin puerto de comunicación óptico.
Multifunción	Medidores básicos o multienergía, que incluyen funciones adicionales a las metrologías básicas, tales como registro de demanda máxima, registro de tiempo de uso, dispositivos de control de tarifa y/o carga, como un interruptor horario o un receptor de telemando centralizado.
Medidores con funcionalidades adicionales	Medidores con otras unidades funcionales como PLC, comunicación telefónica o por radio, lectores de bonos de pago, entre otras.

Fuente: Norma NTC 5019. 2007-03-21

Otras características son las referentes a medidores prepago y bidireccionales, que no se encuentran contempladas en la norma anteriormente descrita:

- **Medidor prepago:** Las empresas del sector eléctrico han considerado el sistema prepago como una alternativa para el control del consumo de energía, para garantizar la confiabilidad. Este sistema se ha convertido en un mecanismo de ahorro para las familias de bajos recursos y permite saber y controlar el consumo, ajustarlo al ingreso familiar y hacer un uso racional de la energía.<sup>[16]</sup>
- **Medidor bidireccional:** Estos contadores funcionan en dos direcciones, es decir no solo miden la energía que fluye de la red al usuario final, sino también la que fluye del usuario a la red. Este tipo de medidor es usado cuando se tiene implementado autogeneración y se puede vender los excedentes a la red eléctrica<sup>5</sup>  
[17].

## 2.6. INFRAESTRUCTURA AVANZADA DE MEDICIÓN

La industria del sector eléctrico se encuentra en constante cambio, pasando de una red centralizada a una que exija mayor interacción por parte del consumidor. Para dicha transición es necesario involucrar nuevas tecnologías, donde el medidor inteligente juega un papel fundamental en la articulación del sistema eléctrico y el consumidor final<sup>[22]</sup>. Para lograr dicha articulación, se necesita de un sistema que integre tecnologías para recolectar, medir y analizar la información de la energía suministrada, dicho sistema es conocido como infraestructura de medición avanzada – AMI<sup>(23)</sup>.

A principio de 1990, se implementó el primer sistema para automatizar la toma de lecturas del medidor, denominado sistema AMR, esta tecnología permite operaciones de telemedida, es decir la toma de lecturas de manera remota de los consumos de electricidad para fines de facturación y análisis de consumos en tiempo real. La información recolectada era enviada a la empresa mediante un sistema de telecomunicación, para estos sistemas eran usados medidores inteligentes de primera generación. Dichos sistemas evolucionaron para que los agentes puedan realizar acciones de control como por ejemplo corte, reconexión y mayor capacidad en recolección de datos<sup>[24]</sup>.

Posteriormente a mediados del 2005, aparece el sistema AMI como una tecnología que supera al AMR, este sistema evoluciona para permitir comunicación bidireccional entre empresas prestadoras del servicio eléctrico

<sup>5</sup> Esquemas promovidos por la Ley 1715 de 2014, y regulados por la CREG en la resolución CREG 030 de 2018.

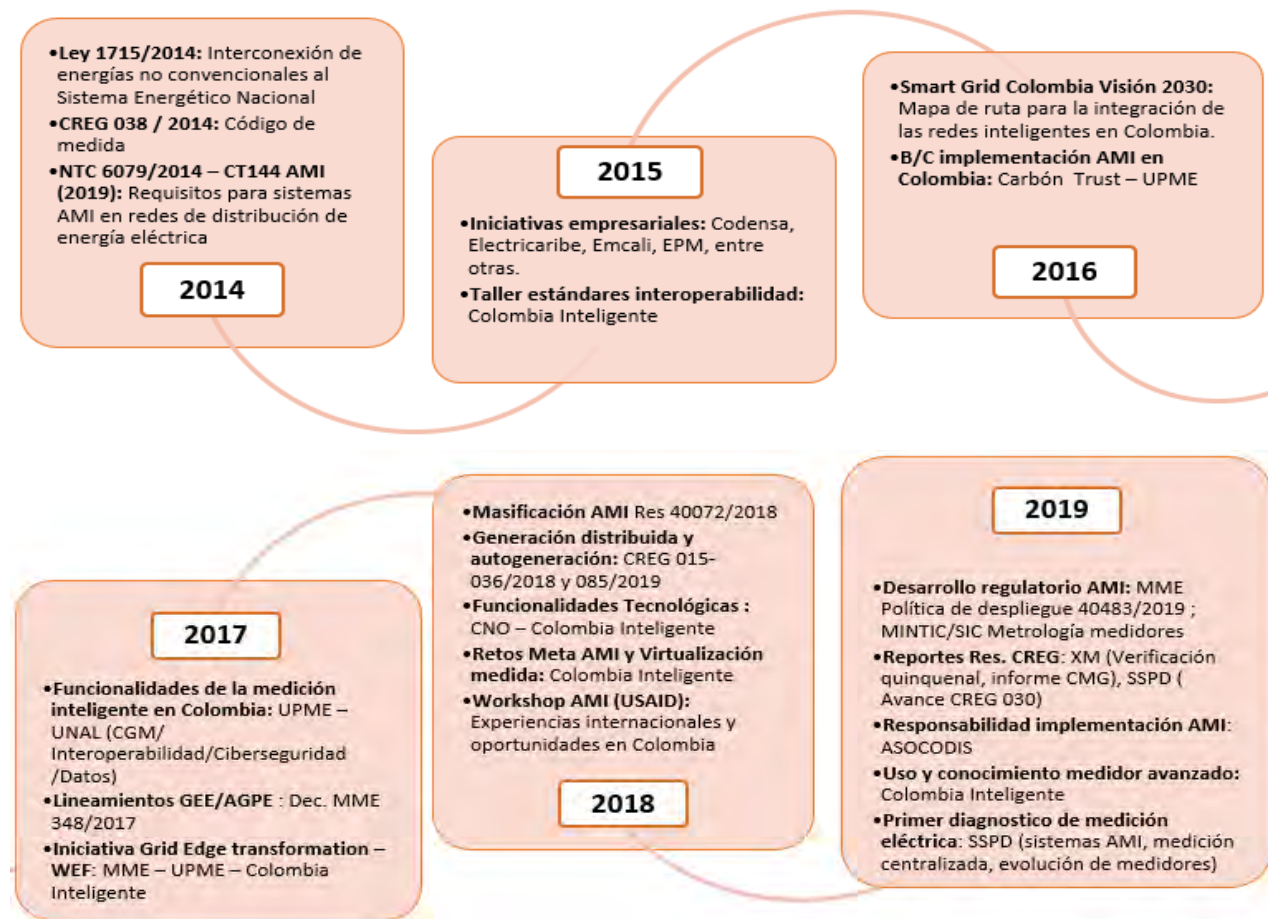
y usuarios finales, además de tener las funcionalidades AMR, permite recolectar información adicional acerca del consumo energético y parámetros eléctricos.

### 2.6.1. Experiencia nacional con sistemas AMI.

En la transformación del sector eléctrico colombiano, se han venido implementando nuevos lineamientos normativos que abren paso a la evolución de este sector, tales como: generación distribuida, movilidad eléctrica, microredes y medición inteligente. Es de vital importancia dar a conocer las acciones realizadas en el país para la implementación de sistemas AMI.

En la ilustración 3 se muestran las acciones realizadas iniciando en el año 2014 hasta el año 2019. Una de las acciones más importantes ocurre en el año 2018 con la política de masificación de sistemas AMI, mediante la resolución expedida por el MME; a raíz de ello la CREG en su Circular 54 del mismo año, muestra la recopilación de proyectos piloto que han sido implementados a nivel nacional por los agentes con mayor cuota de mercado (EMCALI, EPM, CODENSA, ELECTRICARIBE, CEO y EPSA), con el fin de hacer un análisis para cumplir lo establecido en la Resolución 4 0072 de MME. Adicional a ello, a finales del año 2019 la CREG dio a conocer un estudio mediante la Circular 003 de 2020 con el fin de proponer el agente que debe desarrollar la implementación de medición AMI, teniendo en cuenta que el principal propósito es disminuir los costos en la prestación del servicio y promover la competencia al por menor. <sup>(43)</sup>

**Ilustración 3. Acciones realizadas para la transformación del sector eléctrico**



Fuente: Colombia inteligente, Elaboración: DTGE

### 3. DIAGNÓSTICO DE MEDICIÓN

En este capítulo se presenta la condición actual e histórica en medición de energía eléctrica, muestra los resultados tanto de la información del SUI como de la solicitud de información realizada a los comercializadores, abordando aspectos de medidores por sector residencial y no residencial; seguido de las PQR presentadas por fallas en los equipos de medición, además, de un análisis de usuarios que no cuentan con medidor. Por otra parte, se detalla la evolución de los medidores por tipo de tecnología desde 1995 hasta el presente año, seguido de otros aspectos importantes, como los relacionados con sistemas de medición inteligente, medición centralizada, multiusuarios y marcas de medidores.

#### 3.1. PETICIONES, QUEJAS Y RECLAMOS REPORTADOS ANTE LA SSPD POR CONCEPTO DE MEDIDORES

La SSPD es la entidad técnica que contribuye al mejoramiento de la calidad de vida de los ciudadanos en Colombia, mediante la vigilancia, inspección y control en la prestación de servicios públicos domiciliarios, la protección de derechos y el cumplimiento de los deberes de usuarios y prestadores<sup>[11]</sup>. Para dar cumplimiento a las funciones de la entidad, es necesario tener un registro de PQR donde se evidencien las falencias e inconformidades con la prestación de los servicios públicos por parte de las empresas prestadoras. En el caso de energía se cuenta con 42 causales de PQR clasificadas en tres ítems: facturación, instalación y prestación del servicio.

Para efectos de este diagnóstico, se tuvieron en cuenta 4 causales que hacen referencia a la medición del consumo de energía, correspondientes a las indicadas en la tabla 6 :

**Tabla 6. PQR relacionadas con medición de energía**

CAUSAL	CÓDIGO SUI	DESCRIPCIÓN
Inconformidad por desviación significativa	127	Inconformidad por desviaciones significativas frente a consumos anteriores.
Lectura incorrecta	126	Cuando la lectura presentada en la factura no coincide con la registrada por el medidor o con el histórico de lecturas.
Inconformidad con el consumo o producción facturado	102	Desacuerdo con la cantidad de unidades de consumo o de producción facturadas.
Cobro por consumos dejados de facturar o recuperación de energía.	129	Reclamo por el cobro de consumos prestados y no facturados.

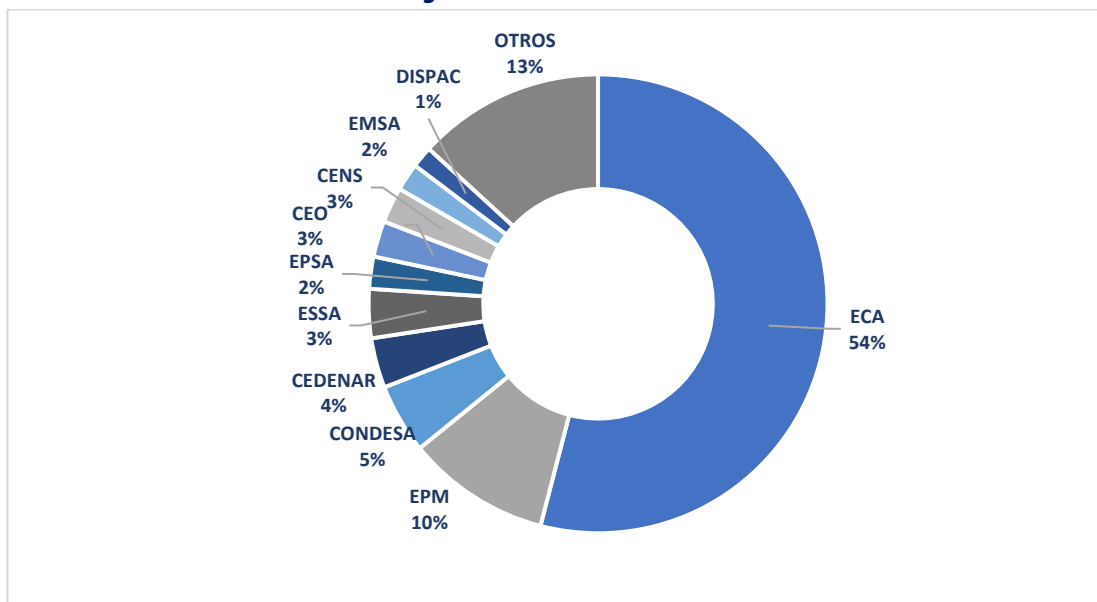
Fuente: SUI 2019

Para llevar a cabo el análisis, se realizó la recopilación de las PQR desde enero del 2016 hasta diciembre del 2019, la información fue obtenida mediante los datos registrados en el SUI de acuerdo con la Resolución SSPD - 20151300054575 de 2015.

Se obtuvieron alrededor de 2.083.458 PQR, en donde Electricaribe representa más de la mitad de las inconformidades en este periodo, seguido de EPM y Codensa con una participación de 54%, 10% y 5% respectivamente; los agentes comercializadores restantes representan 31% de causales por informalidad. En el gráfico 1 se aprecia la recopilación de PQR desde el año 2016 hasta el 2019.



**Gráfico 1. Relación de agentes comercializadores con PQR en medición**



Fuente: SUI (2016 - 2019), Cálculo: DTGE.

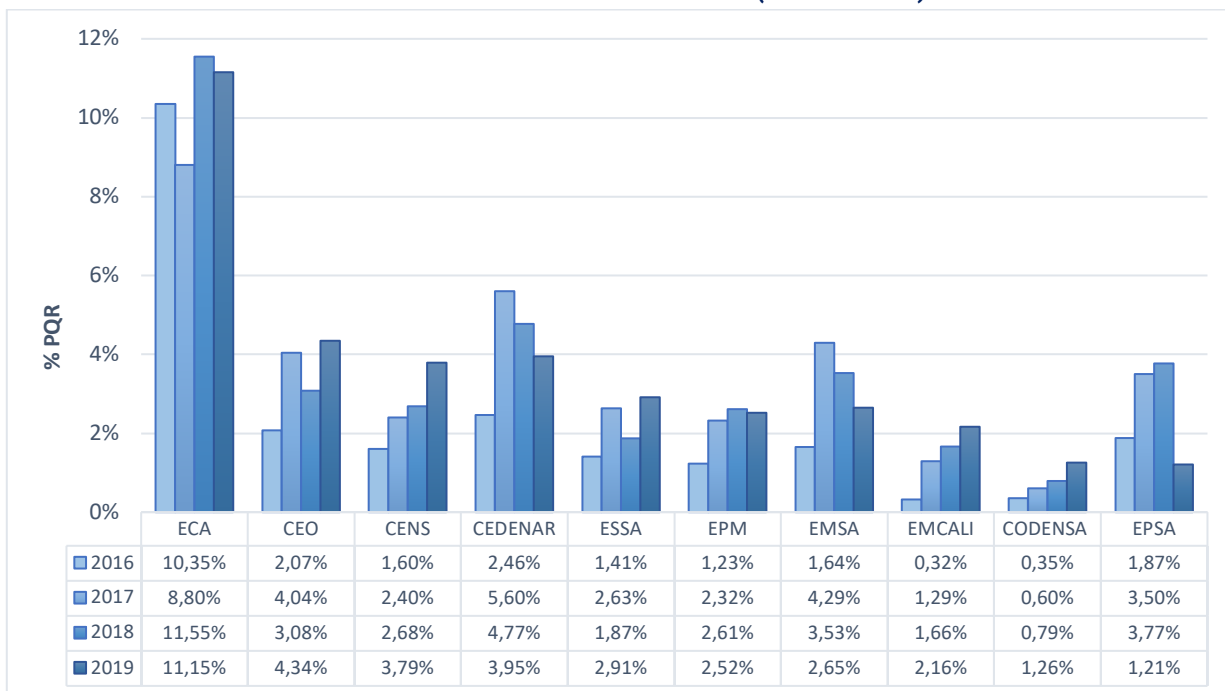
Los agentes presentados en el gráfico 2 conglomeran el 88% de inconformidades respecto a medición de energía. En dicho gráfico, se aprecia el comportamiento de PQR relacionadas con la medición en los tres últimos años. En algunos agentes se evidencia un incremento conforme avanza el año (CENS, EMCALI, CODENSA), en otros casos se ve reflejada una disminución de PQR especialmente en el año 2018, posiblemente debido a una mejor gestión en la prestación del servicio de energía (CEDENAR, EMSA).

Por otra parte, se debe tener en cuenta la relación de PQR con el número de usuarios asociado a cada agente, en donde prestadores como CENS y CEO a pesar de tener un porcentaje bajo de incidencia respecto al total de PQR, tienen una mayor proporción en relación con el número de suscriptores finales, otros agentes como CEDENAR presentan un comportamiento similar.

Sin embargo, empresas como EPM y Codensa muestran un comportamiento más favorable considerando las PQR en relación con el número de suscriptores, debido a que son unos de los agentes con mayor cantidad de usuarios y un índice bajo de PQR relacionadas con medición del consumo.

Por otro lado, para el año 2018 Electricaribe presentó el mayor número de PQR por altos consumos facturados y energía dejada de facturar. Por dicho motivo, se estableció un plan de choque por parte de la SSPD, para realizar seguimiento a dichas inconformidades y conocer las principales necesidades de los habitantes en la región Caribe, por lo anterior, para el año 2019 se ve reflejada una disminución del 0,35%.

**Gráfico 2. Relación de PQR / usuarios (2016 – 2019)**



Fuente: SUI, DTGE 2019 - ESP.

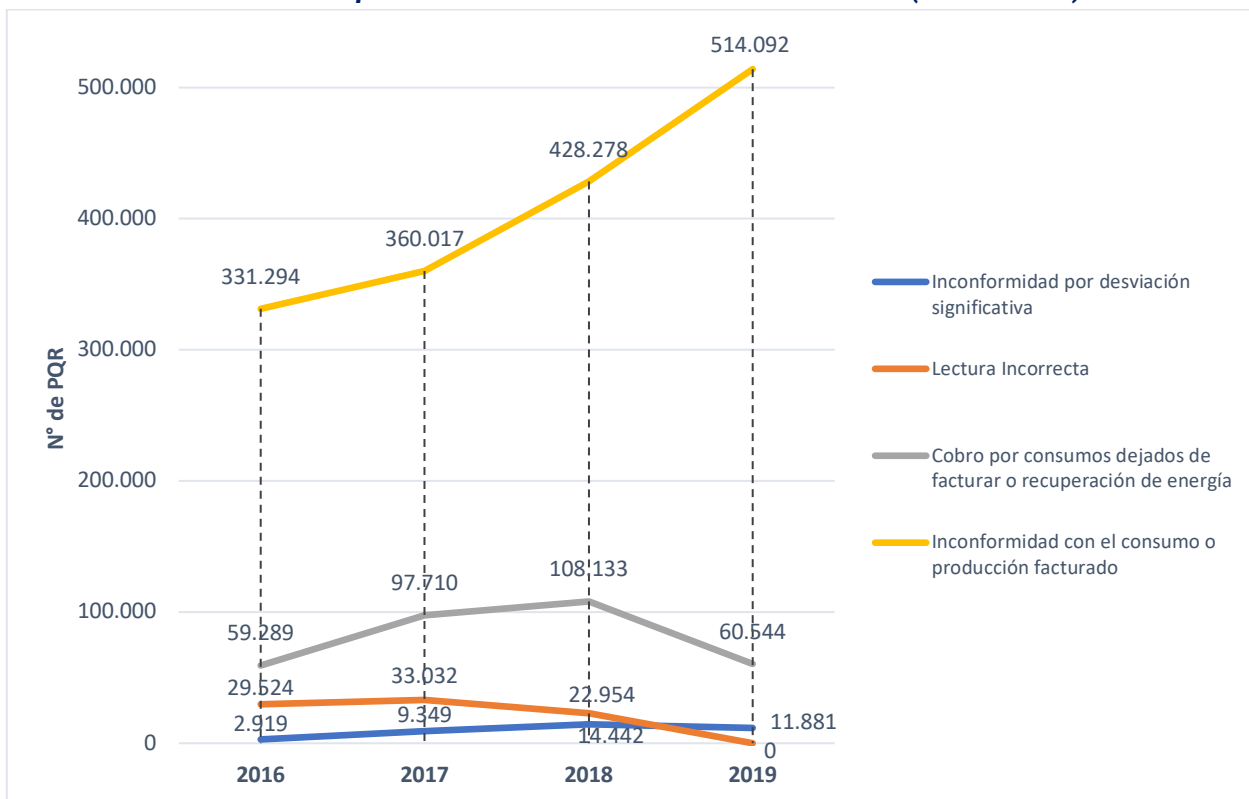
### 3.1.1. Causas de PQR

En el gráfico se muestra el agregado de causales para el periodo de enero de 2016 a diciembre de 2019 relacionadas con la medición, en donde se evidencian las inconformidades con más mayor recurrencia, la primera de ellas corresponde a Inconformidad por el consumo facturado con el 78%, seguido de Cobros por consumo dejado de facturar con una representación del 16%, finalmente, se encuentra la causal de Lectura incorrecta e Inconformidad por desviación significativa con el 4% y 2% respectivamente.

La magnitud de PQR se relacionan en su mayoría con el cambio de medidores electromecánicos a electrónicos. También se observa que algunas de las quejas estuvieron relacionadas con la facturación durante el ahorro de energía que se presentó en el año 2016 en el marco del programa Ahorrar paga impulsado por el Gobierno Nacional.

Además, la causal de Cobro por consumos dejados de facturar se presenta al no realizar lectura en sitio durante el periodo de investigación, por ende, el cobro se realiza por promedio y después de varios periodos se ajusta la diferencia entre la lectura real y el promedio que se venía cobrando.

**Gráfico 3. Comportamiento de PQR relacionadas con medición (2016 – 2019)**



Fuente: SUI, DTGE 2019 - ESP.

### 3.2. INFORMACIÓN DE MEDIDORES REPORTADA POR LOS COMERCIALIZADORES

Como se indicó en este documento, con el fin de contar con más información en relación con la infraestructura y el estado de medición de energía eléctrica en el país, la DTGE de la SSPD realizó en el año 2019 requerimientos a 95 comercializadores de energía pertenecientes al SIN registrados en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos - RUPS.

La información solicitada a las empresas se clasificó en ocho (8) categorías, cada categoría tenía a su vez otra subclasificación, tal como tipo de usuario, tipo de medidor, fecha de instalación del dispositivo de medida, entre otros aspectos. En la tabla 7 se muestra la información solicitada:

**Tabla 7. Información solicitada a las empresas**

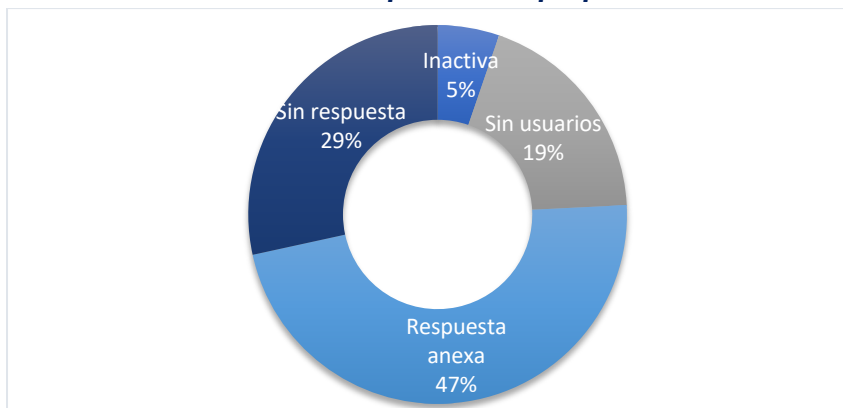
Archivo Excel	Categoría	Subcategoría
Hoja 1	Información general de medidores	Tecnología de medición (electromecánico, electrónico, inteligente)
		Tipo de medición (directa, semidirecta, indirecta)
		Número de fases (1, 2, 3)
		Tipo de usuario residencial y no residencial (estrato / sector)
		Clasificación por fecha de instalación (antes de 1995, 1995 y 2004, 2004 y 2014, después de 2014)

Archivo Excel	Categoría	Subcategoría
		Clasificación de medidores según su aplicación (básicos, multienergía, prepago, multifunción, bidireccionales, funciones adicionales)
Hoja 2	Tecnología de medición AMI	Tipo de medición (directa, semidirecta, indirecta)
		Número de fases (1, 2, 3)
		Funcionalidades AMI según Resolución MME 40072 de 2018
Hoja 3	Medición centralizada	Tipo de medición (directa, semidirecta, indirecta)
		Número de fases (1, 2, 3)
		Total usuarios
Hoja 4	Medición multiusuario	Tipo de medición (directa, semidirecta, indirecta)
		Número de fases (1, 2, 3)
		Clasificación por Planes de normalización y Áreas Especiales, inquilinatos, otras unidades inmobiliarias.
Hoja 5	Marca de medidores	Marca de medidor
		Referencia de medidor
		Tipo de usuario residencial y no residencial (estrato / sector)
Hoja 6	Verificación de medidores	Tipo de usuario residencial y no residencial (estrato / sector)
		Verificación en sitio o posterior
		Resultado conforme, no conforme y total de verificaciones.
Hoja 7	Mantenimiento de medidores	Tipo de usuario residencial y no residencial (estrato / sector)
		Tipo de mantenimiento (preventivo, predictivo y correctivo)
Hoja 8	Reposición de medidores	Tipo de usuario residencial y no residencial (estrato / sector)
		Causa de reposición (mal funcionamiento, desarrollo tecnológico, hurto)

Fuente: DTGE 2019

Como resultado del requerimiento, se obtuvo que 5 agentes comercializadores se encuentran en estado inactivo, 27 comercializadores no respondieron a dicho requerimiento y 63 agentes enviaron respuesta. De estos últimos, 18 pertenecen a agentes sin usuarios finales (no poseen datos para el análisis de este diagnóstico) y 45 agentes enviaron la información solicitada con su respectivo anexo para realizar el análisis. Los 45 agentes de los que se obtuvo información pertinente atienden el 93% del mercado eléctrico a nivel nacional. En resumen, se tiene información de 14.402.419 de medidores reportados por los agentes como respuesta a los requerimientos a abril de 2019, en donde se encuentran las empresas con mayor cuota de mercado del país, como los son: CODENSA, EPM, ELECTRICARIBE, ESSA, EMCALI, EPSA y CENS.

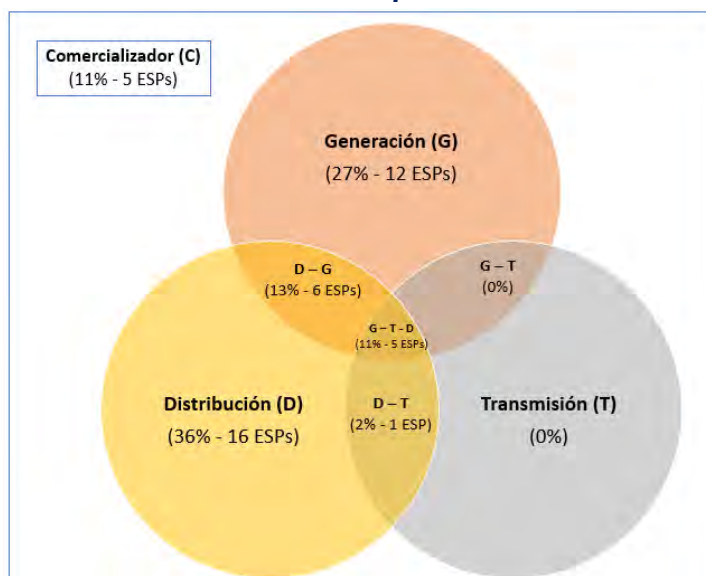
**Gráfico 4. Resultado de requerimientos por parte de la SSPD**



Fuente: Información reportada por Comercializadores 2019, Cálculo: DTGE.

La mayoría de los agentes que remitieron la información, no solo se caracterizan por ser comercializadores, sino también por pertenecer a otra actividad económica como agentes generadores, transmisores o distribuidores. En el Gráfico 5, se evidencia de manera general, la actividad a la que pertenecen dichos agentes, algunos de ellos realizan simultáneamente dos actividades en el sector eléctrico (CODENSA, ELECTRICARIBE, ENERTOLIMA), tres actividades (EMCALI, EMSA, CEDENAR) o cuatro actividades simultáneamente (EBSA, EPM, ESSA).

**Gráfico 5. Clasificación de ESP por actividades realizadas**



Fuente: SUI 2019, Cálculo: DTGE

Como se aprecia en el gráfico 5 del total de agentes que dieron respuesta para este diagnóstico (45 ESP), el 89% realizan otra actividad en la cadena del sector eléctrico, mientras que el 11% realiza únicamente la actividad comercial. Esto se debe a que comparten dicha actividad con distribución y/o generación <sup>[4]</sup>.

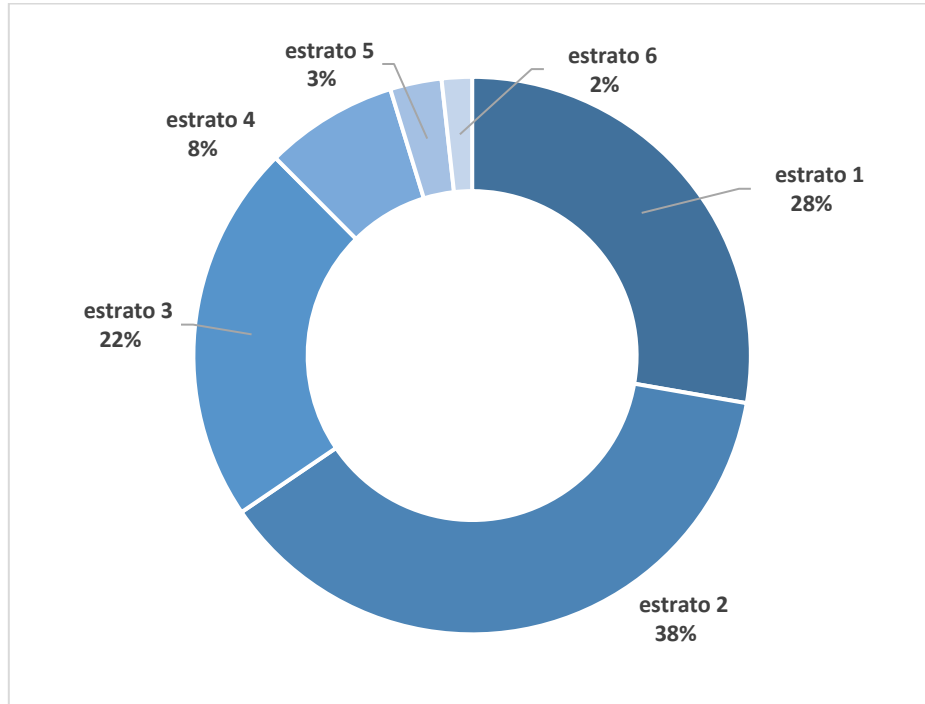
Ahora bien, con base en la información obtenida por los 45 comercializadores se presenta el diagnóstico de la medición como se desarrollará en las siguientes secciones.

### 3.3. USUARIOS CON MEDICIÓN

#### 3.3.1. Sector residencial

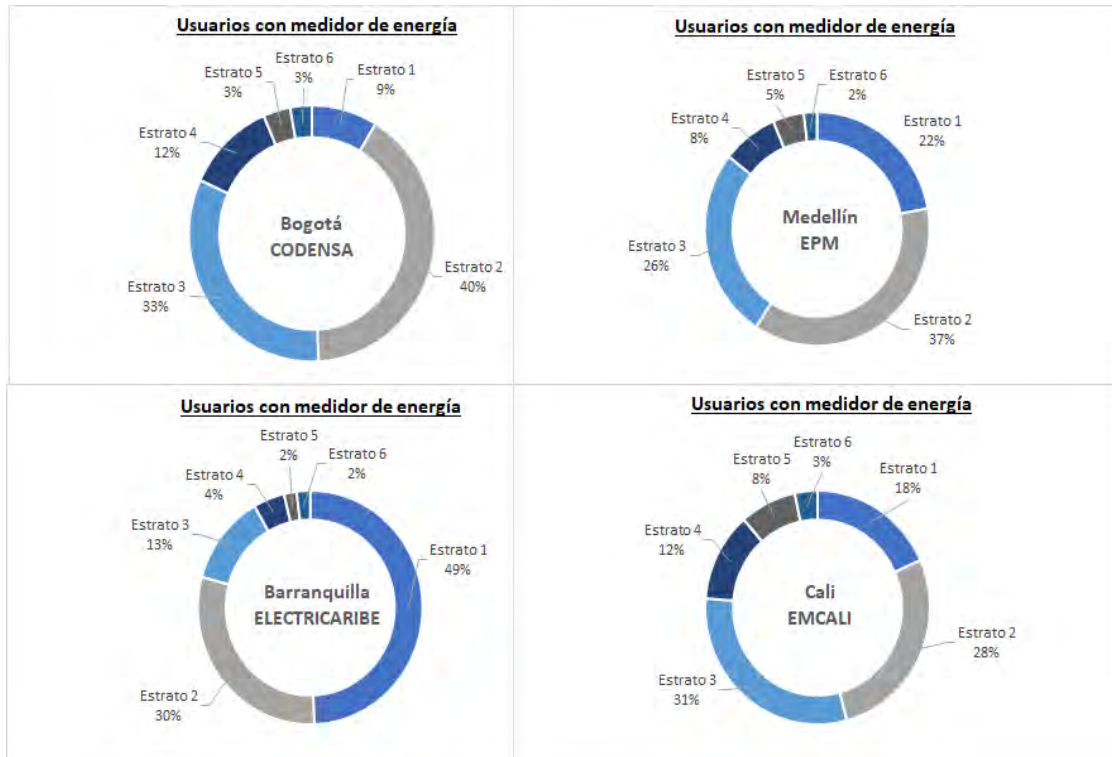
El sector residencial cuenta con el 91,42% de medidores instalados a nivel nacional, clasificados por estrato socioeconómico donde la mayor proporción pertenece a los estratos 1, 2 y 3 quienes representan el 88% de usuarios residenciales. El consumo de energía promedio para este sector en el año 2019 corresponde al 67% de la demanda nacional de energía eléctrica de acuerdo con la información reportada al SUI. En el gráfico 6 se muestra la distribución de usuarios residenciales por estrato.

**Gráfico 6. Clasificación de los usuarios con medidor en el sector residencial**



Fuente: SSPD - Empresas, Cálculo: DTGE datos 2019.

**Gráfico 7. Usuarios con medidor en las principales ciudades**



Fuente: SSPD – Empresas, Cálculo: DTGE.



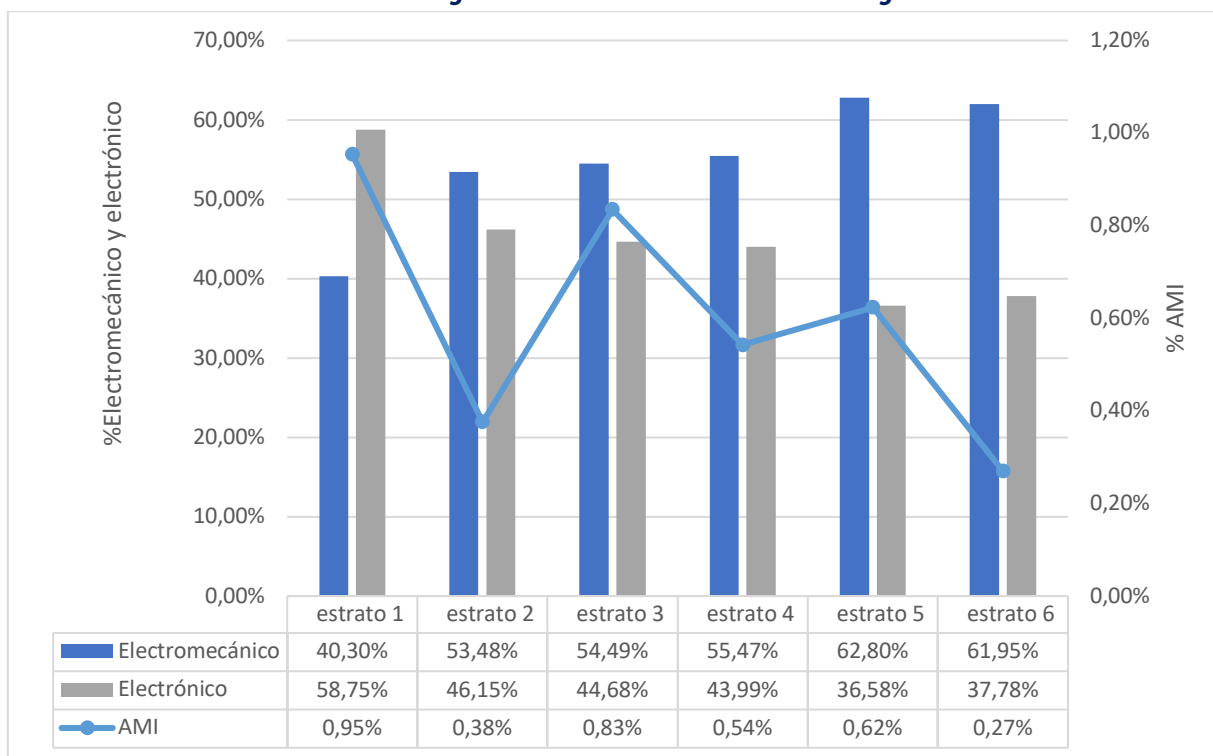
La clasificación de usuarios del sector residencial también se muestra por los diferentes mercados (ubicación geográfica), tomando las ciudades con mayor participación de usuarios en el SIN. Como se muestra en el gráfico 7 se aprecia un comportamiento similar en Bogotá y Medellín, en donde la mayor parte de usuarios se encuentran en estrato 2 con una participación de 37% y 40% respectivamente. Otras zonas como Caribe cuentan con mayor cantidad de usuarios en estratos bajos (estrato 1 y 2), y Cali tiene mayor concentración de usuarios en estrato 3.

Como resultado del diagnóstico se encuentra que la mayoría de la población perteneciente al SIN cuenta con servicio de energía, a la fecha de reporte de información, se contaba con un registro según datos del SUI de 13.167.040 de usuarios residenciales, de forma tal que el 98% cuentan con medición según la información reportada por los mismos agentes.

Este resultado es satisfactorio, considerando que el servicio público de energía eléctrica cuenta con la mayor cantidad de suscriptores, cerca de 14,8 millones de usuarios según información obtenida del SUI, seguido del servicio de gas natural con 9,2 millones de suscriptores y finalmente, el servicio de acueducto con 8,7 millones de usuarios<sup>6</sup>.

Por otra parte, en Colombia actualmente se cuenta con una alta participación de medidores electromecánicos y electrónicos en el sector residencial, se aprecia mayor participación de medidores electromecánicos en los estratos más altos. Por otra parte, en los estratos más bajos se aprecia mayor cantidad de medidores electrónicos para evitar manipulación y pérdidas de energía del consumidor final. En el gráfico 8 se aprecia dicho comportamiento.

**Gráfico 8. Medidores de energía en Colombia sector residencial según su construcción**



Fuente: Elaboración propia – DTGE

<sup>6</sup> Información consultada en SUI a corte de abril 2020.

### 3.3.2. Sector no residencial

En el caso del sector no residencial, se cuenta con el 8,58% de medidores instalados a nivel nacional, clasificados en usuarios regulados (99,28%) y no regulados (0,72%). Entre los usuarios regulados del país, gran parte de ellos pertenecen al sector comercial con una participación del 88%, por otra parte, los usuarios no regulados tienen una mayor participación en el sector Otros (conformado por hospitales, clínicas, industria de bombeo, instituciones educativas), Industrial y Comercial, dado que presentan consumos de energía significativos y este volumen les permite negociar la tarifa de energía mediante la modalidad de usuarios no regulados como se observa en el gráfico 9.

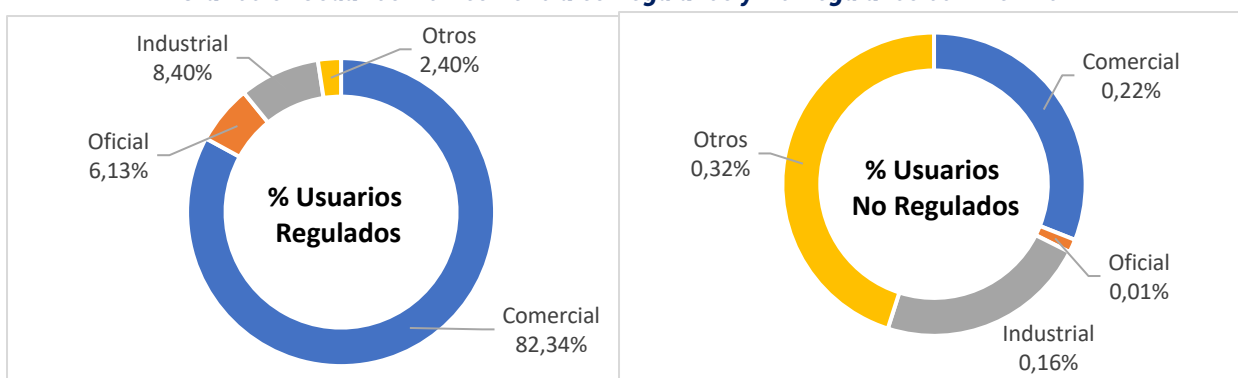
El sector comercial sin duda cubre la mayor proporción de usuarios no residenciales, en la mayoría de las regiones a nivel nacional se aprecia un comportamiento similar, sector que consume cerca del 19,96% de la energía eléctrica del país según dato del SUI para 2019 y corresponde a 1.115.158 número de usuarios. Sin embargo, se tiene información de 1.019.972 medidores reportados por los comercializadores para este diagnóstico en el sector comercial.

En el caso del sector industrial, solo se reportaron 105.850 medidores por parte de los comercializadores que remitieron información, aunque este sector registra 108.507 número de usuarios en el SUI y representa 27,33% de la energía consumida, según la misma fuente.

De manera general, se cuenta con información de medidores del 91% de los usuarios no residenciales regulados, y 95% de los usuarios no residenciales no regulados, lo que resulta en un balance positivo para continuar con el presente diagnóstico.

A continuación, se muestra el número de usuarios regulados y no regulados con medidor respecto al total de suscriptores del sector No Residencial, por lo tanto, la suma de los porcentajes de usuarios Regulados y No Regulados equivale al 100%.

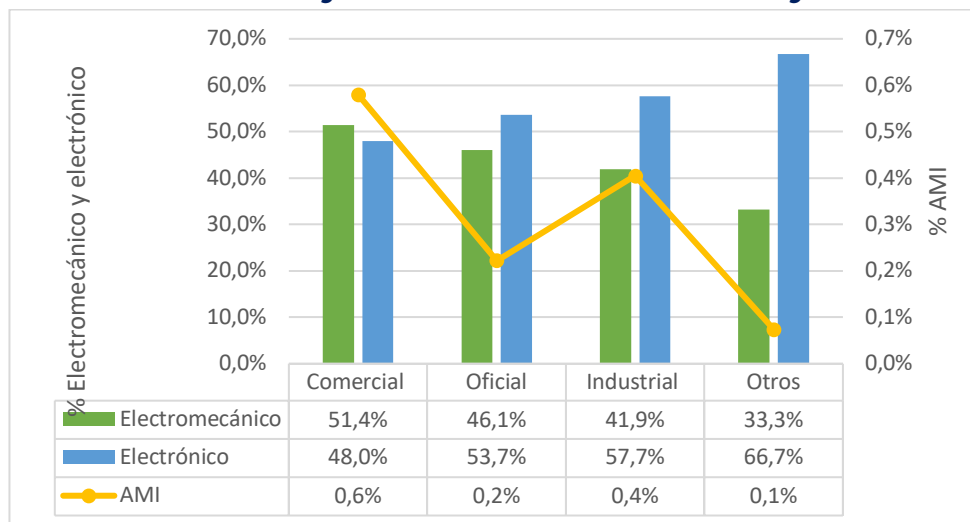
**Gráfico 9. Usuarios No Residenciales Regulados y No Regulados con medidor**



Fuente: SSPD – Empresas, Cálculo: DTGE.

En cuanto a medidores por su tipo de construcción en el sector no residencial, se evidencia mayor participación de dispositivos electrónicos principalmente en los sectores oficial, industrial y otros (instituciones educativas, hospitales o centros de salud y provisional). En el gráfico 10 se muestra la clasificación de medidores por tipo de construcción para usuarios No residenciales.

**Gráfico 10. Medidores de energía en Colombia sector No residencial según su construcción**



Fuente: SSPD – Empresas, Cálculo: DTGE.

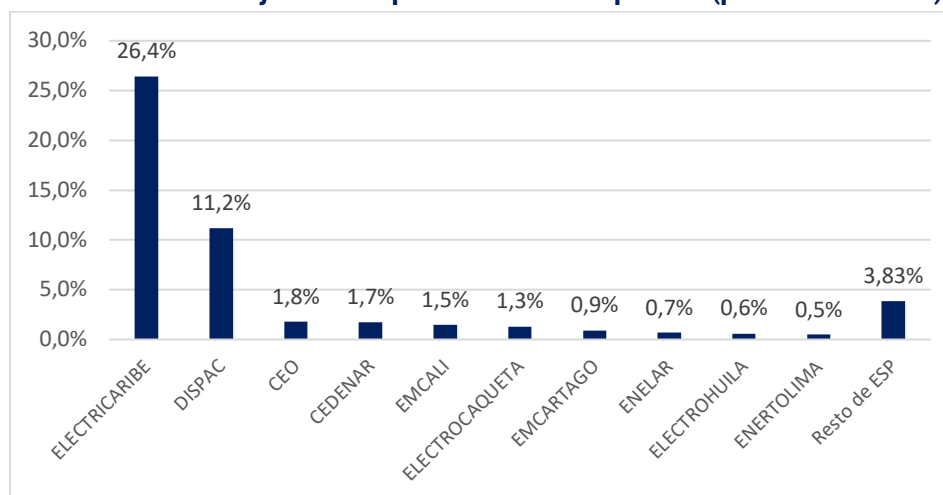
### 3.4. USUARIOS QUE NO CUENTAN CON MEDIDOR

La Ley 142 de 1994 en el artículo 146 establece que las empresas y los suscriptores tienen derecho a que los consumos sean medidos, empleando para ellos instrumentos de medida, donde el consumo es el elemento principal para determinar el precio cobrado a los suscriptores. En caso de no ser posible realizar dicha medición, se debe establecer el valor a partir de los contratos uniformes, basados en consumos promedios de otros periodos facturados (6 meses) o con base en aforos individuales, donde el usuario tendrá plazo de dos meses para remediar dicha situación. Además, de acuerdo con lo establecido en el literal h del artículo 24 de la Resolución CREG 108 de 1997, las empresas tendrían plazo para elevar los niveles de macro y micromedición en un 95% hasta el 03 de junio de 2000, en caso de no ser así, deben iniciar un plan de inversión para adquisición de los medidores.

La medición de energía en algunos casos presenta condiciones de difícil acceso para las empresas prestadoras, relacionadas con situaciones de conflictos sociales y/o zonas rurales apartadas. Sin embargo, estas comunidades denominadas en estado de vulnerabilidad tienen derecho al acceso de energía.

En el gráfico 11 se muestra el índice de usuarios sin medidor respecto al total de suscriptores por ESP según la información reportada en el SUI por los prestadores para el año 2019. Se observa que ELECTRICARIBE y DISPAC exceden el límite estipulado por la Ley con un 12% y 11% respectivamente, es importante aclarar que para ítem no se solicitó a los comercializadores discriminar aquellos usuarios pertenecientes a áreas especiales. Adicionalmente, en la grafica se muestra el indicador "resto de ESP" haciendo referencia a las demás empresas con usuarios sin medidor donde el porcentaje agregado corresponde al 3,83%.

**Gráfico 11. Porcentaje de suscriptores sin medidor por ESP (promedio mensual)**



Fuente: SUI, DTGE 2019 – ESP, Cálculo: DTGE

Según lo reportado por los agentes comercializadores, se observa que se ha venido incrementado el número de usuarios sin medición en el SIN, según la información obtenida para este diagnóstico se tienen 24 agentes que reportan usuarios sin medidor. En la tabla 8 se muestra el promedio anual de usuarios sin medidor recopilada desde enero de 2016 hasta diciembre de 2019 de la información reportada al SUI.

**Tabla 8. Promedio anual de usuarios sin equipo de medida**

ESP	2016	2017	2018	2019
ELECTRICARIBE	218.159	229.854	244.871	555.722
CODENSA	11.733	11.646	13.221	15.462
EMCALI	7.197	6.754	9.384	9.904
DISPAC	6.477	8.120	10.423	9.391
CEDENAR	6.877	no reporta	7.269	7.287
CEO	6.575	6.095	7.577	6.380
ESSA	3.812	3.158	2.818	2.688
ELECTROHUILA	2.489	2.374	1.947	2.580
ENERTOLIMA	6.754	5.939	4.677	2.305
CHEC	2.253	1.140	1.507	1.694
ELECTROCAQUETA	2.505	2.208	1.359	1.351
EBSA	1.208	1.113	917	883
ENELAR	912	764	663	574
EPM	895	782	614	495
EMCARTAGO	534	537	363	403
CENS	370	345	278	297
EEBP	180	152	130	262
ENERCA	482	372	358	236
ENERGUAVIARE	1.164	253	228	171
EPPSA	205	249	281	121
EDEQ	181	159	94	84
EEP	294	278	118	64
EMEVASI	112	101	73	31
EMEESA	9	4	2	1

Fuente: SUI 2019, cálculos: DTGE

ELECTRICARIBE presenta una tendencia creciente por la presencia de áreas especiales en la región Caribe, estas áreas están compuestas por Barrios Subnormales, Zonas de Difícil Gestión y Áreas Rurales de Menor Desarrollo, y bajo el amparo del Decreto 111 del 2012 la empresa hace uso de un totalizador como alternativa para obtener el consumo de energía en estas zonas.

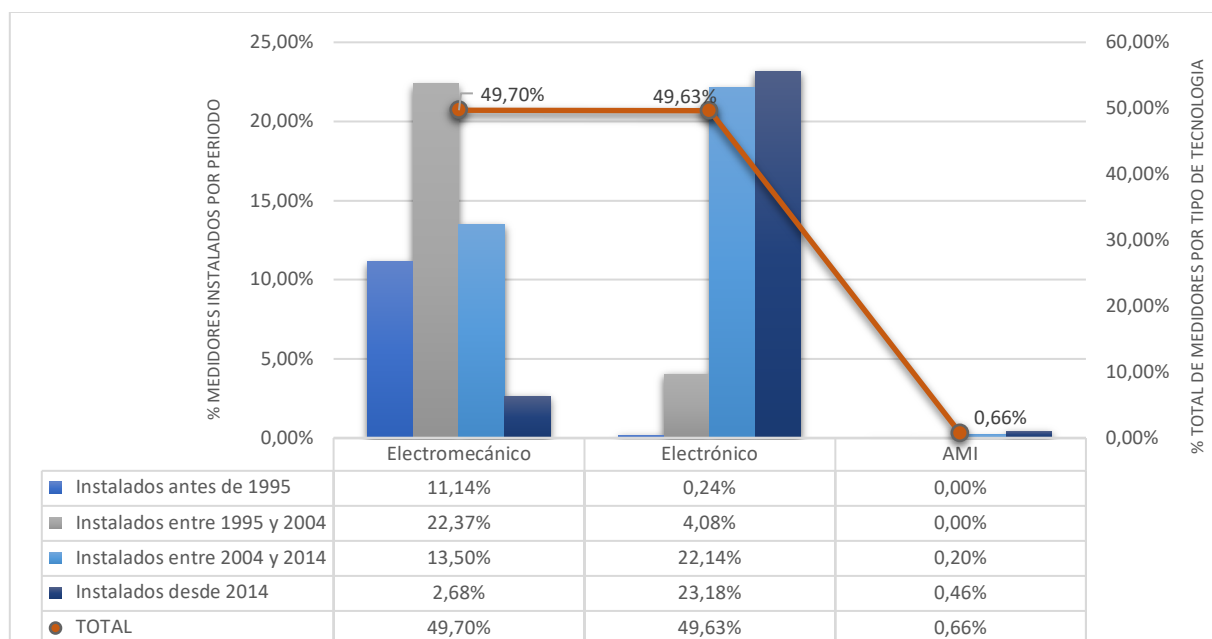
Por otra parte, DISPAC presenta un alto número de suscriptores sin medidor, debido a la incorporación de usuarios en el departamento del Chocó mediante el programa de gestión suscrito en el año 2018 con la SSPD, en donde se incorporaron 4.371 clientes nuevos y se instalaron 2.801 medidores a usuarios por normalizaciones. Los clientes que aún se encuentran sin medición individual corresponden a clientes de zonas rurales donde se está realizando planes de inversión en redes de distribución o son clientes que no cumplen con la Resolución 180466 de MME<sup>[12]</sup>.

### 3.5. ANTIGÜEDAD DE MEDIDORES

Para efectos de este diagnóstico se han escogido tres fechas relacionadas con hitos en la historia del sector eléctrico. El primero en 1995 hace referencia a la entrada en vigor de la Ley 142 de 1994 (Ley de servicios públicos domiciliarios); el segundo hito importante en el año 2004 con la expedición del RETIE mediante la Resolución 180398 de 2004 del MME, donde se establecen lineamientos obligatorios en materia de instalaciones eléctricas con el fin de prevenir o minimizar el riesgo de origen eléctrico; el último hito hace referencia al año 2014 con la expedición del Código de Medida mediante la Resolución CREG 038 de 2014.

En el gráfico 12 muestra la evolución de medidores por el tipo de tecnología (electromecánico, electrónico y AMI) en las fechas establecidas de los acontecimientos mencionados anteriormente. Los porcentajes mostrados en el gráfico han sido obtenidos respecto al total de medidores instalados a la fecha.

**Gráfico 12. Evolución de medidores instalados por tipo de tecnología**



Fuente: DTGE 2019 – ESP, Cálculo: DTGE

Se puede observar que antes de 1995 el sector eléctrico tenía mayor participación de medidores electromecánicos. Esta tendencia en términos generales se mantuvo hasta el año 2004 donde se aprecia que los medidores electromecánicos seguían manteniendo dominio respecto al total instalado; desde el año 2004 hasta el 2014, se observa que a pesar de instalar medidores electromecánicos, fueron mayores los medidores electrónicos instalados; situación que fue mucho más marcada desde el año 2014, en donde el número de instalaciones de medidores electrónicos obtuvo el dominio en el sector; finalmente, se contempla además que los medidores inteligentes empezaron a incursionar en el sector desde el 2004, logrando un incremento mayor al doble desde el 2014 hasta la actualidad.

En detalle, para el periodo de 1995 al 2004, la proporción del número de medidores electrónicos instalados aumentó de 0,24% a 4,08% debido tanto al desarrollo de la tecnología como la implementación de la Ley 142 en relación con la obligación de la medición de consumos. Por otra parte, desde el 2004 hasta el 2014 se evidencia un incremento del 4,08% al 22,14%, es decir aproximadamente 3 millones de medidores desde la implementación del RETIE, situación que puede estar asociada con los requisitos de las instalaciones y la exigencia de certificación de las mismas, como también con planes de reducción de pérdidas de energía por parte algunas de las ESP.

Desde el 2004 al 2014 se observa un decrecimiento en instalaciones con medidores electromecánicos, estos medidores estaban quedando en desuso por su fácil manipulación por parte de usuarios finales, además de ser equipos sin acceso a telemedida, y también pueden presentar problemas de inexactitud lo que los hacía menos competitivos frente a los electrónicos.

Iniciando el 2014, se presenta la menor proporción en número de instalaciones de medidores electromecánicos, desde ese periodo las ESP ya no instalan medidores de inducción en poblaciones evitando fraudes en el cobro de la tarifa. Por otra parte, los medidores electrónicos incrementaron muy poco respecto al periodo anterior. Respecto a medidores AMI su aparición se originó desde el 2004 con 28.000 medidores y desde el 2014 esta cifra incrementó a 84.000 medidores instalados por proyectos impulsados, principalmente, por Codensa y Emcali para el cambio de medidores en zonas detectadas por problemas con pérdidas de energía de carácter no técnico.

En resumen, se encuentra que el 49,7% de los medidores de energía eléctrica instalados a la fecha son de una tecnología si se puede decir, obsoleta, así mismo el 37,83% de la infraestructura actual de medición tiene más de 15 años de ser instalada. Sólo el 26,46% de los medidores tiene 5 años o menos de instalación.

### **3.5.1. Antigüedad de medidores por regiones**

La situación de antigüedad de los medidores en Colombia se presenta de manera diferente en cada región: Andina, Pacífico, Amazonia, Caribe y Orinoquia. Estas regiones poseen características culturales y geopolíticas propias, algunas de ellas se destacan por tener mayor flujo en su economía y mayor actividad comercial con otros países o territorios a nivel nacional. Durante la historia algunas regiones presentaban mayor influencia en los avances tecnológicos del país. A continuación, se muestran los tipos de medidores instalados por región en cada periodo, es importante aclarar que algunos comercializadores no diligenciaron esta información, por tal motivo no se cuenta con la totalidad de los medidores de la sección 3.3 Usuarios con medición sin embargo se tiene información del 98% de los datos reportados en dicha sección.



**Tabla 9. Evolución de medidores instalados por región**

E.S.P.	Instalados antes de 1995	Instalados entre 1995 y 2004	Instalados entre 2005 y 2013	Instalados desde 2014	Total por región
AMAZONIA	39	77.537	57.162	40.215	174.953
Electromecánico	37	56.175	43.358	6.360	105.930
Electrónico	2	21.362	13.804	33.855	69.023
AMI	0	0	0	0	0
ANDINA	1.417.183	2.681.594	2.984.918	2.021.598	9.105.293
Electromecánico	1.383.925	2.170.747	1.043.509	297.287	4.895.468
Electrónico	33.258	510.847	1.928.309	1.694.078	4.166.492
AMI	0	0	13.100	30.233	43.333
CARIBE	44.635	322.112	901.088	839.335	2.107.170
Electrónico	129	24.606	577.199	815.156	1.417.090
Electromecánico	44.506	297.506	323.884	21.260	687.156
AMI	0	0	5	2.919	2.924
ORINOQUIA	0	61.739	228.109	164.012	453.860
Electrónico	0	88	88.404	149.374	237.866
Electromecánico	0	61.651	139.705	14.587	215.943
AMI	0	0	0	51	51
PACIFICO	139.700	580.236	873.095	638.566	2.231.597
Electrónico	88	17.807	507.616	568.985	1.094.496
Electromecánico	139.612	562.222	350.041	38.259	1.090.134
AMI	0	207	15.438	31.322	46.967
<b>Total por periodo</b>	<b>1.601.557</b>	<b>3.723.218</b>	<b>5.044.372</b>	<b>3.703.726</b>	<b>14.072.873</b>

Fuente: SUI 2019, cálculos: DTGE

Para efectos de la anterior agrupación, la región Andina está conformada por Bogotá y los departamentos de Antioquia, Boyacá, Cundinamarca, Huila, Santander, Risaralda, Caldas, Quindío y Norte de Santander; la región Caribe por los departamentos de Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Magdalena y Sucre; Orinoquía por Meta, Arauca, Casanare; Amazonia por Putumayo y Caquetá y finalmente la región Pacífico con los departamentos de Valle del Cauca, Nariño, Choco y Cauca.

De acuerdo con lo mostrado en la tabla 9, la región andina y pacífico presentan la mayor antigüedad de la infraestructura de medición instalada respecto su propio parque, y de manera similar casi todas las regiones concentran la mayor parte de medidores en instalados en el periodo 2005 a 2013, a excepción de Amazonía, que presenta mayor número de medidores instalados en el periodo 1995 a 2004, así mismo es de notar que tanto Amazonía como Orinoquía no tienen registrados medidores antiguos a 1995 (amazonas solo registra 39 medidores) lo que puede ser, o porque renovaron su parque, o que previo a dicha fecha realmente no contaban con medidores, siendo esta última una razón la que puede estar más cercana a la realidad.

Es importante anotar que entre 2004 y 2013 se empiezan a tener los primeros pilotos para la implementación de medidores inteligentes en la región Andina impulsado por Codensa (13.100 medidores) y la región Pacífico impulsado por Emcali (13.600 medidores) y CEO (1.600 medidores); las iniciativas de estos dos últimos prestadores conllevan a que en la región pacífica la participación de AMI sea la mayor frente al propio parque de medición con un 2,1%, comparado con la región andina con un 0,48% de su propio parque.

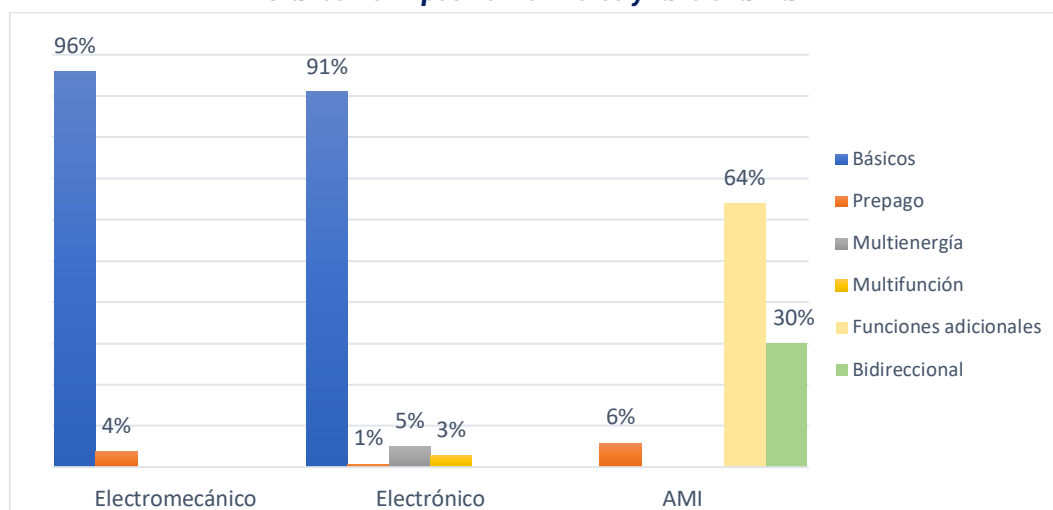
De 2014 hasta la actualidad (abril de 2019), el 74% de medidores instalados son electrónicos, el 25% de inducción y el 2% medidores inteligentes.

### 3.6. FUNCIONALIDAD DE LOS MEDIDORES INSTALADOS

Con la información reportada por los prestadores se logró identificar aquellos medidores que tuvieran diferentes características, sin embargo, es importante aclarar que para esta sección algunos comercializadores no reportaron información, por tal motivo se cuenta con los datos del 97% de la totalidad de medidores reportados en la sección 3.3 Usuarios con medición.

En el gráfico 13 se muestra la clasificación de los medidores de energía instalados en Colombia de acuerdo con sus características y funcionalidad (NTC 5019 de 2007), esta información ha sido obtenida con corte de abril del 2019 y los porcentajes son determinados respecto al total por tipo de medidor según su tecnología.

**Gráfico 13. Tipos de medidores y funcionalidad**



Fuente: DTGE 2019 – ESP, Cálculo: DTGE

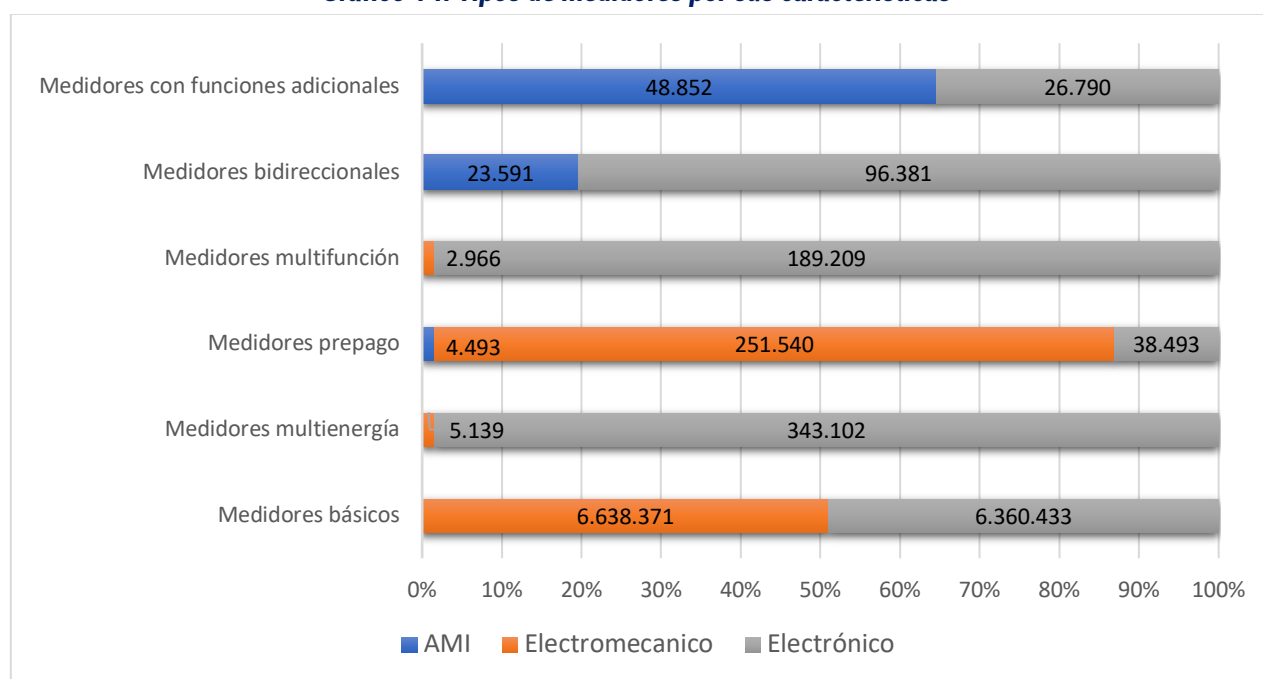
Al analizar los resultados de medidores electromecánicos, se observa que solo el 4% tiene una funcionalidad adicional correspondiente a medidores prepago, permitiendo ser una alternativa para suscriptores de estratos bajos a fin de acceder al servicio de energía con un consumo controlado según el ingreso familiar. Por otra parte, para estratos 1 y 2 el 40,30% y 53,48% de medidores son de inducción (Gráfico 8) y como se aprecia en el gráfico 13, el 96% corresponde a medidores básicos; sin embargo, algunos agentes comercializadores han realizado programas piloto de medidores prepago para que los usuarios tengan mayor control del consumo de energía, como Codensa donde en el año 2007 realizó el primer piloto concluyendo que a los usuarios les gustaba tener el control del consumo, pero no les interesaba adquirir dichos medidores.<sup>[18]</sup>

En el caso de medidores electrónicos, se adicionan dos características respecto a los medidores de inducción mencionados anteriormente, como lo son multienergía y multifunciones. Se observa que la proporción de medidores básicos continúa superando el 90%, esto se debe a que la concentración de suscriptores con este tipo de medidor corresponde a usuarios residenciales con el 91% quienes aún pueden no encontrar necesario contar con funcionalidades adicionales (ver sección 3.3.1 Sector residencial). Por otra parte, los medidores multienergía tienen asociados 343.000 suscriptores, en usuarios donde es necesario tener control de la energía reactiva que pueda ser inyectada a la red, condición asociada a aparatos que precisen de bobinas para su funcionamiento, es decir este tipo de medidores son instalados en usuarios no residenciales específicamente en el sector industrial y comercial. Es importante aclarar que no es común facturar la energía reactiva, ya que ocurre en casos donde se supere el 50% del consumo de energía activa, por ende, generalmente no es cobrada en pequeñas empresas.<sup>[20]</sup>

En el caso de los medidores inteligentes se encuentran tres características importantes, la primera hace referencia a la bidireccionalidad, que en su mayoría se encuentra presente en usuarios con tipo de conexión directa, es decir suscriptores residenciales que pueden llegar a ser generadores a pequeña escala con una capacidad instalada entre 21 a 26 kVA. Adicionalmente, el 64% de estos medidores se ve reflejado por funciones adicionales como lo son medición horaria, lectura remota, conexión y desconexión, entre otras que se abordarán con mayor profundidad en la siguiente sección.

En el gráfico 14 se muestran las seis características de medidores subdivididas por el tipo de tecnología de medición. Como es de esperar los medidores básicos están divididos por proporciones similares en inductivos y electrónicos, ya que de la misma forma se presenta la conformación en el sector residencial. En el caso de medidores multienergía, más del 95% pertenecen a medidores electrónicos por tener mayor exactitud y ser necesarios para el cálculo de energía reactiva. Asimismo, en la modalidad prepago la mayoría de los medidores inteligentes no cuentan con esta funcionalidad, entre tanto más del 80% son de inducción ya que esta modalidad está dirigida a suscriptores con bajos recursos. Por otra parte, la bidireccionalidad está conformada por 80% electrónicos y el restante 20% AMI, sin embargo, de los medidores electrónicos solo 1% es de carácter bidireccional, entre tanto del total de medidores AMI el 25% cuenta con esta característica.

**Gráfico 14. Tipos de medidores por sus características**



Fuente: DTGE 2019 – ESP, Cálculo: DTGE

Por otra parte, al comparar los medidores multifuncionales y con funciones adicionales se podría pensar que hacen referencia a lo mismo, sin embargo, en el gráfico se muestra que el enfoque es diferente según el tipo de tecnología. Teniendo en cuenta la norma NTC 5019 los medidores multifunción son de tipo electrónico usados principalmente para medición de tipo semidirecta e indirecta, entre tanto los medidores con funciones adicionales se encuentran conformados en un 65% por medidores inteligentes ya que poseen funciones más complejas.

### 3.7. ESTADO DE AVANCE EN IMPLEMENTACIÓN DE AMI

En el contexto colombiano, se han implementado varios proyectos AMI en distintas regiones del país desde el año 2016. En la tabla 10 muestran algunas de las empresas precursoras de estos proyectos, quienes informaron tenían proyectado implementación AMI durante el año 2019. Los agentes prevén que estos proyectos sean focalizados en poblaciones rurales o que presenten dificultades para el acceso de lectura. Las proyecciones de implementación AMI informadas por los agentes en el año 2019, a la fecha de este informe no se cuenta con la información de instalación real, situación que se espera subsanar en cuanto todos los prestadores reporten bajo los lineamientos definidos mediante la Resolución SSPD 20192200020155, formato TC2<sup>7</sup>.

**Tabla 10. Empresas con proyección de implementar AMI en Colombia**

Empresa	Proyecto	Proyecciones implementación AMI - 2019
Electricaribe	Medición AMI, gestión de pérdidas y anti – fraude	120.000
EPM	Energía Prepago en región Antioqueña	232.000
Enel– Codensa	42.500 medidores AMI gratuitos en Bogotá y Cundinamarca	100.000
EMCALI	Sistema con funcionalidad prepago, con conexión y desconexión remota	45.000
CELSIA	Centro de gestión de medida 6.800 AMI, 1.300 instalados en Palmira	105.000
SOPESA	Sistema de medición AMR, visualización Display usuario	18.540
CEO	16.000 medidores AMI en el Cauca, con funcionalidad bidireccional y lectura remota.	25.000

Fuente: ESP – 2019

Teniendo en cuenta la proyección de instalación de medición AMI mencionada anteriormente, se realizó una estimación con el fin de conocer cuál sería el crecimiento en cobertura AMI cada año, bajo el supuesto de mantener tales proyecciones hasta cumplir la meta establecida por MME para el año 2030 (75% de cobertura AMI en el SIN). Cabe aclarar que la proyección realizada NO es un pronóstico oficial de penetración AMI en Colombia, ya que es un ejercicio basado en proyecciones iniciales de los agentes, no contempla las necesidades de remuneración de estas inversiones así como otros aspectos que podrían modificar tales proyecciones, siendo solamente un ejercicio netamente ilustrativo. Finalmente, para la proyección realizada se consideraron los siguientes aspectos:

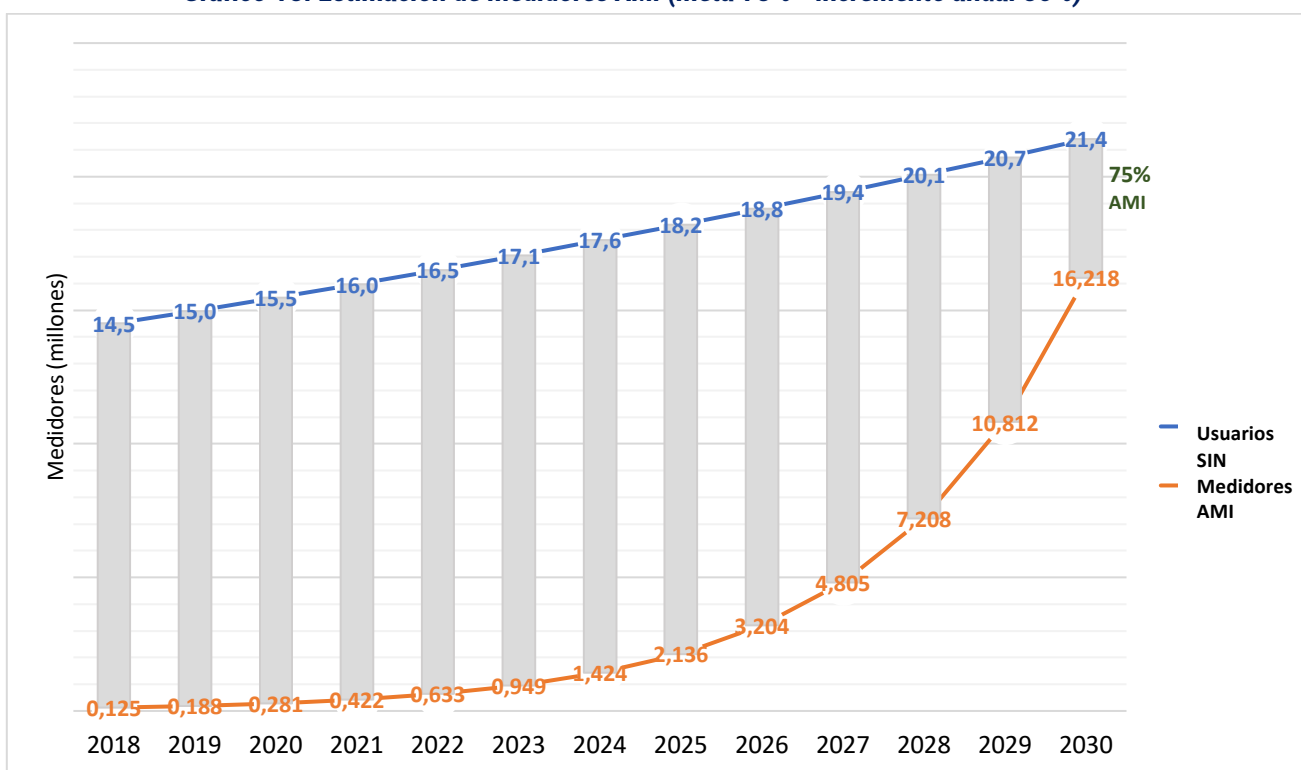
- 1) Crecimiento de suscriptores previsto para el año 2030 en el SIN: De acuerdo con información reportada en el SUI se tiene un crecimiento anual de suscriptores aproximadamente del 3,3%. A diciembre de 2019 se reportaron 15,3 millones de suscriptores de los cuales el 91% pertenecen a usuarios urbanos y el 9% restante a rurales, teniendo en cuenta la proyección para el año 2030 se estima que 21,5 millones de usuarios estén conectados al SIN, por lo tanto, se debería tener una cobertura con medición AMI de 16,1 millones de usuarios <sup>[31]</sup>.
- 2) Proyectos piloto implementados por los agentes: Teniendo en cuenta los datos reportados por las empresas y las proyecciones reportadas por algunos agentes, se parte del supuesto donde por lo menos el 9% de los medidores AMI mostrados en la Tabla 10 hayan sido instalados por los agentes al finalizar el

<sup>7</sup> A la fecha, solo reportan bajo este formato los comercializadores de 15 mercados de comercialización cuyos Operadores de Red ya tuvieron cargos aprobados de distribución por parte de la CREG.

año 2019 (alrededor de 188.000 medidores), considerando un escenario bajo de implementación dado que aún no se han adoptado las señales de cambio regulatorias.

Con base en los supuestos mencionados anteriormente, se realizó el diseño de un escenario que permitiera a partir de lo estimado a 2019 alcanzar el porcentaje de penetración del 75% al 2030 según lo dispuesto por el MME. En el gráfico 15 se puede apreciar dicha proyección, donde la línea azul muestra el crecimiento de usuarios al año 2030 y la línea naranja muestra el avance de implementación de medidores AMI. Se estima que se debe tener un incremento anual del 50% en penetración AMI para alcanzar la cobertura de 16,1 millones de usuarios con este tipo de medidor para el 2030. Este escenario muestra los mayores esfuerzos de penetración AMI en los últimos años, sin embargo, es un comportamiento similar a la implementación que han tenido otro tipo de tecnologías en Colombia (internet y telefonía móvil) toda vez que conforme pasa el tiempo la tecnología se vuelve más asequible para implementar en un corto tiempo y en mayores cantidades a los suscriptores, así como se genera

**Gráfico 15. Estimación de medidores AMI (meta 75% - incremento anual 50%)**



Fuente: SUI – ESP, Cálculo: DTGE

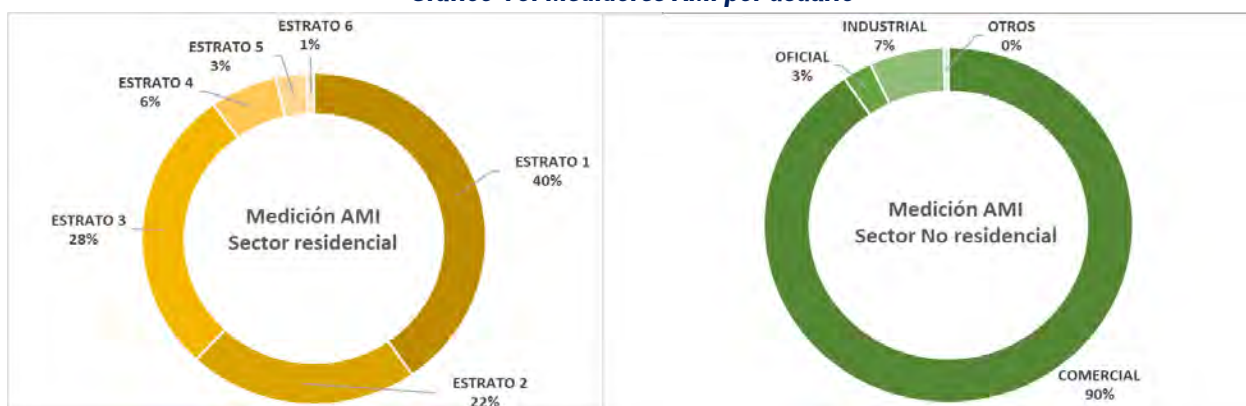
### 3.7.1. Clasificación AMI en Colombia

Teniendo en cuenta la información reportada de 93.275 medidores AMI instalada en el país, a continuación se detalla quienes son los beneficiarios de esta tecnología, es importante aclarar que algunos comercializadores no diligenciaron esta información, por tal motivo no se cuenta con la totalidad de los medidores inteligentes de la sección 3.3 Usuarios con medición, sin embargo se tiene información del 72% de los medidores con tecnología AMI reportados dicha sección.

Por tipo de usuario: El 91% de medidores inteligentes se encuentran instalados en el sector residencial, en donde los usuarios de estrato 1 tienen la mayor proporción de medición con sistema AMI, sin embargo, respecto al total de usuarios en dicho estrato apenas se tiene una cobertura del 1%.

Por otro lado del total de medidores inteligentes del país, el 40% se encuentran instalados en estrato 1 con el fin de evitar pérdidas no técnicas de energía, detectando aquellos usuarios que de manera ilegal están accediendo al servicio, esta información se logra apreciar en el gráfico 16. De igual manera, los usuarios no residenciales cuentan con el 9% de medidores AMI, de los cuales el sector comercial es el que más medidores instalados posee. Del total de usuarios no residenciales del país, solo el 0,6% tienen este tipo de medidor.

**Gráfico 16. Medidores AMI por usuario**



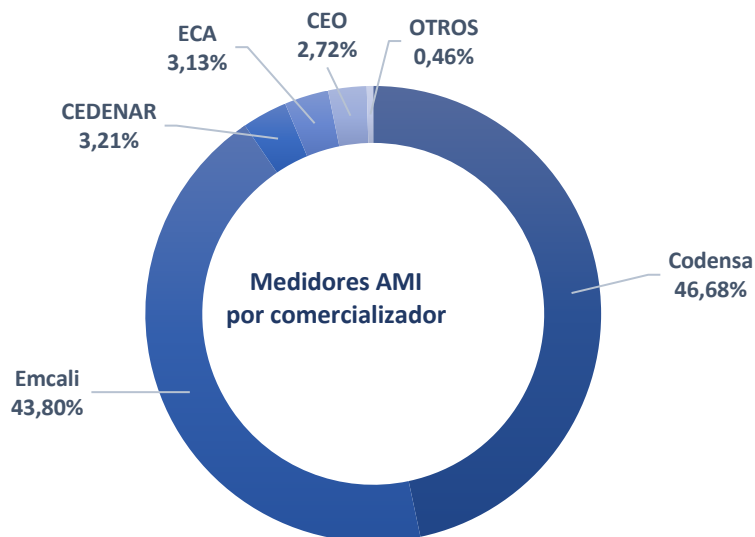
Fuente: ESP, Cálculo: DTGE

Por comercializador: De los 45 agentes comercializadores el 20% reporta información referente a instalación de medidores inteligentes. La mayor concentración de estos medidores se encuentra en la región Andina impulsada por Codensa, esta empresa desde el 2015 empezó con planes piloto y una inversión de \$15.000 millones<sup>8</sup>; entre 2016 y 2017 se instalaron más de 42 mil medidores inteligentes y para el 2018 esa cifra ascendía a los 80 mil. Sin embargo, en otras regiones como la Pacífica también se están impulsando proyectos piloto, que han beneficiado a familias de estrato 1 desde el 2015 con aproximadamente 45.000 medidores inteligentes.

En el gráfico 17 se muestran todas las ESP que reportaron tener medidores AMI, se aprecian los cinco agentes con mayor cantidad de medidores, quienes conglomeran el 99% de medidores instalados con este tipo de tecnología. Por otra parte, en el campo denominado Otros se integran los cuatro comercializadores restantes (Enertotal, Enelar, Itacol y Gecelca) que tienen una participación inferior al 1%.

<sup>8</sup> Enel Codensa, Memoria Anual 2015, <https://cutt.ly/qdvEXpP>

**Gráfico 17. Medidores AMI por comercializador**



Fuente: ESP, Cálculo: DTGE

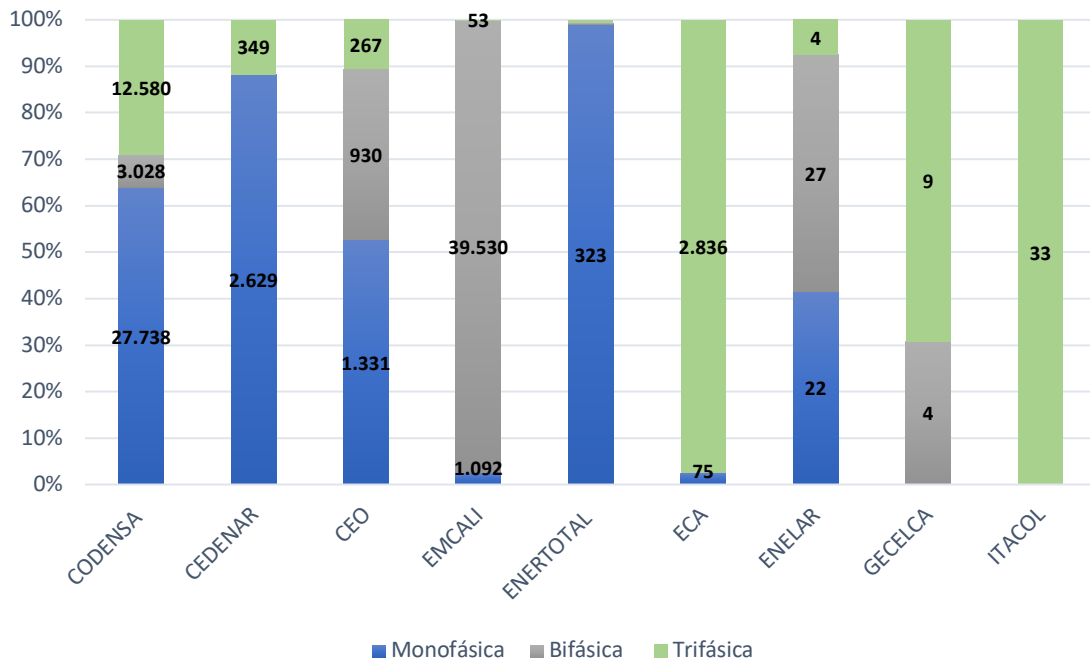
Es importante resaltar que algunos agentes a pesar de tener una baja incidencia con respecto al total de medidores instalados, tiene un alto porcentaje en relación con los usuarios adscritos, este es el caso de Itacol y Enelar por ser empresas exclusivamente para usuarios con grandes consumos de energía y tener un número de suscriptores menor a los demás comercializadores, estos agentes presentan una cobertura del 100% de medidores inteligentes en relación con el número de usuarios. Sin embargo, otros comercializadores con un mercado similar a los agentes anteriormente mencionados no reportan tener medidores inteligentes, esto se debe a que usan medidores electrónicos con algunas funcionalidades para usuarios con grandes consumos de energía.

Al mirar la instalación de los medidores según el tipo de servicio, se observa que en su mayoría han sido implementados en usuarios de bajos recursos al ser monofásicos, sin embargo, en la región Caribe se han focalizado en usuarios con un tipo de servicio trifásico, al tener aparatos o electrodomésticos que son indispensables por las características climatológicas de la región y son usados de manera independiente del estrato al que pertenezca.

En el gráfico 18 se muestran los medidores instalados según el tipo de servicio, esta información ha sido extraída de acuerdo con el tipo de medición, enfocándose en medición directa, debido a que más del 99% de usuarios con medidor inteligente tienen este tipo de medición y en su mayoría estos medidores se encuentran en usuarios con capacidad instalada menor a 12 kVA en caso de ser monofásicos o menor a 24 kVA en caso de ser bifásico. En el caso de medición indirecta, se encuentran las empresas que suministran energía a grandes usuarios, con una capacidad instalada mayor a 225 kVA.



**Gráfico 18. Medidores AMI instalados por tipo de servicio**



Fuente: ESP, Cálculo: DTGE

### 3.7.2. Funcionalidades de medidores inteligentes en Colombia

La política pública de medición inteligente ha sido establecida por el MME desde el año 2018 mediante la resolución MME 4 0072, donde se tienen como objetivos: 1) Facilitar esquemas de eficiencia energética, respuesta a la demanda y modelos de tarificación horaria. 2) Permitir la incorporación de nuevas tecnologías de autogeneración, generación distribuida y vehículos eléctricos. 3) Dinamizar la competencia de comercialización minorista de energía. 4) Gestionar la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas. De igual manera se detallan las funcionalidades básicas de medición AMI, que se describen a continuación <sup>(37)</sup>:

- Almacenamiento: Permitir el almacenamiento de datos en el medidor avanzado.
- Comunicación bidireccional: Permitir la comunicación en dos direcciones con el usuario y los elementos de la AMI.
- Ciberseguridad: Brindar soporte de comunicaciones de datos seguras.
- Sincronización: Permitir la sincronización automática y remota de tiempos entre el medidor avanzado y la AMI.
- Actualización y configuración: Posibilitar la actualización y configuración local y remota del medidor avanzado referente al software, intervalos de lectura, tarifas, entre otros.
- Acceso al usuario: Proporcionar información al usuario a través de un medio de visualización normalizado que puede ser, entre otros, plataformas web, computadores, aplicaciones para telefonía móvil o monitores exclusivos.
- Lectura: Permitir la lectura local y remota de las variables y eventos generados por el medidor avanzado.
- Medición horaria: Soportar la implementación de esquemas de opciones de tarifas horarias y/o canastas de tarifas.

- **Conexión, desconexión y limitación:** Permitir de forma remota y local la conexión, desconexión y la limitación del suministro de energía.
- **Anti-fraudes:** Facilitar la prevención y la detección de fraudes.
- **Registro de medición bidireccional:** Permitir la medición y registro de las transferencias de energía en dos direcciones, desde y hacia la red eléctrica o de entrada y salida del medidor avanzado.
- **Calidad del servicio:** Proporcionar medidas sobre la duración de las indisponibilidades en el servicio de energía eléctrica.  
Prepago: Soportar la implementación de modo prepago, permitiendo al usuario pagar el servicio de energía por adelantado.

Teniendo en cuenta la información reportada por las ESP, el 20% reportan las funcionalidades que tienen los medidores inteligentes instalados, esta información es mostrada en la tabla 11. Se aprecia que las empresas optan por el uso de funcionalidades básicas que virtualicen el consumo de energía, donde los periodos son parametrizables y los datos recopilados deben coincidir con los asociados en la factura de energía.

**Tabla 11. Clasificación de funcionalidades AMI**

ESP	Cedesar	CEO	Codensa	Electri caribe	Emcali	Enelar	Ener-total	Itacol	Gecelca	Total
Comunicación Bidireccional	SI	SI	SI	SI	NO	SI	SI	SI	SI	89%
Ciberseguridad	SI	SI	SI	SI	NO	SI	SI	SI	SI	89%
Almacenamiento	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	100%
Sincronización	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO	SI	89%
Actualización y configuración	NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	89%
Acceso al usuario	NO	SI	SI	SI	SI	NO	SI	SI	SI	78%
Lectura	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	100%
Medición horaria	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	100%
Conexión, desconexión y limitación	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO	NO	78%
Anti – Fraudes	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO	SI	89%
Registro de medición bidireccional	SI	NO	SI	SI	NO	NO	SI		SI	67%
Calidad del servicio	SI	SI	SI	SI	NO	SI	SI	NO	NO	67%
Prepago	NO	SI	NO	NO	SI	NO	SI	NO	NO	33%

Fuente: ESP – 2019

### 3.8. REFERENCIAS DE MEDIDORES MÁS USADOS

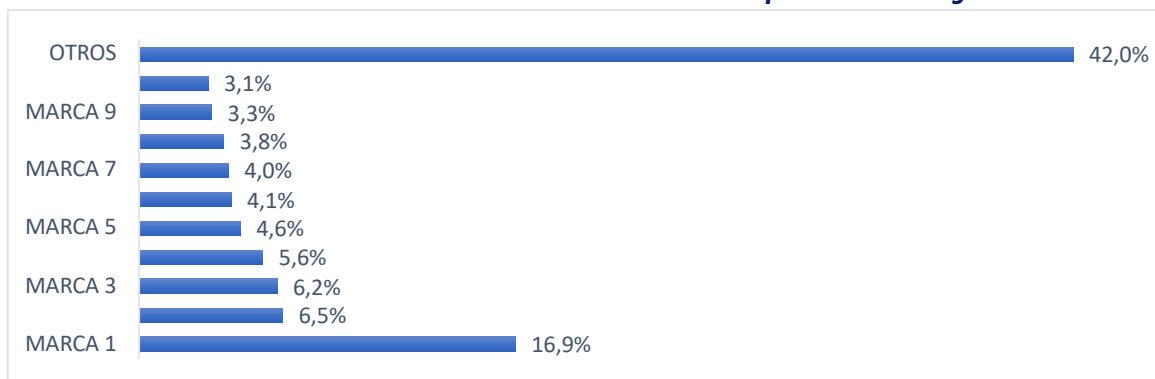
Actualmente en el sector eléctrico se tienen más de 500 marcas de medidores, cada una de ellas cuenta con un rango de 50 a 300 referencias. Hay una marca que tiene una gran concentración del mercado (40% respecto al total), así mismo es la que tiene mayor cantidad de referencias reportadas, donde el 20% de medidores instalados con dicha marca responden a una misma referencia.

En la información recopilada se evidenciaron algunos casos atípicos, donde los comercializadores reportan marcas que son usadas exclusivamente por un único suscriptor, correspondiente a un usuario de estrato 2. Otro caso similar se presenta para un usuario regulado perteneciente a una actividad económica diferente a comercio, industria u oficial. Además, alrededor de 170 marcas que son usadas solo por un grupo pequeño de suscriptores (1 a 10 suscriptores).

En el gráfico 19, se muestra la distribución de las marcas en el mercado, donde 10 marcas concentran el 68% del parque de medidores. Es importante resaltar que una sola marca lidera el mercado tanto en usuarios

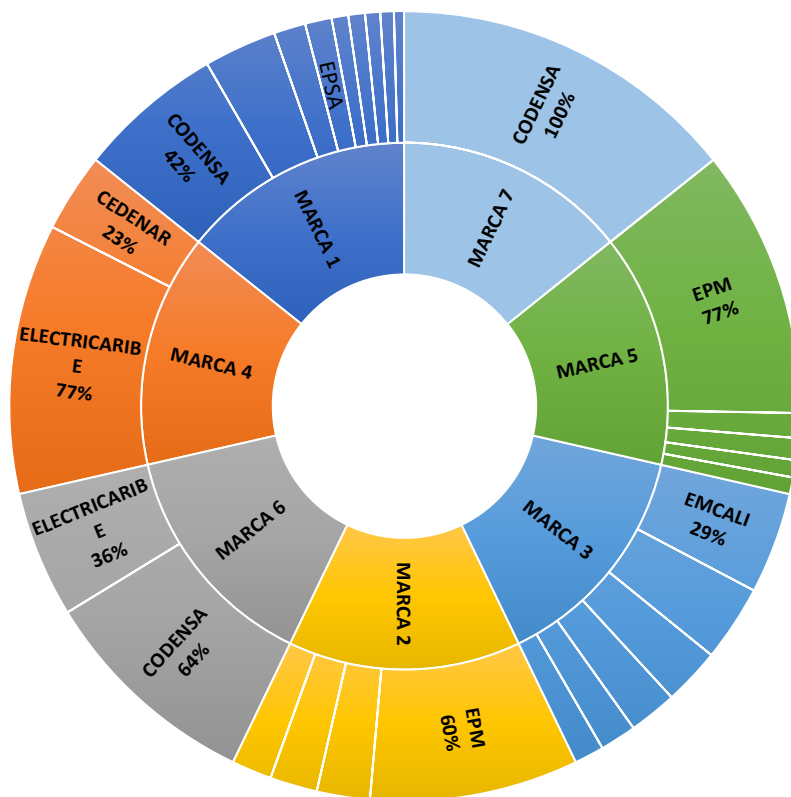
residenciales y no residenciales, con el 16% de instalaciones a nivel nacional. Esta marca es la más representativa en el mercado gracias a que coopera con diferentes proveedores del sector eléctrico

**Gráfico 19. Concentración de marcas de medidores en para usuarios regulados**



Fuente: ESP, Cálculo: DTGE

**Gráfico 20. Distribución de Marcas de medidores instalados por ESP**



Fuente: ESP, Cálculo: DTGE

En el gráfico 20, se muestran las marcas más usadas por agente comercializador, seleccionando los prestadores que conglomeran el 80% de medidores instalados por cada marca seleccionada. Se puede apreciar que depende del prestador, la marca usada en sus instalaciones cambia.

En el caso de Codensa, la marca líder representa el 22% de los medidores instalados respecto al total de usuarios que tienen, sin embargo, este agente lidera la instalación de medidores en otras marcas. Además, desde el 2016 han diseñado sus propios medidores inteligentes de segunda generación usados en Colombia para estratos 1, 2 y 3.

Por otra parte, EPM no especifica la marca de medidor más usada por sus suscriptores, reportando el 19% de sus usuarios con marca genérica. Agregado a lo anterior, Electricaribe reporta que el 18% de sus usuarios tiene una marca que no es específica. Este comercializador desde el año 2016 presentaba problemas relacionados con medición de energía, debido a consumos dejados de facturar al retirar los medidores, además el operador reportaba muchos daños aun siendo equipos relativamente nuevos.<sup>[33]</sup>

### 3.8.1. Marcas de medidores y criterios de exactitud

Teniendo en cuenta la NTC 5019, donde se especifican las características adecuadas de los equipos de medición de energía eléctrica, se da a conocer la información que correlaciona el tipo de medición con la clase de exactitud asociada a dicho medidor. Esta norma es aplicable para medidores electromecánicos y electrónicos. En la tabla 12 se muestra las características para la selección de un equipo de medición.

Para fines de este análisis, se usó la información de medidores instalados según el tipo de medición (directa, semi-directa e indirecta), con fines de correlacionar dicha información con el tipo de usuarios (residencial y no residencial), debido a que la información obtenida para este diagnóstico respecto a las marcas de medidores ha sido dada según el tipo de usuario.

**Tabla 12. Selección de los medidores de energía**

Tipo de medición	Tipo de servicio	Cap. Instalada (kVA)	Descripción del medidor				
			Medidor	Energía	Clasificación	Clase	
						Electromecánico	Estático
Directa	Monofásico bifilar	≤ 12	Monofásico bifilar	Activa	Básico	2	1
	Monofásico trifilar	≤ 24	Monofásico trifilar	Activa	Básico	2	1
				Activa y reactiva	Multienergía	-	1 2
	Bifásico trifilar	≤ 24	Bifásico trifilar	Activa	Básico	2	1
				Activa y reactiva	Multienergía	-	1 2
	Trifásico tetrafilar	≤ 36	Trifásico tetrafilar	Activa	Básico	2	1
Activa y reactiva				Multienergía	-	1 2	
Semi-directa	Monofásico trifilar	> 24	Monofásico trifilar ó Trifásico trifilar	Activa y reactiva	Multifunción	-	1 2
	Trifásico tetrafilar	> 36	Trifásico tetrafilar	Activa y reactiva	Multifunción	-	1 ó 0,5s 2
Indirecta	Trifásico trifilar	> 112.5	Trifásico trifilar ó Trifásico tetrafilar	Activa y reactiva	Multifunción	-	0.5s 2
			Trifásico tetrafilar	Activa y reactiva	Multifunción	-	0.2s 2

Fuente: NTC 5019, tabla 2, página 12.

Dicho lo anterior, se realiza la correlación entre tipo de medición con tipo de usuario, de la siguiente manera:

- **Medición Directa:** El 80% de sus usuarios están concentrados en el sector residencial (estrato 1, estrato 2 y estrato 3), por dicho motivo se correlacionó este tipo de medición con estos usuarios. Para estos casos, se debe tener un medidor clase 2 o 1, como se indica en la Tabla 12. .
- **Medición Indirecta:** Una gran proporción se encuentra en estratos bajos, debido al uso de macromedidores en medición centralizada, usuarios no residenciales, en especial el sector industrial y comercial no regulado hace uso de este tipo de medición, por ende, al referirnos a este tipo de medición se hablará de usuarios no residenciales y con altos consumos de energía. En estos casos, se debe tener un medidor multifunción con una mayor exactitud, que oscila entre 0.5s a 0.2s, para casos de energía activa.
- **Medición Semi-directa:** Este tipo de medición no es muy usada en el sector eléctrico, sin embargo, se encuentran algunos casos en usuarios de estratos altos (estrato 4, estrato 5 y estrato 6) y pequeños consumidores no residenciales, debido a que tienen una capacidad instalada inferior a los 112,5 kVA. Para estos casos, se usa un medidor multifunción con un criterio de exactitud medio, el cual oscila entre 1 a 0,5s para energía activa.

Teniendo en cuenta lo anterior, se procede con el análisis de las principales referencias de marcas de medidores por tipo de usuario que conglomeran el 20% de medidores a nivel nacional, esta información se muestra en la tabla 13, en donde, las marcas analizadas cumplen con los criterios de exactitud; sin embargo, es importante resaltar que algunos usuarios comerciales e industriales aún hacen uso de medidores inductivos, por ende, al no tener asociada la Capacidad Instalada con la referencia del medidor usado, no se puede saber en detalle si se está cumpliendo con la norma NTC 5019.

**Tabla 13. Características de los medidores de energía**

MARCA	TIPO DE USUARIO	CARACTERÍSTICAS	CUMPLIMIENTO DE EXACTITUD	% RESPECTO AL TOTAL DE MEDIDORES
MARCA 1	Estratos 1, 2, 3 y 4.	Medidores de energía activa clase 2.0 de inducción bifásico trifilar.	Al ser un medidor electromecánico, cumple con la exactitud estipulada en la norma, para medición directa.	4%
MARCA 3 Ref.1	Industrial y comercial regulado, estrato 3 y 4.	Medidores estáticos de energía activa clase 1, Trifásicos tetrafilares.	Al ser un medidor electrónico, cumple con los criterios de exactitud para medir energía activa.	3%
MARCA 4	Estrato 1 y 2.	Medidores de energía activa clase 1 y reactiva clase 2, Estático bifásicos trifilar.	Al ser un medidor electrónico, cumple con los criterios de exactitud para energía activa y reactiva.	3%
MARCA 3 Ref.2	Industrial y comercial no regulado.	Medidores estáticos de energía activa clase 0.5s y reactiva clase 2. Trifásicos tetrafilares	Son medidores instalados en usuarios que consumen grandes cantidades de energía y cumplen con los criterios para energía activa y reactiva.	1%
MARCA 5	Estrato 5 y 6, industrial, oficial y comercial regulado.	Medidores de energía activa clase 0.5s.	Son medidores con un criterio de exactitud adecuado para consumidores con capacidad instalada superior a 24kVA.	3%
MARCA 7	Usuarios no regulados, industriales, comerciales y oficiales.	Medidores de energía activa, clase 0.5s y Reactiva clase 2, Estáticos, trifásicos tetrafilares	Este medidor multifunción, cumple con los criterios de exactitud para energía activa y reactiva.	2%

MARCA	TIPO DE USUARIO	CARACTERÍSTICAS	CUMPLIMIENTO DE EXACTITUD	% RESPECTO AL TOTAL DE MEDIDORES
MARCA 8	Sector residencial (estrato 2,3,4,5 y 6)	Medidores de energía Inducción, bifásicos trifilares, 15 (60) A, con clase de exactitud 2.0	Para usuarios residenciales con capacidad inferior a 36kVA, este medidor básico cumple con los criterios de exactitud.	4%

Fuente: NTC 5019, tabla 2, página 12.

### 3.9. MEDICIÓN CENTRALIZADA

En el proceso de llevar energía a los hogares y empresas pertenecientes al SIN, se pueden presentar pérdidas en los distintos componentes de la red eléctrica bajo condiciones normales de funcionamiento. Estas pérdidas se ven reflejadas al existir una diferencia entre la energía comprada y vendida por parte de los agentes y usuarios finales. Las empresas de distribución y comercialización buscan reducir el índice de pérdidas, relacionando la eficiencia en la entrega de energía al usuario final. En escenarios ideales, se estima que este índice sea del 7% por pérdidas de energía en transporte y distribución, sin embargo, puede llegar a incrementar (12% - 19%) originadas entre otras por conexiones fraudulentas o irregularidades en el sistema. A continuación, se muestra la expresión referente al índice de pérdidas <sup>[35]</sup>:

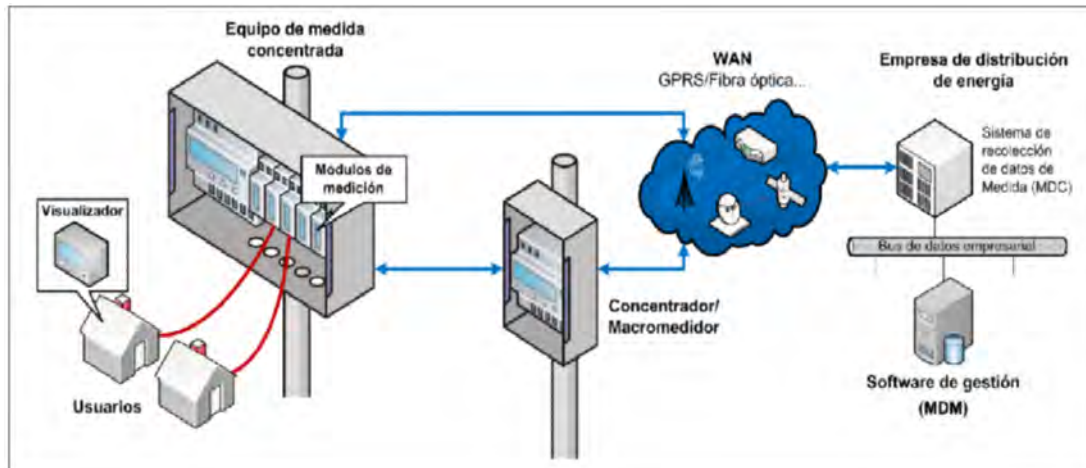
$$IP = \left( \frac{E \text{ suministrada} - E \text{ facturada}}{E \text{ suministrada}} \right) * 100\%$$

La idea con este tipo de tecnología es acceder a puntos de difícil acceso por parte de las ESP en donde se presenten actividades indebidas, mediante sistemas que permitan conocer los consumos de energía en tiempo real, así como el consumo acumulado mensual. Por consiguiente, es necesario hacer uso de comunicación remota, con el fin de conocer la información de cada módulo de medida asignado a cada suscriptor. <sup>(34)</sup>

La medición centralizada se fundamenta en la concentración de los puntos de medición a usuarios finales en una zona determinada, mediante una caja instalada fuera del alcance de los suscriptores, donde solo los operadores tengan acceso a la misma. Los datos de medición son enviados a un centro de gestión de información de forma automática, donde los prestadores pueden analizar los consumos de los clientes y en caso de notar anomalías pueden suspender y reconectar circuitos de manera remota o algún mantenimiento pertinente en dicha zona, como se muestra en la ilustración 4. Estos sistemas tienen notables ventajas, como la disminución de acceso fraudulento a las redes y a los medidores de energía, mayor control del suministro energético, disminución en costos de lectura y facturación, entre otros. <sup>(34)</sup>

Del total de prestadores de los que se tiene información, el 24% reporta hacer uso de sistemas de medición centralizada, concentrados en su mayoría en la región Caribe. Estos agentes conglomeran el 2% del total de usuarios pertenecientes al SIN, donde el 89% hace parte del sector residencial y el 11% restante pertenece al sector no residencial.

#### Ilustración 4. Infraestructura de medición centralizada



Fuente: Revista de ingeniería Universidad de Medellín, DOI: 10.22395/rium.v16n30a8

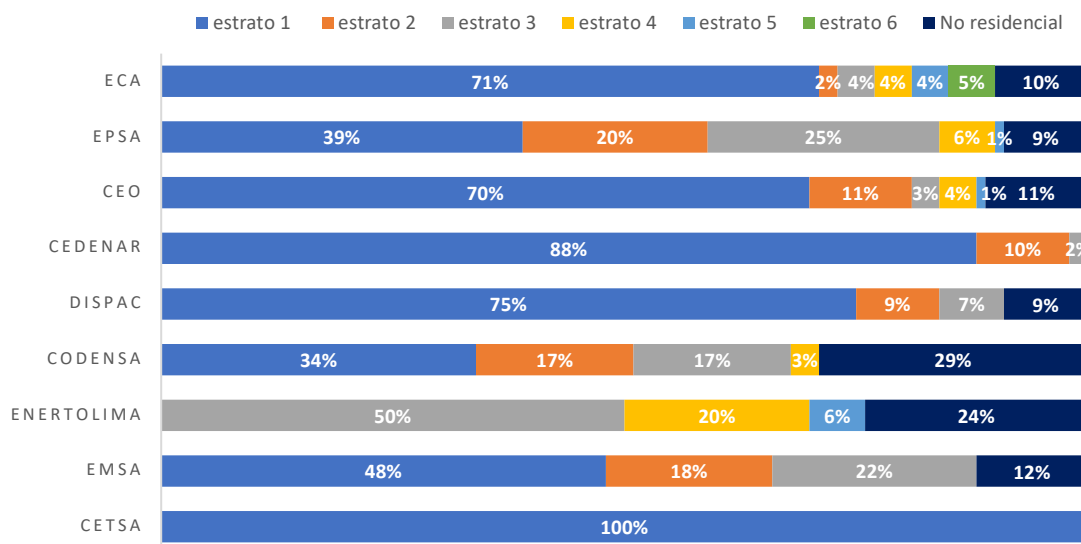
Para el sector residencial se encuentra mayor incidencia en estrato 1, sin embargo, los estratos 4,5 y 6 también hacen uso de esta tecnología. Por otro lado, en el sector no residencial se presenta mayor incidencia en usuarios regulados, donde el sector comercial lidera esta categoría.

En el gráfico 21 se muestra la relación de usuarios residenciales con medición centralizada, respecto al total de usuarios que usan dicha tecnología por ESP. Se aprecia que la mayoría de los agentes hacen uso de esta tecnología en estrato 1 (40% – 100%), a excepción de Enertolima que hace uso de este sistema para estratos 3,4 y 5. Por otra parte, CETSA hace uso de la medición centralizada únicamente en usuarios de estrato 1. El caso de Electricaribe resulta particular, ya que hace uso de este tipo de medición en todos sus estratos, siendo los estratos 2,3,4,5 y 6 quienes conglomeran el 19% de usuarios con esta tecnología. En estratos altos este tipo de medición se presenta principalmente en conjuntos residenciales donde es más seguro llevar un control del consumo de energía mediante este sistema.

Por otra parte, en el gráfico 22 muestra la relación de usuarios no residenciales con medición centralizada, respecto al total de usuarios con este tipo de tecnología por ESP. Se observa que algunos agentes como CHEC y Vatia reportan el total de sus usuarios con medición centralizada en el sector comercial para usuarios regulados y otros prestadores como CEDENAR tienen mayor incidencia en usuarios residenciales. Por otra parte, no se presenta medición centralizada en usuarios no regulados debido a que son grandes consumidores y no se encuentran focalizados en una zona específica, y adicionalmente este tipo de usuarios tienen otros requisitos de medición en cuanto a telemetría lo que facilita su lectura. Entre tanto los comercializadores regulados, son usuarios aglomerados en una zona y es más sencillo que se presenten pérdidas de energía por no pago del consumo facturado.



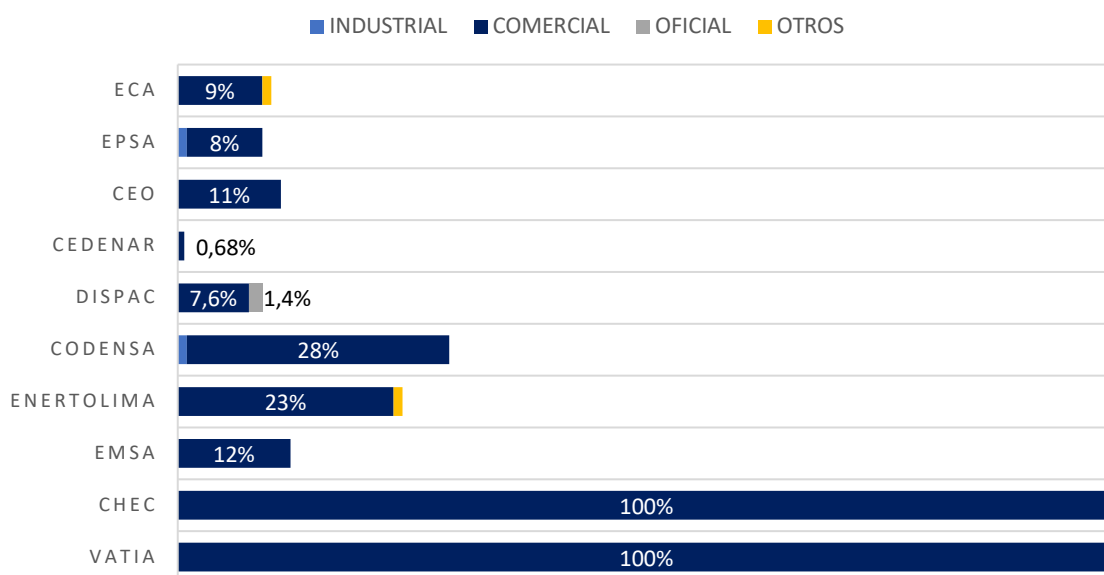
**Gráfico 21. Medición centralizada, sector residencial**



Fuente: ESP, Cálculo: DTGE

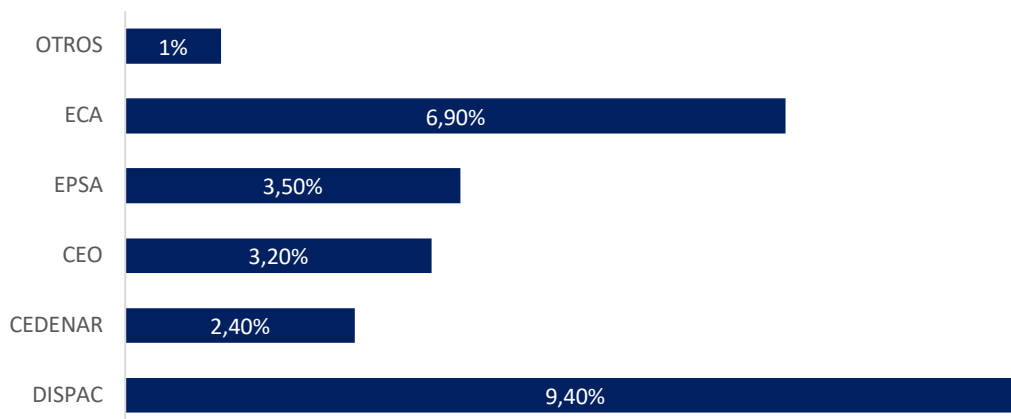
Del mismo modo, es importante analizar los usuarios con este tipo de medición respecto a los suscriptores totales que tiene cada ESP, se puede apreciar las regiones en donde se presenta más este tipo de sistemas. Al analizar los datos se observa que DISPAC presenta mayor cantidad de usuarios con este tipo de medición. Contrario a lo que se puede pensar Electricaribe ocupa el segundo lugar con mayor un porcentaje inferior a DISPAC, pero con mayor número de usuarios. Es importante mencionar que las empresas prestadoras en la región Andina han tenido una buena gestión en la facturación del servicio ya que presentan aproximadamente el 0,2% de usuarios con medición centralizada, el mismo comportamiento se presenta con Enertolima, EMSA, CHEC y Vatia, como se muestra en el gráfico 23.

**Gráfico 22. Medición centralizada, sector no residencial**



Fuente: ESP, Cálculo: DTG

**Gráfico 23. Medición centralizada respecto al total de usuarios por ESP**



Fuente: ESP, Cálculo: DTGE

### 3.10. MEDICIÓN MULTIUSUARIO

Desde la expedición del Decreto No. 1842 de 1991, en el artículo 20 se menciona el concepto de multiusuarios, principalmente es un término para expresar aquellos usuarios que están conectados a un medidor en predios multifamiliares como edificios, urbanizaciones, condominios, parcelaciones, en donde los consumos deben ser liquidados dividiendo la factura por el número de unidades independientes que componen el predio. Sin embargo, a partir de la Ley 142 de 1994, se derogó el mencionado decreto, en donde no existe la definición de Multiusuario. Posteriormente, mediante la expedición de la Resolución CREG 156 de 2011 se precisó la normatividad en relación con este tipo de fronteras.

Debido a este hecho la SSPD, al ser la entidad encargada de vigilar y controlar la prestación de los servicios, con el fin de velar por los derechos y deberes de usuarios y empresas prestadoras, evidenció la necesidad de emitir el Concepto Unificado N° 036 de 2019 en donde se confirma que todos los usuarios deben tener medición individual a excepción de inquilinatos, usuarios incluidos en plan de normalización del servicio, o usuarios que demuestren condiciones especiales en donde se dificulte realizar procesos de micromedición.

La expedición del concepto anteriormente mencionado obedece a que se han presentado casos donde se presumen acciones de abuso de poder por parte los dueños de inmuebles; en donde los propietarios del inmueble dividen la factura emitida por el número de arrendatarios o área cubierta por cada local. En consecuencia, estos grandes usuarios realizan funciones de empresas prestadoras del servicio, tales como: corte o suspensión de energía y cobro adicional al valor estipulado en la factura, emitiendo ellos mismos facturas internas de transferencia para cada local. Estos casos han sido conocidos en los últimos años y la SSPD ha tomado acciones frente a estos hechos, con el fin de velar por los derechos de usuarios finales y realizar seguimiento a los procesos de individualización en la medición.

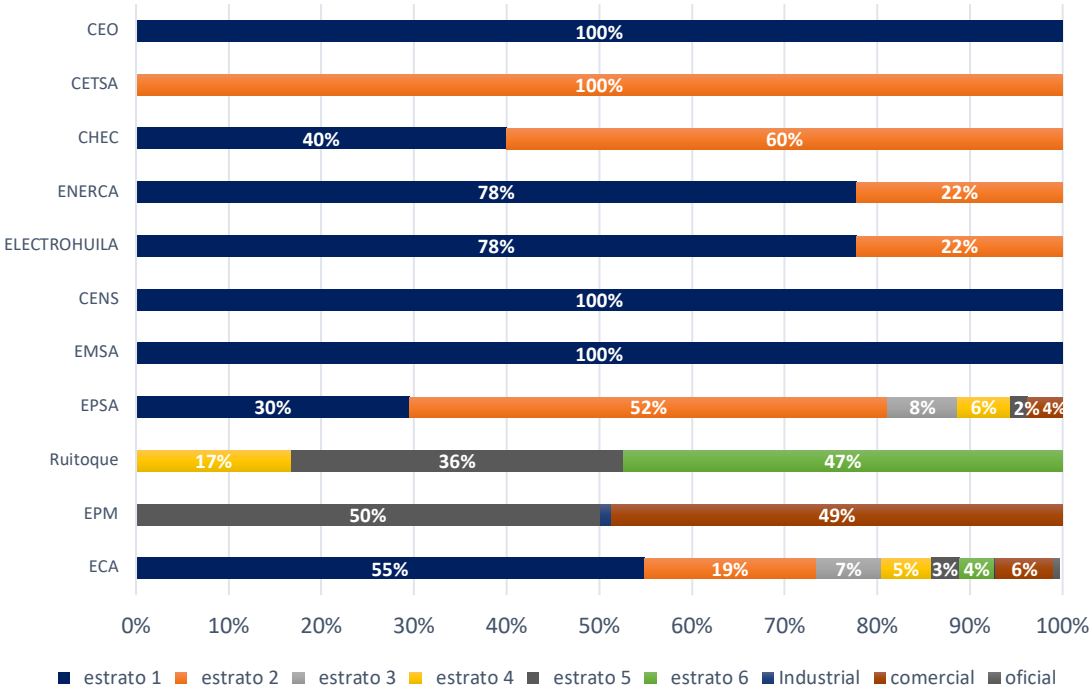
Es importante tener en cuenta, que muchos usuarios no incurren en procesos de individualización de cuentas por la complejidad en los procesos de solicitud de factibilidad, y la duración en tiempos de atención por parte del Operador, al igual que aspectos económicos que inciden en este tipo de cambios. Es importante propiciar que este tipo de procesos sea más versátil y rentable para que los procesos de individualización sean más efectivos.

De acuerdo con lo reportado por los prestadores, el 24% de los agentes comerciales, reporta información de, al menos, un caso relacionado con multiusuarios. Este caso, al igual que los usuarios sin equipo de medida, tienen una alta concentración en estratos 1, 2 y en el sector comercial regulado, ya que tiene mayor presencia en centros comerciales o plazas de mercado.

Los agentes con mayor cantidad de multiusuarios, Electricaribe, EPM y Ruitoque encabezan la lista. Sin embargo, estos dos últimos agentes, presentan un caso atípico, ya que la mayor concentración de multiusuarios se ve reflejada en estratos altos (estrato 5 y 6), debido a que se presenta mayor concentración de usuarios en conjuntos residenciales y nuevas edificaciones, por ende, mientras se avanza en el proceso de micromedición se hace uso de un macromedidor, dividiendo la cuenta por el número de personas que componen el predio. A continuación, en el gráfico 24 se muestra la clasificación de multiusuarios a nivel nacional por ESP y en el gráfico 25 se indica el índice de multiusuarios por ESP respecto al total de sus usuarios.

Como se ha mencionado con anterioridad, el sector con mayor cantidad de multiusuarios es el residencial específicamente en estratos 1 y 2, sin embargo, otras ESP empiezan a tener mayor cantidad de multiusuarios en sus estratos altos (EPM y Ruitoque). Por otro lado, el sector no residencial posee mayor número de multiusuarios en el comercio, sin embargo, Electricaribe aparte de poseer multiusuarios en el comercio, también indica que el 1% pertenece al sector oficial. Es importante resaltar, que ningún agente reporta multiusuarios en usuarios No regulados.

**Gráfico 24. Clasificación de multiusuarios por ESP**

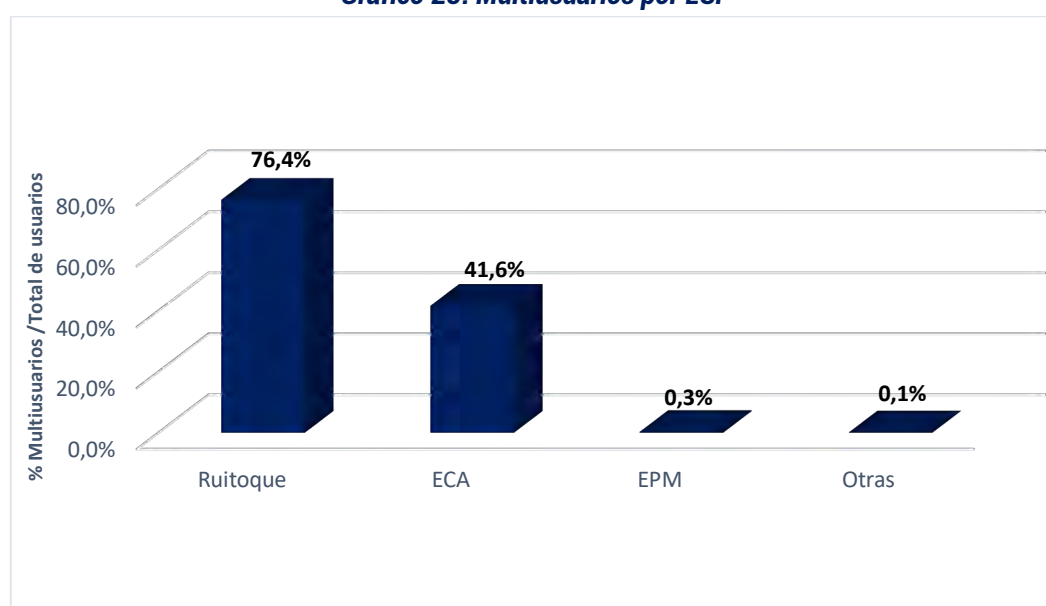


Fuente: ESP, Cálculo: DTGE

Analizando la incidencia de los multiusuarios por ESP, se observa que Electricaribe y Ruitoque son los agentes con mayor cantidad de usuarios de este tipo con 875.402 y 3.224 respectivamente. Los otros agentes tienen una incidencia muy baja (0,3% al 0,01%) en relación con la cantidad de usuarios que tienen en su mercado. Los usuarios en calidad de multiusuarios reportados por Ruitoque se encuentran en el sector residencial (estrato 4, estrato 5 y estrato 6) y han sido clasificados como otras unidades inmobiliarias, es decir, estos usuarios no pertenecen a áreas especiales y/o inquilinatos.

Por su parte, Electricaribe reporta tener 608.678 multiusuarios pertenecientes a planes de normalización y áreas especiales, los restantes 266.724 multiusuarios fueron clasificados en calidad de otras unidades inmobiliarias. Este tipo de usuarios se encuentra en el sector residencial y el no residencial, sin embargo el 92% de los multiusuarios reportados por Electricaribe corresponden al sector residencial.

**Gráfico 25. Multiusuarios por ESP**



Fuente: ESP, Cálculo: DTGE

### 3.11. VERIFICACIONES REALIZADAS A MEDIDORES

La calibración de los medidores de energía en laboratorio o en instalaciones del cliente, se realiza con base a los criterios establecidos en la norma NTC 4856:2015 (Tercera actualización), Verificación Inicial y Posterior de Medidores de Energía Eléctrica, en donde se especifican los procedimientos para la calibración y ensayos de medidores de energía en laboratorio y sitio <sup>(39)</sup>. A continuación se presentan los resultados de estos procedimientos según la información reportada por los prestadores.

#### 3.11.1. Verificación Inicial

La verificación inicial consiste, en una serie de ensayos y exámenes visuales llevados a cabo para determinar si el instrumento fabricado, concuerda con el modelo y las regulaciones, y que sus características metrológicas se encuentran dentro de los límites requeridos. Si el instrumento pasa todos los ensayos y exámenes, se le otorga el carácter legal, lo que se evidencia con el sello y el certificado de verificación <sup>(40)</sup>.

- Los números más significativos de verificaciones iniciales corresponden a las empresas ELECTRICARIBE (601.881 verificaciones, 79% con resultado conforme y 21% con resultado no conforme) y CODENSA (231.657 verificaciones, 82% con resultado conforme y 18% con resultado no conforme).
- De manera particular se observa las cifras reportadas por las empresas ENERTOTAL (2.206 verificaciones, 67% con resultado no conforme) y EMCALI (5.721 verificaciones, todas con resultado no conforme).
- Por otra parte, se destaca que las empresas CENS, ESSA, CHEC y CEDENAR, no presentan verificaciones realizadas.

### 3.11.2. Verificación Posterior

La verificación posterior consiste, en un conjunto de ensayos y exámenes visuales llevados a cabo generalmente en el lugar de uso por el funcionario de servicio metrológico, para cerciorarse que el instrumento que se ha tenido en uso por algún tiempo desde la verificación precedente continúa estando conforme con las regulaciones y mantiene sus características metrológicas dentro de los límites establecidos <sup>(40)</sup>.

- Los números más significativos de verificaciones posteriores corresponden a las empresas ELECTRICARIBE (43.030 verificaciones, 31% con resultado conforme y 69% con resultado no conforme), ESSA (60.862 verificaciones, 99% con resultado conforme y 1% con resultado no conforme), ENELAR (25.815 verificaciones, 12% con resultado conforme y 88% con resultado no conforme) y CENS (12.917 verificaciones, 16% con resultado conforme y 84% con resultado no conforme).

Analizando los resultados relacionados con verificación de medidores, se concluye que es importante realizar verificación inicial a todos los medidores que vayan a ser puestos en funcionamiento, de esta manera se pueden reducir los índices en PQR relacionados con fallas en medición y disminuir costos en una posible verificación posterior asociada al medidor.

## 3.12. MANTENIMIENTO A MEDIDORES

### 3.12.1. Mantenimiento Preventivo

El mantenimiento preventivo de los sistemas de medición consiste en ejecutar actividades rutinarias que conlleven a mantener el sistema de medición en funcionamiento previniendo así que este falle. Este mantenimiento está compuesto por: 1) Verificación documental del sistema de medición. 2) Inspección física y visual. 3) Calibración de los equipos de medida <sup>(41)</sup>. De los datos obtenidos se destacan los siguientes aspectos:

- Los números más significativos de realización de actividades de mantenimiento preventivo corresponden a las empresas DISPAC y EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA, con 33.313 y 18.553 mantenimientos de este tipo, respectivamente.
- Por otra parte, se destaca que las empresas ENELAR y CODENSA, no presentan actividades de mantenimiento preventivo y tienen una cantidad considerable de usuarios respecto a la región donde prestan el servicio.

### 3.12.2. Mantenimiento Predictivo

El mantenimiento predictivo de los sistemas de medición busca hacer un diagnóstico que permita predecir la falla del sistema, es decir, predecir el momento en el que el sistema de medición pierde su función. Este mantenimiento está compuesto por: i) Usar técnica para monitorear variables que afectan la vida útil y el desempeño del sistema de medición; ii) Verificación del error de relación y el desplazamiento de fase, mediante pruebas de rutina <sup>(41)</sup>. De los datos obtenidos se destacan los siguientes aspectos:

- Los números más significativos de realización de actividades de mantenimiento predictivo corresponden a las empresas ENELAR, CODENSA y EPSA, con 102.417, 74.244 y 23.828 mantenimientos de este tipo, respectivamente.

### 3.12.3. Mantenimiento Correctivo

El mantenimiento correctivo en los sistemas de medición se concibe cuando se requiere realizar el cambio o reposición de uno de los elementos que lo componen. Las acciones correctivas en los sistemas de medición dependerán del diagnóstico y los datos recopilados en el mantenimiento preventivo y predictivo, los cuales deben permitir establecer el momento óptimo para hacer el reemplazo de los componentes del sistema de medición. La política de mantenimiento correctivo en los sistemas de medición es hacer el reemplazo o cambio de los componentes que integran el sistema, en el momento en que pierdan su función o estén próximos a perder su función, de acuerdo con el análisis y la planeación de las intervenciones de mantenimiento. <sup>(41)</sup>. De los datos obtenidos se destacan los siguientes aspectos:

- Los números más significativos de realización de actividades de mantenimiento correctivo corresponden a las empresas ELECTRICARIBE, EPM y EPSA, con 64.007, 49.228 y 46.677 mantenimientos de este tipo, respectivamente.

## 3.13. REPOSICIÓN DE MEDIDORES

### 3.13.1. Por Mal Funcionamiento

De conformidad con el artículo 144 de la Ley 142 de 1994, cuando el usuario deba reemplazar el medidor, la empresa debe comunicar al usuario por escrito y con toda claridad qué tipo de irregularidades identificó en el medidor y por qué razones se debe reponer o reparar el equipo de medida; con dicha comunicación, debe adjuntar el respectivo reporte de ensayo, certificado de calibración y/o informe técnico de inspección expedido por un laboratorio debidamente acreditado por la Superintendencia de Industria y Comercio <sup>(42)</sup>. De los datos obtenidos se destacan los siguientes aspectos:

- Los números más significativos de reemplazo por mal funcionamiento corresponden a las empresas ELECTRICARIBE, EPM y CODENSA, con 58.846, 49.228 y 30.051, reemplazos de este tipo, respectivamente.

### 3.13.2. Por Desarrollo Tecnológico

El artículo 144 de la Ley 142 de 1994 prescribe que el usuario está en la obligación de cambiar el medidor, cuando la empresa establezca que existen nuevos desarrollos tecnológicos que ponen a su disposición instrumentos de medida más precisos.

Por otro lado, para el caso del servicio público de energía, la Resolución 070 de 1998, expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, señala que procede la solicitud de cambio del medidor por desarrollo tecnológico, cuando el equipo actual no esté dando las medidas correctas y/o no cumpla con la clase de precisión que determine la CREG <sup>(42)</sup>. De los datos obtenidos se destacan los siguientes aspectos:

- Los números más significativos de reemplazo por desarrollo tecnológico corresponden a las empresas CODENSA y EPSA, con 23.902 y 12.881, reemplazos de este tipo, respectivamente.

### 3.13.3. Por Hurto

Conforme al artículo 135 de la Ley 142 de 1994, la propiedad de las redes, equipos y elementos que integran una acometida externa, será de quien los hubiere pagado, si no fueren inmuebles por adhesión. Pero ello no exime al suscriptor o usuario de las obligaciones resultantes del contrato y que se refieran a esos bienes. En este orden de ideas, los medidores como todo bien de propiedad privada están bajo el cuidado y responsabilidad de su dueño, y corresponde a éste adoptar las medidas de seguridad respectivas para prevenir posibles hurtos o daños <sup>(42)</sup>. De los datos obtenidos se destacan los siguientes aspectos:

- Los números más significativos de reemplazo por hurto corresponden a las empresas ELECTRICARIBE, CODENSA y CEO con 12.393, 641 y 496, reemplazos de este tipo, respectivamente.

## 3.14. INFRAESTRUCTURA PARA REVISIÓN DE MEDIDORES

En el gráfico 26 puede observar la relación entre verificación, mantenimiento y reposición de medidores hasta abril de 2019. Se evidencia que en empresas como Riopaila se ha presentado incidencia en la verificación y mantenimientos de los medidores, teniendo en cuenta que este agente tiene en su mercado dos usuarios que consumen grandes cantidades de energía, por tal motivo, es importante que sus equipos de medida funcionen correctamente y según lo reportado se han realizado verificaciones in situ y posteriores con un resultado de conformidad, al igual que los mantenimientos predictivos realizados. Es importante resaltar, que agentes como Cemex y Riopaila tienen altos índices en reposición de medidores, se debe tener en cuenta que son agentes con pocos usuarios, pero grandes consumidores.

Es importante resaltar que, la mayoría de los agentes comercializadores no cuentan con laboratorios acreditados por la ONAC para prestar los servicios de calibración y ensayos de medidores de energía. Por ende, la mayoría de los agentes no logran resolver de manera eficiente problemas relacionados con medidores, ni se tiene el suficiente personal técnico, por dicho motivo, se ven en la obligación a tercerizar para suplir esta necesidad. <sup>(38)</sup> Se considera que este factor influye en los índices de mantenimiento y reposición de medidores, puesto que, los índices más altos de inconformidades de los usuarios por estos conceptos se presentan en agentes que no cuentan con su propio laboratorio de calibración y ensayo de medidores.

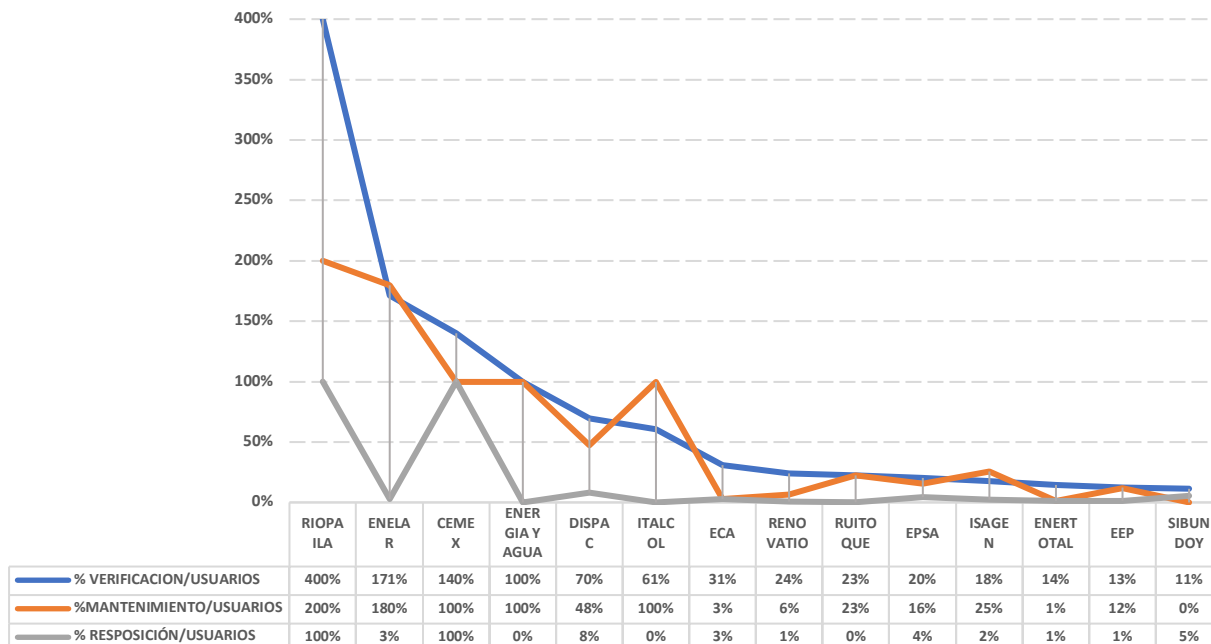
En Colombia actualmente existen 18 laboratorios acreditados por la ONAC, que brindan los servicios de calibración de medidores, los cuales se encuentran concentrados en la parte norte, centro y occidente del país <sup>(38)</sup>. A continuación, se muestra la ubicación geográfica de dichos laboratorios.

Adicional a esto, se presenta una correlación entre las PQR referentes a fallas en la medición o fraudes, reportadas por los usuarios a las ESP, en donde los clientes son identificados y agendados para ser visitados con posterioridad en una revisión técnica. El procedimiento de retiro de los medidores y su posterior envío al laboratorio lo define la empresa prestadora del servicio público en el contrato de condiciones uniformes, si la empresa retira el medidor puede instalar otro de manera provisional, con el fin de garantizar lo dispuesto en



los artículos 9 y 146 de la Ley 142 de 1994, según los cuales los usuarios tienen derecho a que sus consumos se midan con instrumentos tecnológicos apropiados.

**Gráfico 26. Reposición, mantenimiento y verificación de medidores**



Fuente: ESP, Cálculo: DTGE

**Ilustración 5. Ubicación de laboratorios certificados de calibración de medidores**



Laboratorios certificados por la ONAC
Servimeters
Verifylab
INPEL S.A.
Empresas Públicas de Medellín
Epsa
Electricaribe
Electrificadora de Santander
CIDET
Compañía Energética de Occidente
CENS
CHEC Salamina
CAM multiservicios S.A.S
EMCALI

Fuente: Datos tomados de la página del ONAC, 2019.

## 4. PLAN DE ACCIÓN PARA LA VIGILANCIA Y CONTROL DE LA SSPD EN RELACIÓN CON LA MEDICIÓN

- Establecer y diseñar indicadores con el fin de evaluar la incidencia mensual de las PQR presentadas por los usuarios por concepto de medición del consumo de energía, de manera que se realice un seguimiento a posibles señales de alerta por parte de los usuarios y que permitan generar acciones para que los prestadores implementen correctivos que reduzcan los volúmenes de estas inconformidades; este seguimiento se realizará mediante informes de verificación por parte de la DTGE con la periodicidad que se defina dentro del plan de vigilancia de cada anualidad.
- Realizar seguimiento mensual a los prestadores que presentan un alto porcentaje de usuarios sin medidor, con el fin de verificar el cumplimiento en lo establecido por el artículo 146 de la Ley 142 de 1994, al igual que la implementación de planes de inversión que conlleven a reducir tales porcentajes, este seguimiento se realizará mediante informes de verificación por parte de la DTGE.
- De acuerdo con la información analizada por la DTGE, se considera necesario contar con información mensual de los agentes respecto al tipo de medidor instalado a sus usuarios. El objeto del mismo consiste en monitorear el avance de implementación de las nuevas tecnologías de medida de acuerdo con la nueva normatividad establecida por las resoluciones del MME 400072 de 2018, 40483 de 2019 y 40142 de 2020 y la Resolución CREG 131 de 2020. Entrando en vigencia la regulación para sistemas AMI, se espera que al 30 de noviembre de 2020 la CREG haya proferido la normativa correspondiente de las obligaciones por parte de los prestadores, sobre las cuales la SSPD realizará la correspondiente inspección y vigilancia con el fin de asegurar el cumplimiento de la meta del gobierno del 75% de cobertura en el SIN.

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1. CONCLUSIONES

- Respecto al total de medidores instalados para abril de 2019, se obtiene que el 2,4% de usuarios No cuenta con equipo de medida, principalmente en empresas como Electricaribe, Codensa, Dispac, Emcali y CEO; sin embargo, al comparar esta información respecto al número de suscriptores de cada agente, Dispac y Electricaribe superan el 5% de usuarios sin medición establecido en la Ley 142.
- En relación con la evolución en la instalación de equipos de medida, 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.
- Desde antes de 1995 hasta inicios de la aplicación del RETIE se instalaron el 38% de medidores a nivel nacional en donde predominaban los dispositivos de tipo inductivo, por su parte, desde 2004 hasta la actualidad se han instalado el 62% de medidores a nivel nacional con predominancia de dispositivos tipo electrónico, los cuales tienen mayores criterios de exactitud y son más difíciles de manipular por parte de los usuarios.
- Se evidenció que empresas con usuarios regulados como Dispac, EPSA, EEP, presentan un porcentaje significativo en la verificación de medidores respecto al número de usuarios (70%, 20%, 13%

respectivamente), los cuales en su mayoría han sido objeto de mantenimiento (48%, 16%, 12%); sin embargo, las reposiciones de estos dispositivos presentan una baja incidencia (8%, 4%, 1% respectivamente).

- Teniendo en cuenta el tipo de medición asociado a cada usuario, se observan algunos casos atípicos asociados a medición semidirecta e indirecta en estratos 1 y 2, se prevé que obedecen a casos de macromedición y por ende, se tiene una alta capacidad instalada. También es importante resaltar, que se hace uso de medición semidirecta en estratos altos debido a la cantidad de equipos conectados y la capacidad instalada asociada al predio. De igual manera, en el sector comercial e industrial, se continúa haciendo uso de medidores electromecánicos, los cuales cumplen con los criterios de exactitud de acuerdo con la norma NTC 5019, desde que no se exceda una capacidad instalada de 36 kVA.
- Respecto a la información relacionada con los criterios de exactitud en los medidores, se obtuvo una respuesta positiva al analizar siete (7) referencias en marcas de medidores, las cuales conglomeran el 20% de medidores instalados a nivel nacional. Sin embargo, se evidenció que algunos usuarios comerciales e industriales continúan haciendo uso de medidores inductivos, los cuales no son muy precisos en sus lecturas y son fácilmente manipulables por los usuarios. Por otra parte, para hacer un análisis a mayor detalle es importante conocer la capacidad instalada asociada al medidor.
- Empresas como Emcali y Codensa superan el promedio de medidores inteligentes instalados a nivel nacional, donde en los últimos años estos agentes han tenido un crecimiento en la instalación de medidores inteligentes en promedio del 50% y 43% respectivamente, se espera que con mayor facilidad se pueda cumplir la meta establecida por el MME. Por otra parte, otras empresas influyentes en el sector aún no reportan hacer uso de medidores inteligentes, debido a que poseen equipos con funciones adicionales que no tienen la totalidad de funcionalidades establecidas por el MME mediante la Resolución 40072 de 2018.
- Actualmente se tiene un 7% de usuarios en condición de multiusuarios, esta situación se presenta en mayor medida en la región Caribe y en general en plazas de mercado e inquilinatos, sin embargo, existen casos atípicos en Antioquia, Santander y Pereira, los cuales se presentan en estratos altos, debido a la construcción de nuevas urbanizaciones en los cuales se deberá indagar en detalle tal condición.
- Respecto a medición centralizada, si bien ha sido implementada para la normalización de barrios subnormales, al analizar la información se encontró que varios operadores entre ellos Enertolima, Electricaribe, entre otros, presentan concentración en usuarios de estratos 3, 4 y 5 debido a la presencia de conjuntos residenciales donde es más seguro llevar un control del consumo de energía mediante este sistema, ya que en ocasiones no pueden acceder al dispositivo de medida por problemas de índole administrativo de los conjuntos.
- Teniendo en cuenta que las normas internacionales (ANSI e IEC) no han realizado actualizaciones sobre la normatividad de los medidores electromecánicos, se puede deducir que estos equipos dejarán de ser usados, por no presentar mejoras en los criterios de exactitud y no ser posible adicionarles o adecuarlos para prestar funcionalidades avanzadas.
- Es importante tener mayor rigurosidad en las verificaciones 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. Por otra parte, aquellos agentes que no cuentan con su propio laboratorio presentan inconvenientes para resolver de forma eficiente fallas en los equipos de medida.

## 5.2. RECOMENDACIONES

- Se sugiere a los OR y/o comercializadores, establecer estrategias de mercadeo, dado que la confluencia de generación distribuida, AMI y respuesta a la demanda obliga a los agentes a conformar y/o fortalecer una unidad empresarial que atienda estas nuevas tecnologías y genere un valor agregado a las empresas.
- Se considera necesario empoderar al usuario para responder a las señales del mercado aumentando o reduciendo su consumo energético, teniendo en cuenta los picos de oferta y demanda de electricidad y de esta manera hacer un uso eficiente de sus recursos.

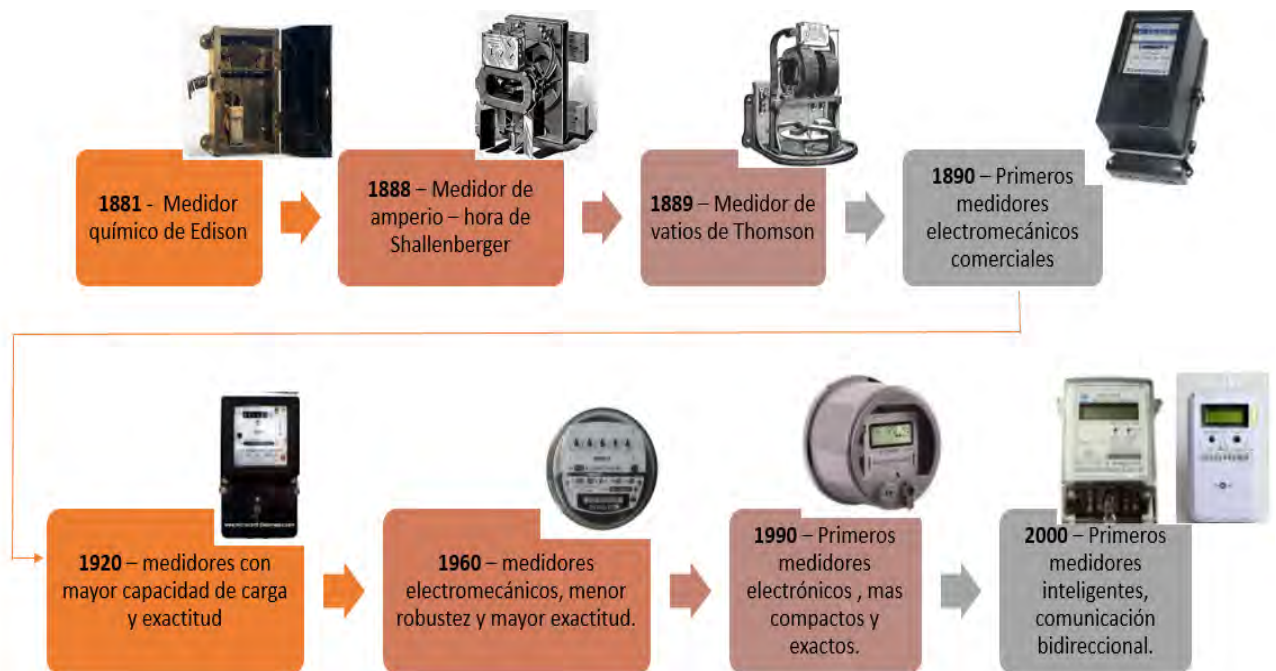
## ANEXO

La necesidad de medir la energía eléctrica se inicia en 1879, cuando Thomas Alva Edison creó la primera lámpara incandescente, posteriormente se ocupó del perfeccionamiento de los dínamos para generar corriente eléctrica y poner en funcionamiento las lámparas. Se dio cuenta que esta energía no podría ser usada a gran escala a menos que hubiera un método práctico para venderla. A raíz de ello en 1881 aparece el primer medidor creado por Edison, un contador que funcionaba bajo el principio de dos electrodos puestos en una solución química, al estar eléctricamente cargado uno de ellos, este le pasaba masa al otro, por ende, había que pesar los electrodos para saber la energía consumida. Este medidor era poco eficiente y muy pronto quedó en desuso.

Por otro lado, en 1889 Elihu Thomson desarrolló el medidor de energía (vatímetro), este fue el primer medidor capaz de obtener el consumo de energía en watt-hora, este medidor operó bajo el principio de un motor pequeño en derivación. Además de ello, en 1888 Oliver Shallenberger creó el medidor amperio-hora, más económico y sencillo que el de Thomson, este medidor tenía un par de bobinas por donde pasaba la corriente a otro par de bobinas, el flujo producido hacía girar hacia girar un elemento puesto en medio de las bobinas.

A raíz de estos avances varias personas siguieron trabajando en las mejoras de estos prototipos hasta llegar al medidor electromecánico y posteriormente a los medidores usados hoy en día, los cuales se detallan a continuación.

**Ilustración 6. Evolución de los medidores de energía eléctrica.**



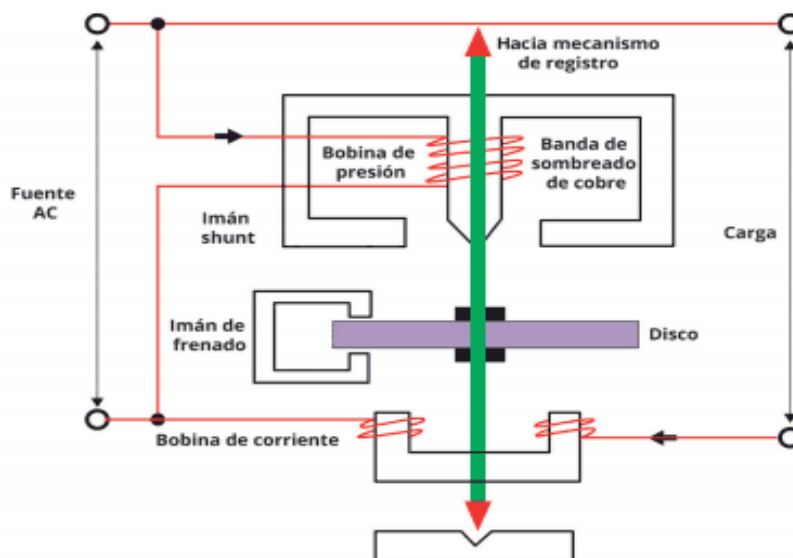
Fuente: Elaboración propio – DTGE.

- **Medidor de inducción o Electromecánico.**

Es el medidor más conocido y con mayor antigüedad en el sector eléctrico, consiste en un disco de aluminio giratorio montado sobre un eje entre dos electroimanes. La velocidad de rotación del disco es proporcional a la potencia. Se compone de dos electroimanes en serie y en derivación, cada imán tiene una bobina asociada.

El imán en serie produce el flujo que es proporcional al de la corriente y el imán de derivación produce el proporcional al voltaje. Estos dos flujos se retrasan 90 grados debido a la naturaleza inductiva. La interacción de estos dos campos produce corrientes de Foucault (corriente inducida por variación del flujo magnético) en el disco, ejerciendo una fuerza, que es proporcional al producto del voltaje instantáneo, corriente y ángulo de fase entre ellos. El eje vertical del disco de aluminio está conectado a una disposición de engranajes que registra el valor de revoluciones del disco, lo que indica la energía consumida durante un tiempo. <sup>(8)</sup>

**Ilustración 7. Esquema funcional de un medidor de inducción o electromecánico.**



Fuente: Revista Electro Industria (junio 2019)

- **Medidores estáticos o Electrónicos.**

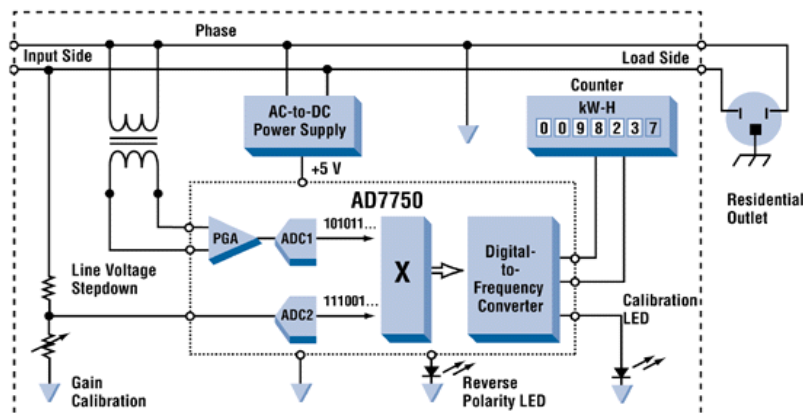
Son instrumentos de medición precisos y confiables en comparación con los medidores mecánicos convencionales, consumen menos energía y miden de manera instantánea al estar conectados a la carga. Estos medidores pueden ser analógicos o digitales. En los medidores analógicos, la potencia se convierte en frecuencia proporcional o frecuencia de pulso y se integra mediante contadores colocados en su interior. En el medidor eléctrico digital, la potencia se mide directamente mediante un procesador de gama alta. La potencia está integrada por circuitos lógicos para obtener la energía y también para fines de prueba y calibración. Luego se convierte a frecuencia o frecuencia de pulso <sup>(8)</sup>.

- **Medidores de energía electrónicos análogos**

Los valores de voltaje y corriente de cada fase se obtienen mediante un divisor de voltaje y transformadores de corriente, respectivamente, que están conectados directamente a la carga como se muestra en la Ilustración 8. El convertidor modifica estos valores analógicos en muestras digitalizadas y posteriormente con el convertidor de frecuencia cambia las señales de frecuencia correspondientes. Estos pulsos de frecuencia

impulsan un mecanismo de contador donde estas muestras se integran durante un tiempo para producir el consumo de electricidad <sup>(8)</sup>.

**Ilustración 8. Esquema funcional de un medidor electrónico analógico.**

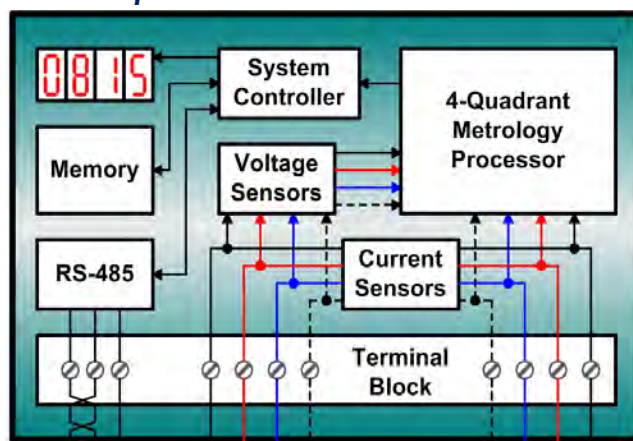


Fuente: Article All-Electronic Power and Energy Meters

- **Medidores de energía electrónicos digitales**

Es un medidor de alto rendimiento, en donde al convertir las señales analógicas en digitales estas muestras de voltaje y corriente se multiplican e integran por circuitos digitales para medir la energía consumida. El microprocesador también calcula el ángulo de fase entre la tensión y la corriente, de modo que también mide la potencia reactiva. Está programado de tal manera que calcula la energía y otros parámetros como el factor de potencia y la demanda máxima <sup>(8)</sup>.

**Ilustración 9. Esquema funcional de un medidor electrónico digital.**



Fuente: Artículo All-Electronic Power and Energy Meters

- **Medidores de energía inteligentes.**

Son medidores con tecnología AMI utilizados para administrar y registrar la electricidad y el rendimiento de los dispositivos electrónicos en la instalación. Se denominan inteligentes por la capacidad de proporcionar análisis detallado y preciso sobre el uso eléctrico en tiempo real sin la intervención técnica. Es decir, mide el



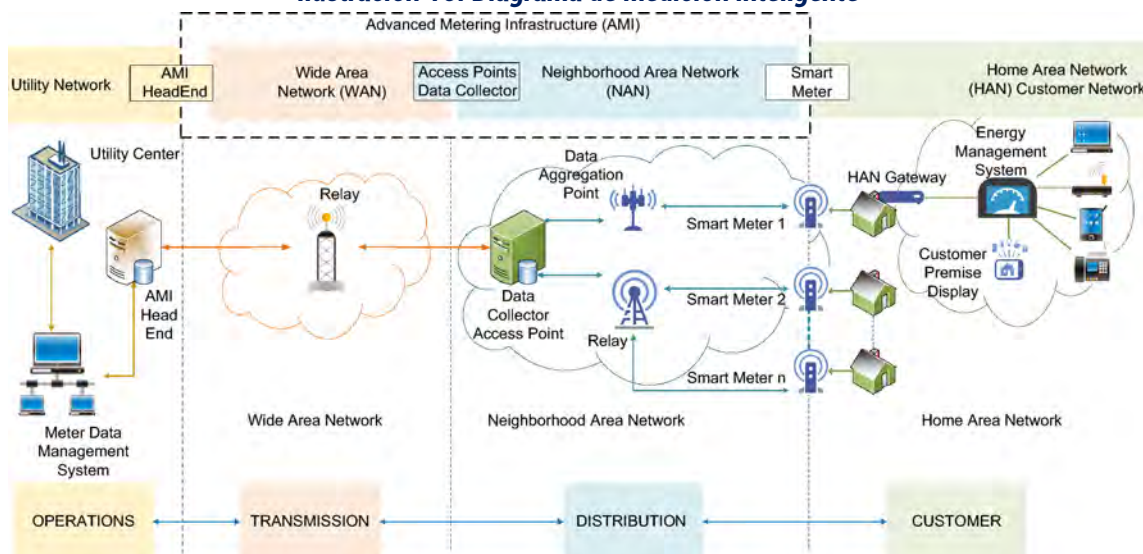
consumo de energía, conmuta de forma remota el suministro a los clientes y controla el consumo máximo de electricidad.

El sistema de medición inteligente es capaz de comunicarse en ambas direcciones. Pueden transmitir los datos a las empresas de servicios públicos como el consumo de energía, valores de los parámetros eléctricos, alarmas por fallas en el sistema, entre otros. Además de recibir información de las empresas como: sistema de lectura automático del medidor, instrucciones de reconexión y/o desconexión, actualización del software del medidor y otros mensajes importantes.

Los sistemas AMI están conformados por cuatro elementos básicos: 1) Medidor inteligente, 2) Concentrador de datos, 3) Red de comunicaciones y 4) Sistema de gestión de la información (MDC: Meter Data Collection MDM: Meter Data Management)<sup>(22)</sup>.

- Medidor inteligente: Estos pueden ser instalados directamente del domicilio o en un lugar externo a través de medición centralizada (esta tecnología es una solución para las compañías de energía eléctrica, que buscan combatir las pérdidas comerciales generadas principalmente por fraudes, esta solución permite inhibir las innumerables formas de conexión clandestina) en cuyo caso la información se le transmite al usuario mediante un display ubicado en su domicilio.
- Infraestructura de comunicación: Para transmitir la información desde el medidor hasta el sistema de gestión puede realizarse mediante dos formas, de manera directa o por un concentrador de datos que recibe la información de un grupo de medidores y la transmite al centro de gestión.
- Sistema de gestión de medida: Conformado por dos bloques, el primero se encarga de la recepción y transmisión de datos desde y hacia el equipo y el segundo que cumple las funciones de almacenamiento y procesamiento de información.

**Ilustración 10. Diagrama de medición inteligente**



Fuente: A survey of privacy preserving schemes in IoT enabled Smart Grid Advanced Metering Infrastructure, 2018.

## Medidores según la conexión a la red

Según la capacidad instalada existen tres tipos de medición del consumo de energía: directa, semidirecta e indirecta. La selección de los medidores se debe realizar teniendo en cuenta la capacidad de estos, como se muestra en la Tabla 4, ya que no se puede medir el consumo cuando se excede la capacidad del instrumento con el que se desea realizar, en estos casos se debe interponer un transformador para reducir y suministrar el consumo al instrumento de medida de acuerdo. Para estos casos se hace uso de transformadores de corriente - TC o transformadores de potencial - TP conectados en serie y paralelo respectivamente <sup>[19]</sup>.

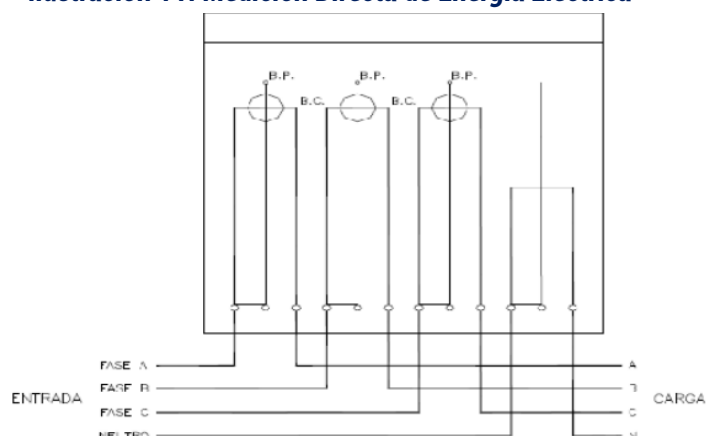
### • Medición Directa

Es aquel tipo de conexión en el cual las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga, es decir los conductores de la acometida se conectan directamente al medidor <sup>[9]</sup>.

Por lo general esta medición es permisible siempre y cuando la corriente de carga no supere los 200 amperios aproximadamente y la tensión pertenezca al nivel I (menores a 1kV), según la normatividad colombiana. En el Ilustración 11 se observa un medidor trifásico de 4 hilos cuyos conductores ingresan al medidor con la totalidad de la corriente de carga y las mediciones son hechas por bobinas de potencial (B.P) y bobinas de corriente (B.C).

- Medidor monofásico bifilar: Se utiliza para el registro del consumo en una acometida que tenga un solo conductor activo o fase y un conductor no activo o neutro.
- Medidor monofásico trifilar: Se utiliza para el registro del consumo de energía de una acometida monofásica de fase partida (120/240 V) donde se tienen dos conductores activos o fases y uno no activo o neutro.
- Medidor bifásico trifilar: Se utiliza para el registro de consumo de energía de una acometida de dos fases y el neutro, alimentadas desde la red de B.T. de distribución trifásica (120/208 V).
- Medidor trifásico tetrafilar: Se utiliza para el registro del consumo de energía de una acometida trifásica en baja tensión de tres fases y cuatro hilos

**Ilustración 11. Medición Directa de Energía Eléctrica**



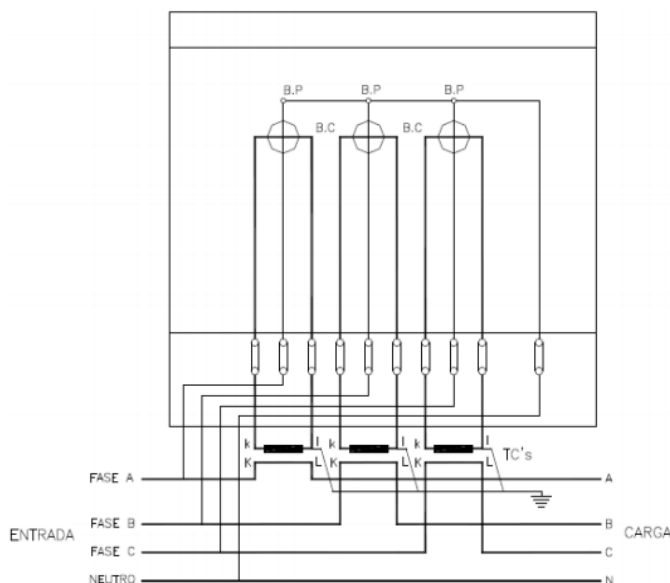
Fuente: Medición centralizada – UPTC, 2011.

- **Medición Semidirecta**

Es aquel tipo de conexión en el cual las señales de tensión que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga y las señales de corriente que recibe el medidor provienen de los respectivos devanados secundarios de los transformadores de corriente utilizados para transformar las corrientes que recibe la carga. Para obtener la energía consumida por una instalación, es necesario multiplicar la lectura indicada en el aparato de medida por la relación de transformación de los TC's utilizados. Este tipo de medición se realizan cuando los consumos de energía superan los 36 kVA y no exceden los 112.5 kVA. En el Ilustración 12 se observa esta configuración.

- Monofásico trifilar: Para este tipo de medición se utiliza dos tipos de medidores de energía los cuales se describen a continuación:
  - Medidor de energía monofásico trifilar de elemento y medio, dos TC's y un bloque de pruebas para medición de dos elementos.
  - Medidor de energía trifásico trifilar de dos elementos, dos TC's y un bloque de pruebas para medición de dos elementos.
- Trifásico tetrafilar: Para este tipo de medición se utiliza un medidor de energía trifásico tetrafilar de tres elementos, tres transformadores de corriente y un bloque de pruebas para medición de tres elementos.

**Ilustración 12. Medición Semi-directa de Energía Eléctrica**



Fuente: Medición centralizada – UPTC, 2011.

- **Medición Indirecta.**

Es aquella conexión cuyo medidor de energía no está conectado directamente a los conductores de la acometida sino a bornes de equipos auxiliares de medición, tales como transformadores de corriente (TC) y de potencial (TP). Por este motivo la corriente que pasa a través del medidor es proporcional a la corriente de carga. Para obtener la energía consumida por instalación, es necesario multiplicar la lectura indicada en el aparato de medida por el resultado de multiplicar las relaciones de transformación de los TC's y los TP's

utilizados. Esta configuración se realiza para niveles de tensión superiores al primero y por lo general a consumos de energía superiores a 112.5 kVA.

- **Medición en dos elementos:**

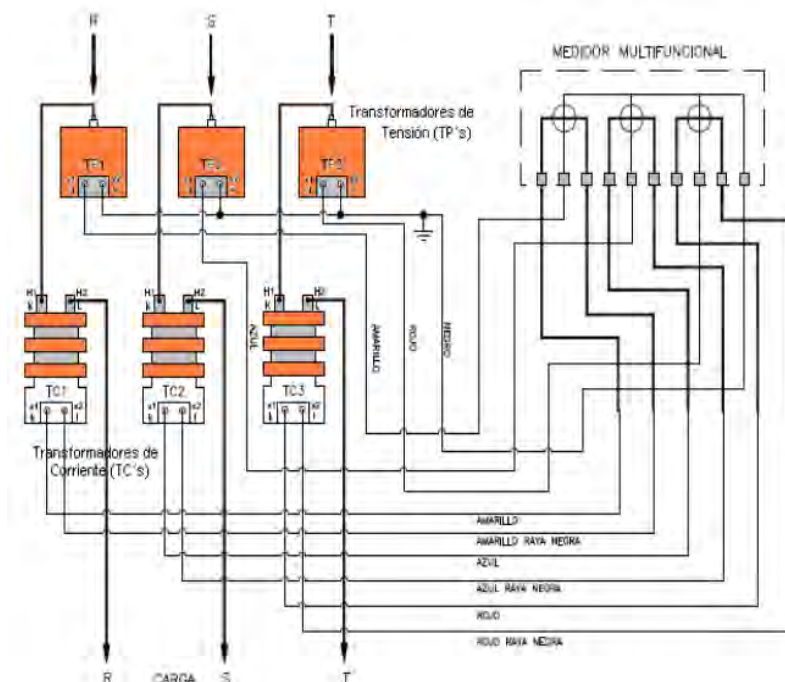
Medidor trifásico trifilar: Para medición indirecta en dos elementos; la conexión a tierra en cada TC puede ser realizada en cualquiera de los bornes terminales del devanado secundario del TC, solo puede ser aterrizado uno de los bornes de cada TC.

Medidor trifásico tetrafilar: Para medición indirecta en dos elementos; la conexión a tierra en cada TC puede ser realizada en cualquiera de los bornes terminales del devanado secundario del TC, solo puede ser aterrizado uno de los bornes de cada TC.

- **Medición de tres elementos:**

Medidor trifásico tetrafilar: Para medición indirecta en tres elementos; la conexión a tierra en cada TC puede ser realizada en cualquiera de los bornes terminales del devanado secundario del TC, solo puede ser aterrizado uno de los bornes de cada TC.

**Ilustración 13. Medición Indirecta de Energía Eléctrica**



Fuente: Medición centralizada – UPTC, 2011.

### Medidores según la energía que miden

En el sector eléctrico se pueden encontrar distintos tipos de energía, la más conocida se denomina energía activa, es aquella generada cuando los receptores eléctricos transforman la energía en trabajo mecánico y calor. Otra energía poco conocida es la reactiva, generada por algunas máquinas para crear el campo magnético y electromagnético necesario para su funcionamiento, es decir se genera una energía extra a la ya necesaria, las máquinas que necesitan este tipo de energía tienen asociados equipos de bobinas como motores y transformadores. A continuación, en la Tabla 14 se muestran las diferencias entre estos tipos de energía.

**Tabla 14. Comparación de energía activa y reactiva**

Energía activa	Energía reactiva
Se convierte en movimiento y calor.	No es consumible, ni caliente.
Es generada por cualquier tipo de aparatos.	Es generada por aparatos con bobinas.
Una parte es usada para el funcionamiento de los equipos siendo transformada en trabajo y otro porcentaje se pierde de acuerdo con el factor de potencia asociado.	Posee efectos que perjudican la eficiencia energética de los suscriptores. Pérdida de potencia útil Caídas de tensión Recargo en transformadores Sobrecarga en líneas de transmisión y generación.

Fuente: SINELEC, Energía activa y reactiva: diferencias

La energía reactiva no es registrada por los medidores de energía activa usados comúnmente en las instalaciones domiciliarias, debido a que no se convierte en trabajo, pero existen medidores que permiten saber cuánta energía de este tipo se produce, mediante la intensidad que circula por el generador y el desfase existente entre el voltaje y la tensión <sup>[21]</sup>. Para eliminar su costo en la factura es necesario instalar una batería de condensadores, para compensar el factor de potencia generado por las cargas reactivas.

Medidores de energía activa: Es el instrumento destinado a medir la energía consumida mediante la integración de la potencia activa con respecto al tiempo, dicho consumo de energía es medido en kilovatios-hora [KW-h].

- Medidores de energía reactiva: Es el instrumento destinado a medir la energía reactiva mediante la integración de la potencia reactiva con respecto al tiempo, mide el consumo de energía reactiva en [kVA-h]. Dicha energía es medida con medidores electrónicos que cuantifican tanto la energía activa como la energía reactiva.

De acuerdo con la norma NTC 5019, se debe instalar medidor de energía reactiva cuando la capacidad instalable sea mayor de 15 kVA. Para el sector comercial e industrial es obligatoria la instalación de medidor de energía reactiva en sistemas bifásicos y trifásicos.

## 6. REFERENCIAS

- [1] E. Ospina Mateus y W. Gómez Pérez, "Estado Del Arte De La Medida Centralizada De Energía Eléctrica En La Ciudad De Cartagena", Licenciatura, Universidad Tecnológica De Bolívar, 2011.
- [2] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, "Régimen Básico", Bogotá D.C., 2015.
- [3] C. Tiempo, "Empresa apuesta por el ahorro energético en los hogares del Meta", Portafolio.co, 2019. [En Línea]. Disponible: <https://www.portafolio.co/tendencias/empresa-apuesta-por-el-ahorro-energetico-en-la-region-oriental-533211>. [Accedido: 03- Dic- 2019].
- [4] G. Bogotá, "Sector energético en Colombia", EEB, 2019. [En Línea]. Disponible: <https://www.grupoenergiabogota.com/eeb/index.php/transmision-de-electricidad/sector-energetico-en-colombia>. [Accedido: 03- Dic- 2019].
- [5] N. Cigüenza Riaño, "El DNP y el Dane confirmaron que convocarán a una misión de expertos que evalúe el instrumento de estratificación socioeconómica que tiene el país.", Larepublica.co, 2019. [En Línea]. Disponible: <https://www.larepublica.co/economia/este-es-el-mapa-de-los-estratos-en-las-grandes-ciudades-del-pais-2866032>. [Accedido: 03- Dic- 2019].
- [6] Ministerio De Minas Y Energía, "Plan De Acción Indicativo De Eficiencia Energética – Pai Proure 2017 - 2022", Bogotá D.C., 2016.
- [7] J. Salazar Albán, "El contador de energía, usos y aplicaciones", Licenciatura, Escuela Politécnica Nacional, 1981.
- [8] W. Electrical, "Explain about 3 Basic Types of Energy Meters? - WatElectrical.com", WatElectrical.com, 2019. [En Línea]. Disponible: <https://www.watelectrical.com/introduction-on-energy-meter-different-types-of-energy-meters/>. [Accedido: 03- Dic- 2019]
- [9] Enel Codensa, "Especificación Técnica Medida Centralizada", Bogotá D.C., 2019.
- [10] M. Zegarra Pinto, "Análisis De Nuevo Sistema De Medición Centralizada De Energía Eléctrica Con Medidores Inteligentes En Área De La Región Arequipa", Licenciatura, Universidad Nacional De San Agustín De Arequipa, 2017.
- [11] R. Consumidor, "Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios", Redconsumidor.gov.co, 2019. [En Línea]. Disponible: [http://www.redconsumidor.gov.co/publicaciones/superintendencia\\_de\\_servicios\\_publicos\\_domiciliarios\\_publicaciones](http://www.redconsumidor.gov.co/publicaciones/superintendencia_de_servicios_publicos_domiciliarios_publicaciones). [Accedido: 03- Dic- 2019]
- [12] Dispac, La energía del Chocó, "Informe de gestión", Quibdó, 2018.
- [13] L. Cuadros Amaya and D. Ortega Calderón, "Derivex: "Una Herramienta Para Contratar La Energía De Consumo Industrial"", Licenciatura, Colegio De Estudios Superiores De Administración, 2012.

- [14] EPSA, "Norma Técnica De Medición Y Acometidas", Cali, Valle Del Cauca, 2018 [En Línea]. Disponible: <https://www.celsia.com/Portals/0/Documentos/Norma-Medicion-Acometida-Ver-2018.pdf>. [Accedido: 03- Dic- 2019]
- [15] Icontec, "NTC 5019 Norma Técnica Colombiana", Bogotá D.C., 2007.
- [16] "Medición Prepago En Colombia", 2010.
- [17] HG Ingeniería y Construcciones S.A.S, "¿Que son los medidores bidireccionales y en que me benefician? - HG Ingeniería y Construcciones S.A.S", HG Ingeniería y Construcciones S.A.S, 2018. [En Línea]. Disponible: <https://www.hgingeneria.com.co/que-son-los-medidores-bidireccionales-y-en-que-me-benefician/>. [Accedido: 03- Dic- 2019].
- [18] C. Tiempo, "Se abre paso el uso de medidor prepago para energía en estratos bajos", El Tiempo, 2015. [En Línea]. Disponible: <https://www.eltiempo.com/archivo/documento/CMS-15840858>. [Accedido: 03- Dic- 2019].
- [19] E. Csanyi, "Direct and indirect measurements using CTs and VTs | EEP", EEP - Electrical Engineering Portal, 2016. [En Línea]. Disponible: <https://electrical-engineering-portal.com/direct-indirect-measurements>. [Accedido: 03- Dic- 2019].
- [20] Gana Energía, "Cómo calcular y evitar el consumo de energía reactiva", Gana Energía, 2018. [En Línea]. Disponible: <https://ganaenergia.com/blog/como-calcular-y-evitar-el-consumo-de-energia-reactiva/>. [Accedido: 03- Dic- 2019].
- [21] S. García Garrido, "¿Cómo y dónde se mide la potencia reactiva que produce o consume un generador?", energia.renovetec.com. [En Línea]. Disponible: <http://www.energia.renovetec.com/100-preguntas-sobre-energia/143-%C2%BFcomo-y-donde-se-mide-la-potencia-reactiva>. [Accedido: 03- Dic- 2019].
- [22] S. Téllez Gutiérrez y J. Rosero García, "Sistemas de medición avanzada en Colombia: beneficios, retos y oportunidades", Universidad Nacional de Colombia, 2018.
- [23] T. Morales Vega, "Infraestructura De Medición Avanzada Para Microrredes Eléctricas", Maestría, Universidad Distrital Francisco José De Caldas, 2018.
- [24] M. Coronel Gutiérrez, "Estudio Para La Implementación Del Sistema De Infraestructura De Medición Avanzada (AMI) En La Empresa eléctrica Regional Centro Sur C.A.", Licenciatura, Universidad Politécnica Salesiana, 2011.
- [25] Smart Energy International, "The second wave of smart meter rollouts begin in Italy and Sweden", Smart Energy International, 2017. [En Línea]. Disponible: <https://www.smart-energy.com/regional-news/europe-uk/second-wave-smart-meter-rollouts-begins-italy-sweden/>. [Accedido: 03- Dic- 2019]
- [26] N. García Bernal, "Instalación de medidores inteligentes Experiencia comparada", Biblioteca del congreso nacional de Chile BCN, 2019 [En Línea]. Disponible: [https://www.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/27088/1/BCN\\_Experiencia\\_comparada\\_medidor\\_es\\_inteligentes\\_25Marzo\\_edPM.pdf](https://www.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/27088/1/BCN_Experiencia_comparada_medidor_es_inteligentes_25Marzo_edPM.pdf). [Accedido: 03- Dic- 2019]



- [27] S. Ledo, "España ya mide la luz con contadores inteligentes", El Periódico, 2018. [En Línea]. Disponible: <https://www.elperiodico.com/es/economia/20181021/espana-mide-luz-contadores-inteligentes-7098751>. [Accedido: 03- Dic- 2019].
- [28] E. Bellini, "Chile: para los medidores inteligentes valdrá el principio de la voluntariedad", PV Magazine Latin America, 2019. [En Línea]. Disponible: <https://www.pv-magazine-latam.com/2019/04/30/chile-para-los-medidores-inteligentes-valdra-el-principio-de-la-voluntariedad/>. [Accedido: 03- Dic- 2019].
- [29] G. Gosnell and D. McCoy, "Why the UK's smart meter rollout needs to be smarter", Grantham Research Institute on climate change and the environment, 2019. [En Línea]. Disponible: <http://www.lse.ac.uk/GranthamInstitute/news/why-the-uks-smart-meter-rollout-needs-to-be-smarter/>. [Accedido: 03- Dic- 2019]
- [30] GTD Ingenieros Consultores, "Estudio De Medidores Inteligentes Y Su Impacto En Tarifas", Santiago de Chile, 2016 [En Línea]. Disponible: [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/03/Medidores-Inteligentes-Informe-Final2017\\_01\\_31.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/03/Medidores-Inteligentes-Informe-Final2017_01_31.pdf). [Accedido: 03- Dic- 2019]
- [31] J. Molina Castro, "Medidores Avanzados, retos de la meta AMI", Ministerio de Energía, Bogotá D.C., 2019 [En Línea]. Disponible: [https://minenergia.gov.co/documents/10192/24080643/MetaAMI\\_mecedor+avanzado+09022019.pdf/295567e0-a43c-4b93-b53e-602bf21f7dcd](https://minenergia.gov.co/documents/10192/24080643/MetaAMI_mecedor+avanzado+09022019.pdf/295567e0-a43c-4b93-b53e-602bf21f7dcd). [Accedido: 03- Dic- 2019]
- [32] ISKRA, "ISKRA MIS - Gama De Productos", 2008 [En Línea]. Disponible: <https://www.nalelectricos.com.co/archivos/ISKRA.pdf>. [Accedido: 03- Dic- 2019].
- [33] S. Santiago, "Crece preocupación por los medidores de Electricaribe", El Pílon | Noticias de Valledupar, El Vallenato y el Caribe Colombiano, 2016. [En Línea]. Disponible: <https://elpilon.com.co/crece-preocupacion-los-medidores-electricaribe/>. [Accedido: 03- Dic- 2019].
- [34] E. Ospina Mateus y W. Gómez Pérez, "Estado Del Arte De La Medida Centralizada De Energía Eléctrica En La Ciudad De Cartagena", Licenciatura, Universidad Tecnológica De Bolívar, 2011.
- [35] G. Plata, C. Duarte and et al, "Sistema de medición centralizada en redes de distribución de baja tensión para la reducción de pérdidas eléctricas.", Universidad Industrial de Santander, 2017.
- [36] D. Romero-López and A. Vargas-Rojas, "Modelo de incentivos para la reducción de pérdidas de energía eléctrica en Colombia", revistas.javeriana.edu.co, 2013. [En Línea]. Disponible: <https://revistas.javeriana.edu.co/index.php/revmaescom/article/view/7172>. [Accedido: 03- Dic- 2019].
- [37] Colombia Inteligente, "Virtualización De La Información Acciones Para La Masificación De La Medida En AMI", Medellín, 2018 [En Línea]. Disponible: [https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24080643/CI+Experiencias+Medici%C3%B3n+Flexible+\\_1.pdf/71fa768f-c9ef-4744-a4a3-1a7dc9846fd1](https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24080643/CI+Experiencias+Medici%C3%B3n+Flexible+_1.pdf/71fa768f-c9ef-4744-a4a3-1a7dc9846fd1). [Accedido: 03- Dic- 2019].
- [38] A. Nevá Cruz y M. Suárez Figueroa, "Plan de negocio para la creación de la empresa, laboratorios del sur, prestadora del servicio de calibración de medidores de energía con sede en la ciudad de Neiva", Facultad de ingeniería, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2018.
- [39] Icontec, "NTC 4856 Norma Técnica Colombiana", Bogotá D.C., 2015.

[40] CONVENIN, " 3696:2001 Verificación inicial y posterior de los instrumentos de medición", Venezuela, 2001.

[41] EPM, "Norma técnica general para el mantenimiento de los sistemas de medición, RA8-070", Medellín, 2018.

[42] SSPD, "Concepto Unificado 2, oficina de asesoría jurídica", Bogotá, Disponible: [https://www.notinet.com.co/administrativo/servicios\\_publicos/De%20la%20determinacion%20del%20consumo%20facturable](https://www.notinet.com.co/administrativo/servicios_publicos/De%20la%20determinacion%20del%20consumo%20facturable)

[43] CREG, "Circular 003 de 2020", Bogotá D.C., 2020.