

Definición de las funcionalidades mínimas de medidores inteligentes para Colombia

Ministerio de Minas y Energía
Unidad de Planeación Minero Energética - UPME

Grupo de Investigación EM&D Electrical Machines & Drives
Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Facultad de Ingeniería
Sede Bogotá



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Definición de las funcionalidades mínimas de medidores inteligentes para Colombia

Informe final Ejecutivo - Convenio No 004 - 2016

Equipo de trabajo

**Unidad de Planeación
Minero Energética – UPME
Subdirección de Demanda**

Carlos García B.
Carolina Sánchez R.
Luis Galvis P.
Leonardo Camacho A.
William Martínez M.

**Universidad Nacional de
Colombia, Sede Bogotá
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería
Eléctrica y Electrónica
Grupo de Investigación Electrical
Machines and Drives - EM&D**

Javier Rosero G.
Renato Céspedes G.
Oscar Duarte V.
William Montaña S.
Jorge Restrepo A.
Yennifer Benítez R.
Álvaro Zambrano P.
Juan Felipe Reyes M.
Martha Hernández R.

Bogotá, diciembre de 2016

Contenido

| | |
|--|----|
| Lista de figuras | 3 |
| Lista de tablas | 4 |
| Glosario | 5 |
| 1. Resumen | 7 |
| 2. Introducción | 8 |
| 3. Definición de Funcionalidades de medidores inteligentes en el marco de una Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) | 10 |
| 1.1 Funcionalidades de los medidores inteligentes | 12 |
| 1.2 Beneficios asociados a la medición inteligente | 14 |
| 2. Experiencia Internacional en Medición Inteligente | 16 |
| 3. Experiencias Nacionales en Proyectos Pilotos relacionados con medición inteligente | 21 |
| 3.1 Funcionalidades implementadas en las empresas distribuidoras | 22 |
| 3.2 Funcionalidades implementadas en las Empresas Fabricantes | 27 |
| 4. Definición de funcionalidades para medidores inteligentes en Colombia | 29 |
| 5. Propuesta base de regulación de Infraestructura de Medición Avanzada en Colombia | 55 |
| 5.1 Implementación gradual de sistemas de Medición Inteligente | 58 |
| 5.2 Generación Distribuida | 59 |
| 5.3 Gestión de la Demanda | 60 |
| 6. Conclusiones | 61 |
| 7. Bibliografía | 67 |

Lista de figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1. Esquema general propuesto para la Infraestructura de Medición Inteligente. Fuente: Elaboración propia | 11 |
| Figura 2. Proceso regulatorio para la definición de funcionalidades en cada uno de los casos internacionales | 17 |
| Figura 3. Costo del medidor por grupo de funcionalidades (básicas, mínimas y avanzadas) | 34 |

Lista de tablas

| | |
|---|----|
| Tabla 1. Conjunto de funcionalidades consideradas para el estudio | 13 |
| Tabla 2. Conjunto mínimo de funcionalidades establecidas en la regulación para cada uno de los casos internacionales..... | 17 |
| Tabla 3. Comparación entre las funcionalidades implementadas en los proyectos estudiados y las funcionalidades identificadas en la consulta regulatoria internacional | 19 |
| Tabla 4. Resumen de las funcionalidades implementadas por empresas distribuidoras o comercializadoras..... | 22 |
| Tabla 5. Funcionalidades implementadas por empresas distribuidoras o comercializadoras de energía..... | 24 |
| Tabla 6. Funcionalidades comunes implementadas | 25 |
| Tabla 7. Funcionalidades implementadas vs las proyectadas. | 26 |
| Tabla 8. Funcionalidades proyectadas por las cuatro empresas | 27 |
| Tabla 9. Resumen de las funcionalidades implementadas por empresas fabricantes... | 28 |
| Tabla 10. Requerimientos para los agentes de la red eléctrica | 30 |
| Tabla 11. Grupos de funcionalidades y costo asociado | 31 |
| Tabla 12. Resultado de las votaciones del taller de beneficios de funcionalidades | 35 |
| Tabla 13. Comparación de aspectos regulatorios y de normatividad por funcionalidad – CREG 038-2014 y NTC 6079 | 36 |
| Tabla 14. Funcionalidades de medidores inteligentes clasificadas por nivel de implementación | 43 |
| Tabla 15. Resultados del taller de evaluación de implementación de funcionalidades.. | 44 |
| Tabla 16. Uso de funcionalidades por parte de los agentes involucrados | 46 |
| Tabla 17. Matriz de evaluación de los criterios de selección de las funcionalidades de medición inteligente..... | 48 |
| Tabla 18. Funcionalidades mínimas seleccionadas de acuerdo a la evaluación de los criterios establecidos | 51 |
| Tabla 19. Agrupación de las funcionalidades bajo estudio en Básicas, Mínimas y Avanzadas de acuerdo con los criterios de evaluación | 52 |
| Tabla 20. Aspectos a considerar de las funcionalidades en la regulación | 55 |

Glosario

- **Smart Grid:** red que incorpora las tecnologías de la información y comunicación en cada aspecto de la generación, suministro y consumo de electricidad, con el objetivo de minimizar el impacto medioambiental, mejorar los mercados, mejorar la fiabilidad y el servicio, reducir costos y aumentar la eficiencia. Fuente: EPRI
- **AMI – Infraestructura de Medición Avanzada:** Un sistema AMI es una solución integral que tiene la capacidad de gestionar el intercambio de información y datos entre el sistema de gestión y las unidades de medida, permite la gestión remota de diferentes funcionalidades como la toma de lecturas, procesos de conexión y desconexión para los medidores que posean dicha capacidad, eventos y alarmas, el control de acceso a las interfaces entre otras funcionalidades con el fin de ofrecer una solución eficiente para la toma oportuna de decisiones preventivas, de mejora o correctivas. El sistema AMI incluye una amplia gama de aplicaciones que permiten gestionar la demanda, optimizar la red de distribución, garantizar la integridad del sistema y proveer servicios de valor agregado.
- **AMR – Lectura Automática de Medidores:** sistema unidireccional que permita recopilar y analizar automáticamente datos de dispositivos como medidores de gas, electricidad o agua y comunicar esos datos por medio de una red de comunicaciones a un sistema de gestión y operación.
- **Home Área Network (HAN):** Red de comunicaciones de corto alcance que conecta electrodomésticos y otros dispositivos en el entorno de una vivienda o edificio.
- **Interoperabilidad:** Capacidad de dos o más sistemas o componentes para intercambiar información y utilizar la información intercambiada.
- **Medida concentrada:** Sistemas de medición conformado por un conjunto de medidores o unidades de medida individuales (monocuerpos o bicuerpos) agrupados o concentrados en cajas o armarios.
- **Medida individual:** elemento de medición conformado por un medidor o unidad de medida (monocuerpo o bicuerpo).
- **Medidor Inteligente:** Es un medidor de energía, agua o gas que cuenta con tres características especiales. En primer lugar registra el consumo de manera más detallada que los medidores comunes y ofrece funcionalidades que pueden ser aprovechadas en ambientes AMI o AMR. En segundo lugar ofrecen interfaces de comunicaciones para enviar y/o recibir datos e información hacia o desde un sistema de gestión administrado por la empresa de servicios y finalmente puede contar con mecanismos para la conexión y desconexión del servicio prestado.
- **Medidor monocuerpo:** Dispositivo de medida conformado por la UM (Unidad de Medida) y la interfaz de usuario (visualizador) en un solo cuerpo envolvente.

- **Medidor bicuerpo:** Dispositivo de medida compuesto de dos partes (cuerpos), uno principal (medidor) cuya función es de registrar el consumo de energía, y el otro (visualizador), distante al medidor encargado de mostrar información del medidor como serial, lecturas de consumo, etc.
- **Sistema de medida centralizada:** Sistema de medición de energía eléctrica agrupado en cajas, armarios o instalación individual, integrado por unidades de medida, transformadores de medida (cuando aplique) y elementos que permitan el intercambio y la concentración de datos, así como la realización tanto en forma remota como local de operaciones como la toma de lecturas, procesos de conexión y/o desconexión cuando se cuente con esta funcionalidad, entre otros

1. Resumen

El presente documento presenta los resultados del proyecto de “Definición de funcionalidades mínimas para medidores inteligentes en Colombia” realizado conjuntamente entre el equipo de trabajo del grupo de investigación Electrical Machines & Drives y los representantes de la subdirección de demanda de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

Se presenta el medidor inteligente como pieza fundamental de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), en conjunto con el concentrador de datos, los sistemas de comunicación, los sistemas de gestión de información y el desarrollo de aplicaciones informáticas que permiten un análisis detallado de la información proveniente de los sistemas de medición.

Para el caso de las funcionalidades del medidor inteligente, y para fines de este estudio, se hace una división en *Inherentes* y *Soportadas*, encontrando, a su vez, algunas funcionalidades *adicionales* en el estado del arte que también fueron consideradas.

Para lograr esta definición de funcionalidades mínimas se tuvieron en cuenta los beneficios asociados a esta tecnología, considerando a los diferentes agentes del sistema eléctrico, tales como el usuario final de energía, el operador de la red, el comercializador y la sociedad. Entre los cuales se destacan la posibilidad de una participación más activa en el sistema por parte del usuario, la integración de sistemas de generación distribuida, la reducción de las pérdidas no técnicas (gracias a la identificación oportuna de los casos de fraude y/o robo de energía), la optimización de los procesos de facturación y suministro de energía, entre otros relacionados con la generación de políticas públicas enfocadas a eficiencia energética, etc.

Se realizó un análisis de las experiencias internacionales asociadas a la regulación y normatividad de funcionalidades para medición inteligente y las nacionales en proyectos pilotos desarrollados. Encontrando que países como Italia y España, han tenido un desarrollo de más de una década. En países caracterizados por el balance entre investigación, desarrollo, demostración y despliegue, tales como Dinamarca, Italia, España, Reino Unido, Países Bajos, Alemania, Estados Unidos; presentan experiencias relacionadas con la implementación de despliegue masivo de sistemas de medición inteligente, dirigidos a remplazar los equipos instalados en la red de baja tensión.

Por otro lado, de las experiencias nacionales y de los proyectos pilotos de los fabricantes se destaca las funcionalidades menos implementadas son: soportar esquemas de tarificación avanzada (TAR), soportar la integración de Redes de Automatización del Hogar (HAN), proporcionar medidas de la calidad de potencia y soportar esquemas de

control de carga e integración de Redes de Automatización del Hogar, ya que hacen parte de funcionalidades avanzadas y no han sido absolutamente necesarias para la implementación de sus proyectos.

Posteriormente, se presenta la definición de funcionalidades para medidores inteligentes en Colombia teniendo en cuenta 5 criterios de evaluación: costo, beneficio, regulación para la implementación de la funcionalidad en Colombia, nivel de implementación y uso de la funcionalidad por parte de los agentes involucrados en el sistema eléctrico. Así como, los resultados de los diferentes talleres realizados con expertos en el marco del proyecto. Logrando seleccionar 10 funcionalidades mínimas para un medidor inteligente en Colombia.

Finalmente, se presenta una propuesta base de regulación de Infraestructura de Medición Avanzada en Colombia, teniendo en cuenta que se requiere un marco regulatorio y normativo que permita dar cumplimiento y alcance a diversos escenarios futuros de despliegue de medición inteligente en Colombia, tales como la implementación gradual de estos sistemas, el escenario que incluya la integración de generación distribuida y que permita estrategias de gestión activa de la demanda.

2. Introducción

Actualmente, el sector eléctrico se encuentra bajo un proceso de evolución, en el cual se están integrando nuevas tecnologías dentro de las redes eléctricas convencionales, que fueron desarrolladas durante los últimos años. Ahora la red eléctrica se ha convertido en un desafío multidisciplinario que abarca componentes eléctricos, utiliza infraestructura de comunicación de última tecnología y el desarrollo de aplicaciones de software.

Los equipos de medición de energía eléctrica han evolucionado paralelamente con la aparición de nuevos dispositivos de cómputo que brindan una mejor capacidad de procesamiento, una mayor velocidad de ejecución de tareas y un reducido tamaño. Esto ha permitido a los equipos de medida ofrecer un mayor número de servicios, aumentando su utilidad dentro de un sistema eléctrico de potencia. El viejo medidor que únicamente llevaba el registro de la energía consumida está condenado a desaparecer, siendo remplazado por equipos electrónicos que abren la posibilidad de ofrecer un sinnúmero de aplicaciones adicionales, basadas en la integración de las tecnologías de la información y las comunicaciones.

Actualmente, se encuentra una gran variedad de equipos de medición que ofrecen un amplio número de funcionalidades que se adaptan a los requerimientos de los usuarios. En este punto, es importante aclarar la diferencia entre una funcionalidad y una tecnología. Una funcionalidad en un equipo, se toma como la capacidad del mismo de efectuar una acción por ejemplo, un equipo de medida tiene la funcionalidad de efectuar

medición de energía Activa, Reactiva y Aparente importada y exportada. Por otra lado, la tecnología hace referencia a la forma como es realizada dicha medición como el equipo puede utilizar dispositivos de conversión análogo digital o algún otro tipo de dispositivos para obtener la información.

Consciente de la transformación de la infraestructura eléctrica nacional, para garantizar la seguridad del suministro y la fiabilidad del sistema en un futuro, Colombia ha decidido emprender labores en la definición de un marco regulatorio que establezca las pautas necesarias para la implementación masiva de los medidores inteligentes en el territorio nacional. El Ministerio de Minas y Energía presentó a consulta pública una propuesta de decreto por la cual se establecen lineamientos de política pública para incentivar la autogeneración a pequeña escala, la gestión de la demanda de energía eléctrica y la medición inteligente. Entre los lineamientos de la propuesta, el ministerio plantea adoptar las medidas necesarias para implementar el uso de sistemas de medición inteligente y la gradualidad con la que se deberá implementar el uso de estos sistemas, considerando que por lo menos el 95% de los usuarios urbanos deberán ser atendidos por medio de medidores inteligentes a más tardar en el año 2030. Adicionalmente, la propuesta establece que la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) deberá recomendar al Ministerio y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas las características y funcionalidades de los sistemas de medición inteligente a utilizar.

Como respuesta a la solicitud hecha por el Ministerio, la UPME inicia en conjunto con la Universidad Nacional de Colombia, Sede Bogotá un estudio para la definición del conjunto mínimo de funcionalidades que deben cumplir los medidores inteligentes que vayan a ser implementados en Colombia, de forma que suplan las necesidades actuales y futuras del sector.

En el presente documento se presentan las conclusiones generales del proyecto “Definición de funcionalidades mínimas para medidores inteligentes en Colombia”. Agrupando los principales resultados de cada uno talleres realizados a lo largo de la ejecución del proyecto y su respectivo análisis; hasta llegar a la propuesta regulatoria realizada.

Se tendrán en cuenta los análisis relacionados con la experiencia internacional y las experiencias nacionales en proyectos pilotos en medición inteligente, el cumplimiento de requisitos normativos en el contexto colombiano (NTC 6079, Código de Medida), los resultados del cumplimiento de funcionalidades de medidores inteligentes y su relación con el costo, de acuerdo con la información suministrada por los fabricantes y comercializadores de esta tecnología para finalmente obtener la definición de funcionalidades para medidores inteligentes en Colombia y hacer énfasis en la propuesta base de regulación de Infraestructura de Medición Avanzada en Colombia.

3. Definición de Funcionalidades de medidores inteligentes en el marco de una Infraestructura de Medición Avanzada (AMI)

La implementación de un sistema AMI implica la integración de diversos equipos (hardware) y programas de sistemas eléctricos (software), comunicaciones e informática, capaces de interactuar entre sí de forma fiable, flexible y eficiente. Entre los principales elementos que conforman esta infraestructura se encuentran el medidor inteligente, el concentrador de datos, la infraestructura de comunicaciones, el sistema de gestión de información y el desarrollo de aplicaciones informáticas de supervisión y/o toma de decisión específicas que soportan los usos de los diferentes agentes del sistema eléctrico y otorgan importantes beneficios para el sistema y para la sociedad en general. Una descripción de esta infraestructura se presenta en la Figura 1.

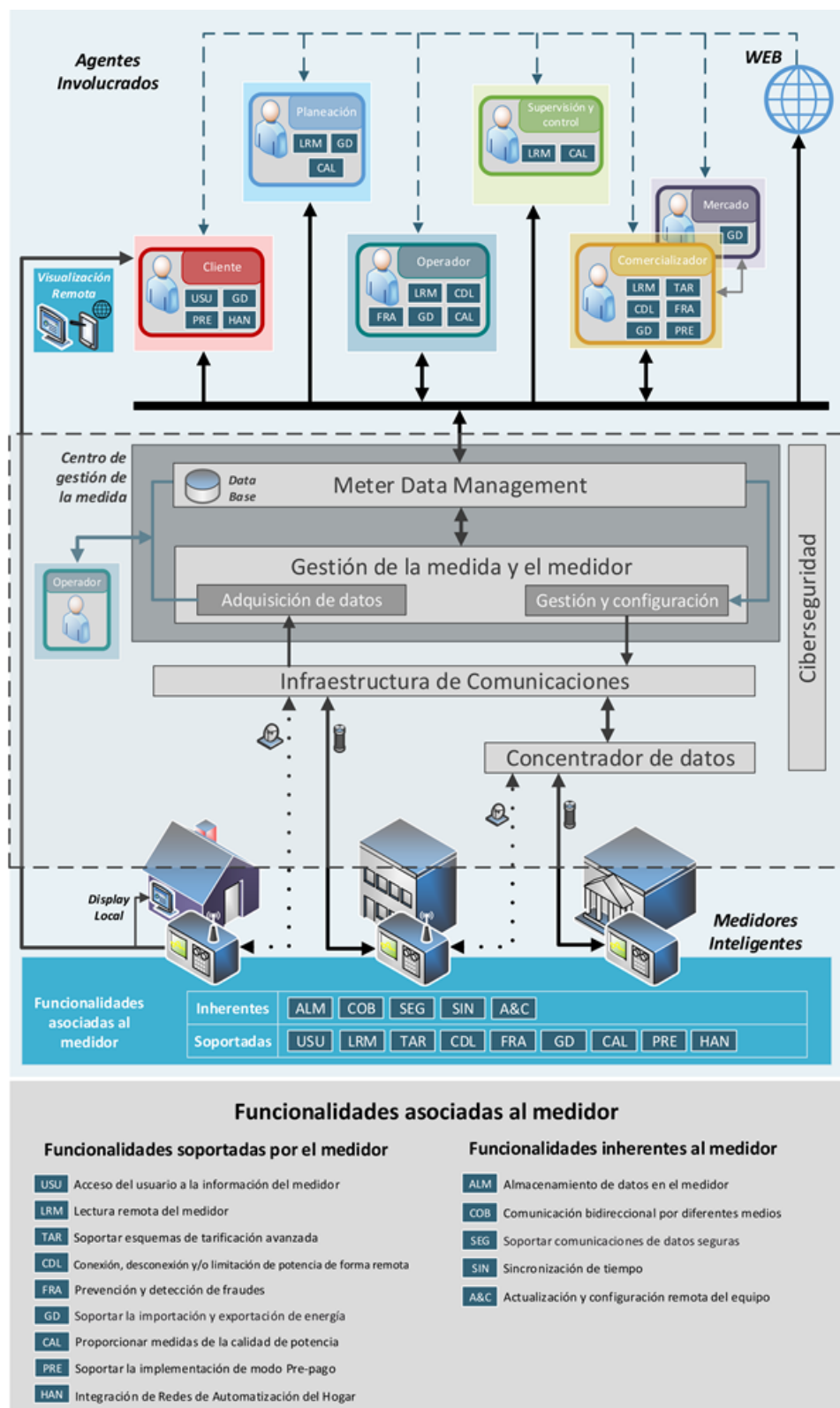


Figura 1. Esquema general propuesto para la Infraestructura de Medición Inteligente. Fuente: Elaboración propia

Los medidores inteligentes pueden estar instalados directamente en el domicilio del usuario o en un lugar externo (poste por ejemplo) para el caso de la medición centralizada. En este último caso, la información de la medida se puede suministrar al usuario por diferentes medios, como por ejemplo: dispositivos de despliegue (display) ubicados en el domicilio, a través de medios informáticos (portal web), entre otros.

Los medidores se encargan de registrar las variables, los eventos de la red y transmitirlos al sistema de gestión de información que se encarga de procesar, almacenar y distribuir esta información a los diferentes agentes. Además de canalizar los datos y las órdenes emitidas por los agentes hacia los medidores. En el esquema de la Figura 1, se ha identificado que los agentes encargados de la operación y de la comercialización son quienes interactúan con el medidor (flechas en doble sentido).

La transmisión de la información desde el medidor hasta el sistema de gestión se puede realizar a través de un concentrador de datos que recibe la información de un grupo de medidores y la transmite al centro de gestión o en forma directa desde el medidor hasta el centro de gestión por medio de diferentes medios de comunicación cableados o inalámbricos.

1.1 Funcionalidades de los medidores inteligentes

Los medidores Inteligentes cuentan con diversas funcionalidades, las cuales para los propósitos de este estudio se encuentran divididas en dos grupos:

- **Funciones inherentes al medidor**, son aquellas que permiten la adecuada operación del medidor Inteligente como parte de una AMI. Estas funcionalidades intercambian datos asociados a la operación y gestión de la infraestructura, sin embargo no suministran información a agentes diferentes al encargado de la gestión de los medidores. El flujo de información asociado a estas funcionalidades no trasciende del sistema de gestión de la medida.
- **Funcionalidades soportadas por el medidor**, son aquellas que suministran información requerida por los agentes y sus procesos y aplicaciones para aprovechar y obtener los beneficios derivados de esta tecnología.

A continuación se describen las funcionalidades incluidas en cada uno de los anteriores grupos:

Nota: Para seleccionar las funcionalidades que hacen parte de los grupos se tomó como base del conjunto mínimo de funcionalidades definido por la Comunidad Europea en la Directiva 2012/148/UE y demás casos internacionales que se presentan en este documento.

En la Tabla 1 se observan las funcionalidades que fueron seleccionadas en [1] a partir del

estudio de los casos de estudio internacionales y del conjunto mínimo de funcionalidades definido por la comunidad europea.

Tabla 1. Conjunto de funcionalidades consideradas para el estudio

| Grupo Funci. | Símbolo | Descripción de la funcionalidad | Agente relacionado |
|---------------------------|---------|---|--|
| Inherentes al medidor | ALM | Almacenamiento de datos en el medidor | Medidor |
| | COB | Permite la comunicación bidireccional por diferentes medios | Medidor, OR, Comercializador |
| | SEG | Soporta unas comunicaciones de datos seguras | Medidor |
| | SIN | Permite la sincronización de tiempos del medidor con el sistema de medida | Medidor |
| | A&C | Permite la configuración (intervalos de lectura, tarifas, etc.) y actualización (Software, firmware, etc.) remota del medidor | Medidor, OR, Comercializador |
| Soportadas por el Medidor | USU | Acceso del usuario a la información del medidor | Cliente |
| | LRM | Lectura remota del medidor | Todos los agentes |
| | TAR | Soporta esquemas de tarificación avanzada | Comercializador, Cliente |
| | CDL | Conexión y desconexión del suministro de energía y/o limitación de potencia de forma remota | OR y Comercializador |
| | FRA | Prevención y detección de fraudes | OR y Comercializador |
| | GD | Soporta la importación y exportación de energía | Cliente, OR, Comercializador, Planeación |
| | CAL | Proporciona medidas de calidad de potencia | OR, Planeación, Sup. y Control |
| | PRE | Soporta la implementación de modo prepago | Cliente, Comercializador |

| Grupo Funci. | Símbolo | Descripción de la funcionalidad | Agente relacionado |
|--------------|---------|---|--------------------|
| | HAN | Soporta la integración de Redes de Automatización del Hogar (HAN) | Cliente |

Como se puede observar, se tienen en cuenta funcionalidades que permiten obtener el mayor beneficio de implementación de la tecnología. Sin embargo, es necesario definir las funcionalidades mínimas que debe cumplir el medidor inteligente y de esta forma garantizar la viabilidad de la implementación de estos equipos sobre la red eléctrica colombiana sin sacrificar beneficios para los agentes.

El presente estudio, dirigido a la “*Definición de las funcionalidades mínimas de Medidores Inteligentes requeridas en Colombia*” se centra en la definición de las funcionalidades incluidas en los dos grupos mencionados y no pretende definir en detalle el resto de la infraestructura AMI requerida, como la infraestructura de comunicaciones, la arquitectura de la red para la recolección de la información y los elementos informáticos asociados. Estos temas permiten identificar el impacto que las funcionalidades puedan tener sobre los elementos de una infraestructura AMI básica, cuyo fin sea soportar la función de medición remota de energía.

1.2 Beneficios asociados a la medición inteligente

Algunos de los beneficios potenciales que pueden percibir los diferentes agentes del sistema con la implementación de la medición inteligente son:

Beneficios para el cliente

- El cliente dispondrá de diversos canales de interacción con los prestadores del servicio que le permitirán tener mayor control sobre el consumo de energía a partir de la recepción de información en tiempo real. Esto facilita la planificación y el control de los gastos, y el acceso a nuevos productos y servicios.
- Mayor claridad y transparencia en el costo asignado al consumo de energía.
- Las características del nuevo medidor inteligente facilitan el reporte automático ante fallos en la alimentación y eliminan los tiempos de los clientes para comunicarse con el centro de atención telefónica para informar sobre un corte en el servicio.
- El medidor le brinda al usuario la posibilidad de participar de forma más activa en el sistema con la integración de sistemas de generación distribuida que permitan producir su propia energía y suministrar energía excedente a la red y poder recibir retribución.

- La detección oportuna de las fallas y la reconfiguración automática de la red reduce el tiempo de respuesta ante fallas en el sistema. Esto se traduce en una reducción en los índices de indisponibilidad y una mejora calidad del servicio.

Beneficios para el Operador de la Red

- Reducción de las pérdidas no técnicas gracias a la identificación oportuna de los casos de fraude y/o robo de energía.
- Reducción de los costos operativos asociados al envío de personal a campo y de las emisiones de CO2 ocasionadas por el uso innecesario de la flota de la compañía.
- Mejor calidad de la señal y mayor continuidad en el servicio debido a la reducción de los tiempos de identificación, ubicación y reparación de fallas en el sistema de distribución.
- Mayor sustentabilidad de la red y reducción de los impactos ambientales por medio de la integración de fuentes de energía con recursos renovables y generación distribuida.
- Nuevos canales de comunicación que facilitan la atención al cliente y envío de nuevos servicios y mensajes importantes.

Beneficios para el comercializador

- Optimización de los procesos de facturación y suministro de energía
- Reducción de los errores de medición, quejas y reclamos por parte de los usuarios,
- Mayor satisfacción y retención de clientes además de la reducción de incumplimiento de pago (a través de la desconexión a distancia)
- Mayor equilibrio entre la generación y el consumo de energía que favorece la seguridad del suministro energético.
- Nuevas oportunidades de negocio como la generación distribuida y generación de nuevos puestos de trabajo profesionales
- Fomento del eficiente de la energía y gestión de demanda de energía.

Beneficios para la sociedad

- Constituye el primer paso para la implementación de las redes inteligentes porque permite la integración y operación de las demás tecnologías que hacen parte de esta nueva red (Generación Distribuida, Automatización de la distribución, etc.)
- Promueve la implementación y operación de las políticas públicas enfocadas a la eficiencia energética mediante la reducción de pérdidas, el uso eficiente de la energía y el crecimiento de la generación de energía renovable por parte de los clientes.
- Constituye el primer paso hacia una ciudad inteligente, ya que sus recursos de infraestructura se pueden aprovechar para otros servicios básicos como el agua, el gas, la seguridad, el tráfico, reduciendo al mínimo la inversión necesaria.

- Contribuye al desarrollo de programas centrados en la sostenibilidad, reduciendo la necesidad de aumentar la oferta de energía y favoreciendo la preservación de los recursos naturales

2. Experiencia Internacional en Medición Inteligente

La definición de las características y funcionalidades de los sistemas de medición inteligente y particularmente de los Medidores Inteligentes, es un proceso que se ha ido desarrollando a nivel mundial desde hace más de una década [1].

La Unión Europea y países como Francia, España, Italia, Australia y Estados Unidos actualmente cuentan con un marco normativo y regulatorio que define las características y funcionalidades mínimas que deben cumplir los medidores de energía inteligentes que van a ser instalados, particularmente aquellos que se instalen para los usuarios de la red de baja tensión.

A continuación se presenta el resumen del análisis de las experiencias internacionales más representativas, cuyo objetivo es la definición de las características mínimas de los medidores inteligentes y el estudio de casos de éxito de la implementación de Infraestructuras de Medición Avanzadas.

La Figura 2 presenta la comparación en el tiempo de cada uno de los procesos encaminados a la definición de funcionalidades mínimas en los países consultados, resaltando (por medio de rectángulos de colores) los procesos o documentos más relevantes que permitieron consolidar esta definición. Los rectángulos que se conectan con el bloque de funcionalidades de la derecha, corresponden a los documentos en los que se especificaron las funcionalidades mínimas de los sistemas de medición para cada uno de los casos analizados.

Adicionalmente, se puede observar que la medición inteligente es un tema que, en países como Italia y España, cuenta con un desarrollo de más de una década. También es claro que el trabajo de establecer las características y funcionalidades mínimas de los sistemas de medida es una ardua labor que puede llegar a tomar varios años. Sin embargo, a medida que pasa el tiempo, las experiencias previas permiten que este proceso se realice mucho más rápido.

La Tabla 2 muestra las funcionalidades consideradas en cada uno de los casos internacionales en su marco regulatorio. A partir de este conjunto general de funcionalidades se seleccionaran aquellas que se consideran relevantes para la implementación de los sistemas de medición inteligente en Colombia.



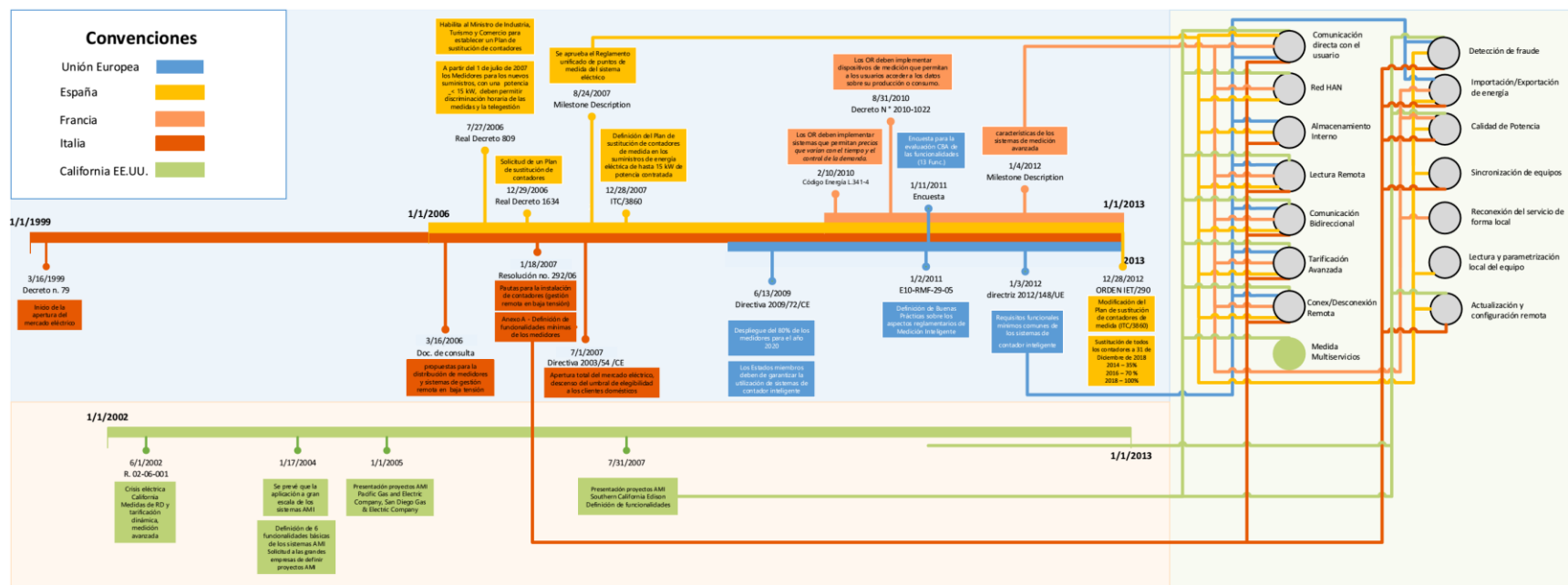


Figura 2. Proceso regulatorio para la definición de funcionalidades en cada uno de los casos internacionales

Tabla 2. Conjunto mínimo de funcionalidades establecidas en la regulación para cada uno de los casos internacionales

| Grupo Funci. | Símbolo | Descripción de la funcionalidad | Unión Europea | España | Francia | Italia | California - EE.UU. | Brasil | Australia |
|-----------------------|---------|---|---------------|--------|---------|--------|---------------------|--------|-----------|
| Inherentes al medidor | ALM | Almacenamiento de datos en el medidor | | | ND | | ND | ND | |
| | COB | Permite la comunicación bidireccional por diferentes medios | | | | | | | ND |
| | SEG | Soporta unas comunicaciones de datos seguras | ND | ND | ND | ND | ND | ND | ND |

| Grupo Funci. | Símbolo | Descripción de la funcionalidad | Unión Europea | España | Francia | Italia | California - EE.UU. | Brasil | Australia |
|---------------------------|---------|---|---------------|--------|---------|--------|---------------------|--------|-----------|
| | SIN | Permite la sincronización de tiempos del medidor con el sistema de medida | ND | | ND | | ND | ND | |
| | A&C | Permite la configuración (intervalos de lectura, tarifas, etc.) y actualización (Software, firmware, etc.) remota del medidor | ND | | ND | | ND | ND | |
| Soportadas por el medidor | USU | Acceso del usuario a la información del medidor | | | | | | | ND |
| | LRM | Lectura remota del medidor | | | | | | | |
| | TAR | Soporta esquemas de tarificación avanzada | | | | | | | ND |
| | CDL | Conexión y desconexión del suministro de energía y/o limitación de potencia de forma remota | | | | | | | |
| | FRA | Prevención y detección de fraudes | | | ND | | | ND | |
| | GD | Soporta la importación y exportación de energía | | | | | ND | | |
| | CAL | Proporciona medidas de calidad de potencia | ND | | | | | | |
| | PRE | Soporta la implementación de modo prepago | ND | | ND | | ND | | ND |
| | HAN | Soporta la integración de Redes de Automatización del Hogar (HAN) | ND | | | ND | | ND | |

Convenciones



Funcionalidades definidas de forma clara en la regulación



Funcionalidades no especificadas en la información Disponible (ND)

Los proyectos de medición inteligente más relevantes están en la comunidad europea, donde se ha establecido el propósito de contar con el 80% de medición inteligente para 2020. Se pueden encontrar más de 450 proyectos de Smart Grids de los cuales la mayoría corresponde a medición inteligente y se caracterizan por el balance entre investigación, desarrollo, demostración y despliegue [1]. Algunos de los países que lideran el desarrollo de los sistemas de medición inteligente a nivel internacional son: Dinamarca, Italia, España, Reino Unido, Países Bajos, Alemania, Estados Unidos,

A partir del despliegue de medidores identificado en los diferentes países de Europa y América, se seleccionan algunas experiencias relevantes relacionadas con la implementación de sistemas de medición inteligente. Las experiencias que se presentan se caracterizan por ser proyectos de despliegue masivo, dirigidos a remplazar los equipos instalados en la red de baja tensión.

La Tabla 3 presenta una comparación entre las funcionalidades implementadas en cada uno de los proyectos y el conjunto mínimo de funcionalidades definido por la regulación local.

Tabla 3. Comparación entre las funcionalidades implementadas en los proyectos estudiados y las funcionalidades identificadas en la consulta regulatoria internacional

| Símbolo | Descripción de la funcionalidad | Proyecto Linky | Proyecto STAR | Proyecto Telegestore | Proyecto CenterPoint | Proyecto Eletropaulo |
|---------|--|--|---|---|--|--|
| ALM | Permite el almacenamiento de datos en el medidor durante un período de tiempo razonable que permita consultar y recuperar la información | Deben ser capaces de medir y registrar las medidas de la curva de potencia activa | Almacenamiento de la curva de carga horaria de los últimos 3 meses de energía activa y reactiva. Almacenamiento de magnitudes hasta 6 meses sin alimentación. | Teniendo en cuenta la capacidad de la memoria del contador, estos son capaces de registrar los perfiles de carga durante un tiempo máximo de dos meses. | No se menciona en la descripción del proyecto | No se menciona en la descripción del proyecto |
| COB | Permite la comunicación en ambos sentidos con los demás elementos de la infraestructura AMI | Permite recibir instrucciones y enviar datos sin ninguna intervención directa de los equipos en campo. | Comunicación en los dos sentidos | Los medidores pueden proporcionar una comunicación bidireccional con los concentradores. | La infraestructura de comunicación soporta el flujo de información bidireccional | Comunicación bidireccional |
| SEG | Soportar comunicaciones de datos seguras | No se menciona en la descripción del proyecto | No se menciona en la descripción del proyecto | No se menciona en la descripción del proyecto | No se menciona en la descripción del proyecto | Restricciones del acceso tanto físico y virtual, y |
| SIN | Permite la sincronización de tiempos con la infraestructura AMI | No se menciona en la descripción del proyecto | Sincronización remota con equipos concentradores. | No se menciona en la descripción del proyecto | No se menciona en la descripción del proyecto | No se menciona en la descripción del proyecto |
| A&C | Permite la configuración de intervalos de lectura, tarifas, etc.) y actualización (Software, firmware, etc.) remota del medidor | Modificación de la potencia asignada al punto de conexión de forma remota | Programación remota de tarifas | No se menciona en la descripción del proyecto | No se menciona en la descripción del proyecto | No se menciona en la descripción del proyecto |

| Símbolo | Descripción de la funcionalidad | Proyecto Linky | Proyecto STAR | Proyecto Telegestore | Proyecto CenterPoint | Proyecto Eletropaulo |
|------------|--|--|--|--|---|---|
| USU | Proporciona información al cliente a través de interfaz de visualización normalizada | Proporciona a los clientes información en Internet o en su teléfono móvil | Los contadores permiten en su display la lectura de parámetros relevantes del suministro. Consulta a través de portal web | La pantalla ubicada en el centro del medidor permite a los usuarios leer el consumo de energía en tiempo real, | Disponibilidad de información para los usuarios diaria, mensual y cada 15 minutos a través de una plataforma web | Reporte diario del consumo de energía eléctrica a través de un portal. |
| LRM | Permite la lectura remota de las variables y eventos generados por el medidor | Lectura automática del medidor de forma remota | Lectura remota de energía y potencia | Los nuevos medidores están equipados con un módulo que le permite a la compañía conocer la distribución del perfil de carga de cualquier cliente, con un periodo de muestreo de 15 minutos. | Lectura remota del medidor con una mayor precisión de los datos. | Lectura remota de los medidores, |
| TAR PRE | Soportar la implementación de esquemas de tarifas avanzados | Garantiza una facturación más ajustada al consumo real y disponibilidad de tarifas variables en el tiempo, | Hasta 6 tarifas programables de energía activa, reactiva y demanda máxima. Modificación de la potencia contratada | Los medidores son capaces de distinguir el precio de la energía de acuerdo con la hora en la que el consumo tiene lugar. Estos medidores permiten distinguir hasta tres intervalos de tiempo diferentes. | No se menciona en la descripción del proyecto | Soporte de la tarifa blanca y sistema de tarificación Prepago |
| CDL | Permite la conexión y desconexión del suministro y/o la limitación de potencia de forma remota | Gestionar la conexión y desconexión de la alimentación de forma remota | Control remoto de la potencia: conexión y reconexión a distancia. Registro de demanda máxima e Interruptor de Control (ICP) de limitador de carga. | Los medidores son capaces de controlar la potencia absorbida por el usuario a través de un dispositivo que se encuentra en la parte inferior del medidor. | Conexión y desconexión del suministro de forma remota y operación automática de la red de distribución ante fallos en el sistema. | Corte y reconexión remota del suministro, |
| FRA | Facilita la prevención y detección de fraudes y/o el acceso no autorizado al medidor | Mejor detección del consumo anormal y reducción del fraude | No se menciona en la descripción del proyecto | Los medidores electrónicos están equipados con un dispositivo capaz de señalar los intentos de abrir la caja | Disponibilidad de herramientas para la detección de la manipulación del medidor y los intentos de fraude. | Restricciones del acceso tanto físico y virtual, y medición centralizada para la normalización de las conexiones ilegales |
| GD | Permite la integración de los sistemas de generación distribuida por medio de la importación, exportación y medición de la energía | El uso de un solo medidor que registra tanto los datos de generación como de consumo. | Permite la integración de las fuentes renovables de energía | El medidor es capaz de distinguir entre la energía que es tomada de la red y la que es entregada a la red por parte del usuario. Además realiza la medida en los cuatro cuadrantes. | Facilitar la integración de la generación solar y eólica en la red | No se menciona en la descripción del proyecto |

| Símbolo | Descripción de la funcionalidad | Proyecto Linky | Proyecto STAR | Proyecto Telegestore | Proyecto CenterPoint | Proyecto Eletropaulo |
|---------|---|---|---|--|---|--|
| CAL | Proporcionar medidas de la calidad de potencia | Control permanente de la calidad de las fuentes de alimentación (tensión de comprobación y la aparición de cortes de energía de larga y corta duración) | Lectura remota de parámetros de calidad | Capacidad de supervisar magnitudes eléctricas relacionadas con la calidad del servicio eléctrico. Por ejemplo, el número y la duración de las interrupciones que se producen en la totalidad de los usuarios | Registro y transmisión de información con respecto a carga de las líneas de distribución, los niveles de tensión y de datos de error. | Esquemas de detección y localización de fallas |
| HAN | Soporta la integración de Redes de Automatización del Hogar (HAN) | El monitoreo del consumo se puede ligar con elementos de automatización del hogar (Red HAN) gracias a las 8 señales de control que posee. | Control de cargas. | No se menciona en la descripción del proyecto | No se menciona en la descripción del proyecto | Futura integración con tecnologías de automatización del hogar |
| ADD | Consulta parametrización y local del equipo | No se menciona en la descripción del proyecto | No se menciona en la descripción del proyecto | La programación del medidor se puede realizar de forma local utilizando computadores de bolsillo. | No se menciona en la descripción del proyecto | No se menciona en la descripción del proyecto |
| ADD | Reconexión del servicio de forma local | No se menciona en la descripción del proyecto | Reconectar el servicio de forma manual con una pulsación de unos dos segundos sobre el pulsador dispuesto en el contador. | No se menciona en la descripción del proyecto | No se menciona en la descripción del proyecto | No se menciona en la descripción del proyecto |

3. Experiencias Nacionales en Proyectos Pilotos relacionados con medición inteligente

En la actualidad el tema de la medición inteligente es relevante para el sector eléctrico regional, nacional y mundial, ya que proporciona las bases para el desarrollo de la red inteligente para afrontar los retos que enfrenta el sector energético. Es por esto que expertos, técnicos y representantes de las instituciones de dicho sector, trabajan continuamente en el establecimiento de políticas, modelos y regulaciones que permitan su implementación a gran escala.

En Colombia, el sector eléctrico no es ajeno a los desarrollos tecnológicos encaminados a solucionar problemáticas como alto índice de pérdidas, demanda cambiante y los elevados picos en la curva de carga de electricidad. En este sentido, los medidores inteligentes aparecen como una de las alternativas para la mejora del servicio, pues pretenden flexibilizar los esquemas de comercialización. Esto debido a que tradicionalmente el flujo de energía se ha manejado de forma unidireccional; la empresa prestadora es la única con conocimiento del

consumo mientras que con estos equipos los clientes pueden monitorear, racionalizar y programar su consumo.

Esta sección presenta el diagnóstico y análisis de experiencias nacionales en proyectos piloto implementados relacionados con medición inteligente. Se presenta un análisis comparativo de los proyectos llevados a cabo por las principales empresas distribuidoras del país y la tecnología usada en estos y se relacionan las empresas fabricantes de equipos de medición y las funcionalidades que poseen dichos equipos.

3.1 Funcionalidades implementadas en las empresas distribuidoras

De acuerdo a la información recibida a través de las encuestas realizadas a las principales empresas distribuidoras o comercializadoras del servicio de energía eléctrica, se detallan cuales funcionalidades de las inicialmente definidas se han implementado en sus proyectos piloto o cuales soporta el medidor así aun no estén en uso como se observa en la Tabla 4.

Tabla 4. Resumen de las funcionalidades implementadas por empresas distribuidoras o comercializadoras

| | | EMPRESAS COMERCIALIZADORAS | | | | | |
|-----------------|--|----------------------------|---|---|---------------|----|----|
| Funcionalidades | | CODENS A | EMCALI | EPSA | ELECTRICARIBE | | |
| USU | Acceso del usuario a la información del medidor | SI | NO directamente, Mensajes de texto, audio consulta, portal WEB y audio respuesta. | Actualmente no tenemos un proyecto como tal de Medición Inteligente funcionando. Estamos en un RFP para la compra e instalación de los primeros 240.000 a razón de 80.000 por año y entre las posibilidades que los 8 oferentes pueden ofertar existen diferentes opciones. | SI | SI | SI |
| LRM | Lectura remota del medidor (y local) | SI | SI | | SI | SI | SI |
| TAR | Soporta esquemas de tarificación avanzada | SI | | | | | |
| CDL | Conexión, desconexión y/o limitación de potencia de forma remota | SI | SI | | SI | SI | SI |
| FRA | Prevención y detección de fraudes | SI | SI | | SI | SI | SI |
| GD | Soporta la importación y exportación de energía | SI | SI | | NO | NO | NO |

| | | EMPRESAS COMERCIALIZADORAS | | | | | |
|-----------------|--|--|--|------|--|-------------------------|-------------------------|
| Funcionalidades | | CODENSA | EMCALI | EPSA | ELECTRICARIBE | | |
| CAL | Proporciona medidas de la calidad de potencia (y eventos) | SI como información complementaria | SI, bajo pedido adicional | | SI, bajo demanda | SI, si es evento | SI, bajo demanda |
| PRE | Soporta la implementación de modo prepago | SI | SI | | es prepago, postpago no | es prepago, postpago no | es prepago, postpago no |
| HAN | Integración de Redes de Automatización del Hogar | SI lo soporta pero aún no se hace uso | NO | | NO | NO | NO |
| ALM | Almacenamiento de datos en el medidor | SI, se almacena en una memoria no volátil. | SI, los datos se almacenan en una memoria interna tipo flashdrive. | | medidor no, concentrador si en tarjeta madre | SI | SI |
| COB | Comunicación bidireccional por diferentes medios | SI | SI | | SI | SI | SI |
| SEG | Soporta comunicaciones de datos seguras | SI | SI | | SI | SI | SI |
| SIN | Sincronización de tiempo | SI | SI, Cada 24 horas | | NO | NO | SI |
| C&A | Actualización y configuración remota del equipo | SI | SI, cada 24 horas | | NO | NO | SI |
| INT | Interoperabilidad | | | | | | |
| CDC | Soporta esquemas de control de carga | | | | | | |
| ULT | Detección y reporte automático de la pérdida de suministro | SI | NO, pero como la red es el canal, la pérdida de comunicación es consecuencia de un corte del servicio. | | NO, después de energización envía la alarma | NO | NO |

La Tabla 5 muestra la tendencia donde las marcadas con verde muestran las funcionalidades implementadas por las cuatro empresas distribuidoras, las que están en blanco pero marcadas con ND indican que la información entregada no es suficiente para determinar si fue o no implementada y en blanco aquellas que no han sido implementadas hasta el momento.

Se puede observar las funcionalidades comunes que han sido de interés o prioridad para las empresas distribuidoras (con las cuales esperan darle solución a los problemas relacionados con la prestación del servicio de electricidad) y cuales funcionalidades pasan a un segundo plano, por ser de menor interés.

Tabla 5. Funcionalidades implementadas por empresas distribuidoras o comercializadoras de energía

| Grupo Funci. | Símbolo | Descripción de la funcionalidad | Empres a 1 | Empres a 2 | Empre sa 3 | Empresa 4 |
|---------------------------|---------|---|------------|------------|------------|-----------|
| Inherentes al medidor | ALM | Almacenamiento de datos en el medidor | | | | |
| | COB | Permite la comunicación bidireccional por diferentes medios | | | | |
| | SEG | Soporta unas comunicaciones de datos seguras | | | | |
| | SIN | Permite la sincronización de tiempos del medidor con el sistema de medida | | | ND | |
| | A&C | Permite la configuración (intervalos de lectura, tarifas, etc.) y actualización (Software, firmware, etc.) remota del medidor | | | | |
| Soportadas por el medidor | USU | Acceso del usuario a la información del medidor | | | | |
| | LRM | Lectura remota del medidor | | | | |
| | TAR | Soporta esquemas de tarificación avanzada | | | | |
| | CDL | Conexión y desconexión del suministro de energía y/o limitación de potencia de forma remota | | | | |
| | FRA | Prevención y detección de fraudes | | | | |
| | GD | Soporta la importación y exportación de energía | | | | |
| | CAL | Proporciona medidas de calidad de potencia | | | | |

| Grupo Funci. | Símbolo | Descripción de la funcionalidad | Empres a 1 | Empres a 2 | Empre sa 3 | Empresa 4 |
|--------------|---------|---|------------|------------|------------|-----------|
| | PRE | Soporta la implementación de modo prepago | | | | |
| | HAN | Soporta la integración de Redes de Automatización del Hogar (HAN) | | | | |

Por otra parte, la Tabla 6 muestra las siete funcionalidades implementadas por las cuatro empresas analizadas, de las cuales dos corresponden a funcionalidades inherentes al medidor, es decir que son esenciales y permanentes del equipo de medida y no dependen de algo externo. Las cinco restantes corresponden a funcionalidades soportadas por el medidor y que pueden ser habilitadas directamente en el medidor, desde otro de los equipos del sistema de medida o incluso desde el sistema de gestión.

Tabla 6. Funcionalidades comunes implementadas

| Grupo Funci. | Símbolo | Descripción de la funcionalidad |
|---------------------------|---------|---|
| Inherentes al medidor | ALM | Almacenamiento de datos en el medidor |
| | COB | Permite la comunicación bidireccional por diferentes medios |
| Soportadas por el medidor | USU | Acceso del usuario a la información del medidor |
| | LRM | Lectura remota del medidor |
| | CDL | Conexión y desconexión del suministro de energía y/o limitación de potencia de forma remota |
| | FRA | Prevención y detección de fraudes |
| | PRE | Soporta la implementación de modo prepago |

Adicionalmente, la información entregada por las empresas distribuidoras permitió analizar las funcionalidades proyectadas para implementación en el país, las cuales se presentan en la Tabla 7 donde se realiza una comparación con las funcionalidades ya implementadas.

Tabla 7. Funcionalidades implementadas vs las proyectadas.

| Grupo Funci. | Símbolo | Descripción de la funcionalidad | Empresa 1 | | Empresa 2 | | Empresa 3 | | Empresa 4 | |
|--|---------|---|-----------|-----|-----------|--|-----------|--|-----------|--|
| Inherentes al medidor | ALM | Almacenamiento de datos en el medidor | | | | | | | | |
| | COB | Permite la comunicación bidireccional por diferentes medios | | | | | | | | |
| | SEG | Soporta unas comunicaciones de datos seguras | | | | | | | | |
| | SIN | Permite la sincronización de tiempos del medidor con el sistema de medida | | NHI | | | NHI | | | |
| | A&C | Permite la configuración (intervalos de lectura, tarifas, etc.) y actualización (Software, firmware, etc.) remota del medidor | | | | | | | | |
| Soportadas por el medidor | USU | Acceso del usuario a la información del medidor | | | | | | | | |
| | LRM | Lectura remota del medidor | | | | | | | | |
| | TAR | Soporta esquemas de tarificación avanzada | | | | | NHI | | | |
| | CDL | Conexión y desconexión del suministro de energía y/o limitación de potencia de forma remota | | | | | | | | |
| | FRA | Prevención y detección de fraudes | | | | | | | | |
| | GD | Soporta la importación y exportación de energía | | | | | NHI | | | |
| | CAL | Proporciona medidas de calidad de potencia | | | | | | | | |
| | PRE | Soporta la implementación de modo prepago | | | | | | | | |
| | HAN | Soporta la integración de Redes de Automatización del Hogar (HAN) | | | | | | | | |
| Funcionalidades implementadas por cada Empresa | | NHI: No hay información | | | | | | | | |
| Funcionalidades proyectadas por cada Empresa | | No Implementada / No proyectada | | | | | | | | |

Finalmente, la Tabla 8 muestra el resumen de las funcionalidades proyectadas por las 4 empresas, donde se observa que cuatro corresponden a funcionalidades inherentes al medidor

y cinco a las soportadas por el medidor.

Tabla 8. Funcionalidades proyectadas por las cuatro empresas

| Grupo Funci. | Símbolo | Descripción de la funcionalidad |
|---------------------------|---------|---|
| Inherentes al medidor | ALM | Almacenamiento de datos en el medidor |
| | COB | Permite la comunicación bidireccional por diferentes medios |
| | SEG | Soporta unas comunicaciones de datos seguras |
| | A&C | Permite la configuración (intervalos de lectura, tarifas, etc.) y actualización (Software, firmware, etc.) remota del medidor |
| Soportadas por el medidor | USU | Acceso del usuario a la información del medidor |
| | LRM | Lectura remota del medidor |
| | CDL | Conexión y desconexión del suministro de energía y/o limitación de potencia de forma remota |
| | FRA | Prevención y detección de fraudes |
| | PRE | Soporta la implementación de modo prepago |

Al comparar el listado de funcionalidades implementadas con las proyectadas se observa que en las proyectadas hay dos funcionalidades inherentes al medidor adicionales: soportar comunicaciones de datos seguras y permitir la configuración remota del medidor. La información anterior nos da como resultado un listado inicial de siete funcionalidades fundamentales para las empresas distribuidoras que se observan en la Tabla 6, y que deben ser tenidas en cuenta en los siguientes análisis, pruebas de funcionalidades y en la propuesta regulatoria.

3.2 Funcionalidades implementadas en las Empresas Fabricantes

Las empresas fabricantes de equipos de medición inteligente y empresas desarrolladoras de software juegan un papel importante en este estudio, ya que tienen el conocimiento de ventajas y desventajas de las tecnologías existentes y desarrollo del mercado de la medición inteligente no solo a nivel nacional sino internacional por la implementación y puesta en marcha de proyectos de éste tipo.

Las empresas vinculadas al proyecto y que han entregado la información requerida para el

análisis son: Elster-Honeywell, Enel, Huawei, Itron, Landis+Gyr y Siemens.

De acuerdo con la información recibida a través de las encuestas realizadas a las principales empresas fabricantes de equipos o sistemas de medición inteligente de energía eléctrica. En la Tabla 9 se muestran las funcionalidades que se han implementado en sus proyectos pilotos a nivel mundial o las que soporta el medidor.

Tabla 9. Resumen de las funcionalidades implementadas por empresas fabricantes

| Funcionalidades | | EMPRESA 1 | EMPRESA 2 | EMPRESA 3 | EMPRESA 4 | EMPRESA 5 | EMPRESA 6 |
|--|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Funcionalidades soportadas por el medidor | | | | | | | |
| USU | Acceso del usuario a la información del medidor | SI | SI | SI | SI | SI | SI |
| LRM | Lectura remota del medidor (y local) | SI | SI | SI | SI | SI | SI |
| TAR | Soporta esquemas de tarificación avanzada | SI | SI | SI | SI | SI | SI |
| CDL | Conexión, desconexión y/o limitación de potencia de forma remota | SI | SI | SI | SI | SI | SI |
| FRA | Prevención y detección de fraudes | SI | SI | SI | SI | SI | SI |
| GD | Soporta la importación y exportación de energía | SI | SI | SI | SI | SI | SI |
| CAL | Proporciona medidas de la calidad de potencia (y eventos) | SI | SI | NO | SI | SI | SI |
| PRE | Soporta la implementación de modo prepago | SI | SI | SI | SI | SI | SI |
| HAN | Integración de Redes de Automatización del Hogar | SI | SI | NO | SI | SI | NO |
| Funcionalidades Inherentes al medidor | | | | | | | |
| ALM | Almacenamiento de datos en el medidor | SI | SI | SI | SI | SI | SI |
| COB | Comunicación bidireccional por diferentes medios | SI | SI | SI | SI | SI | SI |
| SEG | Soporta comunicaciones de datos seguras | SI | SI | SI | SI | SI | SI |
| SIN | Sincronización de tiempo | SI | SI | SI | SI | SI | SI |

| Funcionalidades | | EMPRESA 1 | EMPRESA 2 | EMPRESA 3 | EMPRESA 4 | EMPRESA 5 | EMPRESA 6 |
|---|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| C&A | Actualización y configuración remota del equipo | SI | SI | SI | SI | SI | SI |
| Funcionalidades adicionales consideradas en la normatividad | | | | | | | |
| INT | Interoperabilidad | SI | SI | NO | SI | SI | SI |
| CDC | Soporta esquemas de control de carga | | SI | NO | NO | NO | NO |
| ULT | Detección y reporte automático de la pérdida de suministro | SI | SI | SI | SI | SI | SI |

Como se observa en la tabla anterior, las funcionalidades que no han sido implementadas son: proporcionar medidas de la calidad de potencia, soportar esquemas de control de carga e integración de Redes de Automatización del Hogar, por considerarse que pertenecen a un nivel superior y no son de absoluta necesidad ni para el usuario ni para la empresa comercializadora.

4. Definición de funcionalidades para medidores inteligentes en Colombia

Como se puede observar a lo largo del estudio, se encuentran funcionalidades que permiten obtener el mayor beneficio de la implementación de tecnología. Sin embargo, es necesario definir las funcionalidades mínimas con las que deben contar el medidor inteligente y de esta forma garantizar la viabilidad de la implementación de estos equipos sobre la red eléctrica colombiana sin sacrificar beneficio.

Es necesario contar con una potente infraestructura en cuanto a equipos de medición, canales de comunicación y desarrollo de software que permita la interacción, de manera coordinada y eficiente de la información que es registrada en cada instante. El equipo de medida se destaca por ser la base fundamental del sistema, teniendo en cuenta que es el encargado de recolectar la información y ponerla a disposición de los agentes interesados. Por esta razón, es fundamental efectuar una adecuada selección de las funcionalidades con las que debe contar el equipo.

Para explotar al máximo los beneficios de un sistema AMI, se hace fundamental tener en cuenta los requerimientos de las funcionalidades para cada agente del sector eléctrico: usuario final de energía, los operadores de red, los comercializadores y los organismos de control. Cada uno de estos agentes, cuenta con una serie de necesidades únicas que deben ser analizadas con rigurosidad para plantear las funcionalidades que satisfacen los requerimientos y las expectativas de cada uno. Por esta razón, en la Tabla 10 se plantean los requerimientos que deben ser tenidos para cada uno de los agentes mencionados, basado en la recopilación de experiencias internacionales y conceptos de personas expertas en el tema.

Tabla 10. Requerimientos para los agentes de la red eléctrica

| Agente | Requerimientos |
|-----------------------------|---|
| Usuarios finales de energía | Acceso a la información del medidor |
| | Frecuencia de actualización (a definir dependiendo de las necesidades de cada agente) |
| | Medición bidireccional de energía |
| Operadores de red eléctrica | Lectura Remota del Medidor |
| | Operación sobre el medidor |
| | Detección de manipulación no autorizada |
| | Medición de calidad de potencia, basado en la regulación existente |
| | Frecuencia de actualización (a definir dependiendo de las necesidades de cada agente) |
| Comercializadores | Soportar diferentes esquemas/modelos de tarificación avanzada |
| | Operación sobre el medidor |
| | Lectura Remota del Medidor |
| | Detección de manipulación no autorizada |
| Organismos de control | Lectura Remota del Medidor |
| | Medición de calidad de potencia, basado en la regulación existente |

Para la selección de las funcionalidades mínimas de un medidor inteligente, en el contexto colombiano, se tuvo en cuenta la evaluación de 5 criterios para cada una de las funcionalidades definidas para el presente estudio. Los criterios seleccionados fueron: Costo, beneficio, regulación para la implementación de la funcionalidad en Colombia, los resultados del taller de expertos relacionado con la priorización de las funcionalidades para un nivel de implementación “medio” de la tecnología y los resultados de las encuestas de costo y cumplimiento de funcionalidades suministradas, por los fabricantes y comercializadores, para 27 referencias de medidores inteligentes. Finalmente, se consideró el criterio de uso de la funcionalidad por parte de los agentes involucrados en el sistema eléctrico (usuario final/cliente, operador de red y comercializador).

Se tomó como base el conjunto mínimo de funcionalidades definido por la Comunidad Europea en la Directiva 2012/148/UE y demás casos internacionales encontrados en el estado del arte de los proyectos pilotos y regulación internacional.

Para la evaluación de los criterios seleccionados se tuvo en cuenta la información proveniente de los talleres de expertos realizados a lo largo del proyecto, la ronda Delphi, las respuestas de las encuestas realizadas a representantes de los fabricantes de medidores inteligentes, comercializadores y operadores de red y los resultados de las pruebas realizadas a los medidores suministrados para el desarrollo del proyecto.

- **Costo**

Este criterio evaluó la información suministrada, en el taller del 20 de enero de 2017, por parte de los fabricantes y comercializadores de medidores inteligentes, en el que se determinó una clasificación de grupos de funcionalidades de acuerdo a su implementación en las referencias de medidores proporcionadas y el costo promedio del medidor de acuerdo al grupo de funcionalidades establecidas: básicas, mínimas y avanzadas. Considerando, a su vez, el costo por unidad del dispositivo de medición (CM1), por ventas en volumen entre 3.000 y 5.000 unidades (CM2) y por ventas entre 3 millones y 5 millones de unidades (CM3).

A continuación se muestra un análisis de las encuestas sobre el cumplimiento de funcionalidades de las referencias presentadas por los fabricantes y comercializadores de medidores inteligentes así como su costo asociado. Para efectos del estudio, 6 empresas suministraron la información relacionada para 27 referencias de medidores inteligentes.

En este caso no se tuvieron en cuenta aquellos medidores especiales de precisión 0.2S, que son usados en puntos de intercambio energético elevado, como subestaciones o puntos de generación, ya que por sus funcionalidades avanzadas de análisis de la red eléctrica, son equipos de costo elevado (en promedio \$2935 US).

La

Tabla 11 presenta la agrupación de funcionalidades de acuerdo al nivel de implementación en los medidores consultados. Obteniendo así tres grupos de funcionalidades: básicas, mínimas y avanzadas. Finalmente se les asocia el costo promedio del medidor para los grupos seleccionados.

La agrupación se realiza de acuerdo a las siguientes premisas:

- ✓ Funcionalidades básicas: son las funcionalidades en común presentes en todos los medidores inteligentes (100% de implementación)
- ✓ Funcionalidades mínimas: Es el conjunto de las funcionalidades básicas más aquellas que presentan una recurrencia de implementación en los medidores mayor al 75%
- ✓ Funcionalidades avanzadas: Corresponde al conjunto de medidores que cumple con todas las funcionalidades

Para la evaluación de estos resultados e integración con los demás criterios de evaluación, se asignó la siguiente escala de evaluación:

- 10 = Para las funcionalidades en común para todos los medidores consultados
- 06 = Para las funcionalidades que pertenecen al grupo de funcionalidades mínimas y que no se consideran como básicas
- 02 = Para las funcionalidades que pertenecen al grupo de funcionalidades avanzadas y que no se consideran como básicas, ni como mínimas

Teniendo en cuenta que un valor cercano a 10 representa un menor costo de la tecnología y

por ende, una mayor viabilidad en la implementación de la funcionalidad evaluada.

Tabla 11. Grupos de funcionalidades y costo asociado

| Grupo Funcionalidad | Símbolo | Descripción de la funcionalidad | Básicas | Mínimas | Avanzadas |
|---|---------|--|---------|---------|-----------|
| Inherentes al medidor | ALM | Almacenamiento interno de datos de las mediciones realizadas | X | X | X |
| | COB | Permite la comunicación bidireccional entre el medidor y demás elementos del sistema de medición inteligente | X | X | X |
| | SEG | Proporcionar comunicaciones de datos seguros / Cyber seguridad / Evitar acceso no seguro a la información transmitida | X | X | X |
| | CON | Proporcionar confiabilidad en las comunicaciones / Hace referencia a que los datos transmitidos sean recibidos en su totalidad | X | X | X |
| | SIN | Permite la sincronización de tiempos del medidor con el sistema de medida | X | X | X |
| | CRM | Configuración remota del medidor (intervalos de lectura, tarifas, protocolo de comunicación, etc.) | | X | X |
| | ARM | Actualización remota del medidor (Software de medida, firmware, etc.) | | X | X |
| | LPL | Lectura y parametrización local del equipo | X | X | X |
| | RSL | Reconexión del servicio de forma local | | X | X |
| | ULT | Notificación de interrupción de último suspiro (Last gasp outage notification) | | | X |
| Funcionalidades soportadas por el medidor | USU | Acceso del usuario a la información del medidor. Comunicación directa con el cliente - Suministro de lecturas / visualización normalizada que facilite al usuario implementar soluciones de gestión energética | X | X | X |
| | LRM | Lectura remota de los datos y variables medidas | X | X | X |

| Grupo Funcionalidad | Símbolo | Descripción de la funcionalidad | Básicas | Mínimas | Avanzadas |
|---------------------|---------|---|---------|---------|-----------|
| | TAR | Soporta la implementación de esquemas de tarificación avanzada | | X | X |
| | CDL | Conexión y desconexión del suministro de energía y/o limitación de potencia de forma remota | | X | X |
| | FRA | Prevención y detección de fraudes en el suministro y la manipulación del equipo | X | X | X |
| | GD | Permite la integración de los sistemas de generación distribuida por medio de la importación/exportación y la medición de energía | | X | X |
| | CAL | Proporciona medidas de calidad de potencia | | | X |
| | PRE | Permite el suministro del servicio a través de sistemas Prepago | | | X |
| | HAN | Soporta la integración de soluciones con Redes de Automatización del Hogar (HAN) | | | X |
| Costos del medidor | CM1 | Costo por unidad | 169.63 | 179.87 | 195.00 |
| | CM2 | Costo por volumen entre 5.000 y 30.000 medidores | 139.00 | 142.00 | 157.50 |
| | CM3 | Costo por volumen entre 3 y 5 millones de medidores | 123.22 | 126.20 | 148.25 |

Finalmente, la Figura 3 muestra el costo por grupo de funcionalidades, teniendo en cuenta la clasificación de cumplimiento de las funcionalidades por parte de medidores en básicas, mínimas y avanzadas.

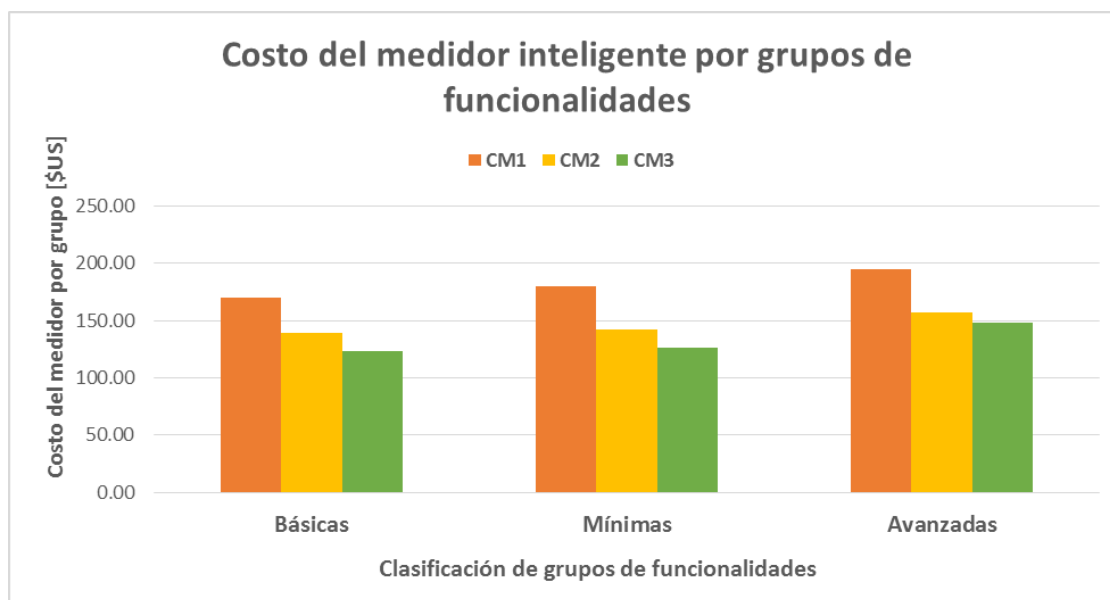


Figura 3. Costo del medidor por grupo de funcionalidades (básicas, mínimas y avanzadas)

En la Figura 3 y la

Tabla 11 se observa que el medidor inteligente que cumpla con proporcionar las funcionalidades básicas determinadas tiene un valor promedio aproximado de \$169.63 US vendido por unidad. Este valor disminuye a \$123.22 US si se compra en volumen (CM3).

Por otra parte, el medidor inteligente que cumpla con las funcionalidades mínimas tiene un costo promedio aproximado de \$179.87 US y de \$126.20 US por compras entre 3 y 5 millones de unidades. A su vez, el medidor que dé cumplimiento a las funcionalidades avanzadas refleja un aumento en su valor, llegando a un costo promedio por unidad de \$195 US y de \$148,25 US por comprar unidades al por mayor (CM3). Así mismo, se evidencia que a medida que se implementan más funcionalidades el valor del medidor aumenta, evidenciando al igual que al hacer ventas por volumen de los medidores el costo disminuye.

Finalmente, cabe aclarar que existen costos adicionales relacionados con la infraestructura del Sistema de gestión de información y del Centro de Gestión de Medida los cuales no han sido contemplados en el presente estudio. Esto último sin dejar a un lado que en Colombia varias empresas cuentan con la infraestructura de Sistemas de Gestión de Información y/o de operación ya implementada, algunas de las cuales son independientes. Estos costos adicionales deberían contemplarse en estudios futuros.

- **Beneficio**

Fue evaluada teniendo en cuenta los resultados del primer taller realizado en el marco del proyecto, en el cual se indagaba sobre la opinión, de los agentes involucrados, acerca de los beneficios que presentaba cada una de las funcionalidades consideradas; en términos económicos, de confiabilidad, ambientales, de seguridad y regulatorios. Dando como resultado una votación de la cantidad de beneficios presentados por funcionalidad.

En este taller, la funcionalidad que tuvo una mayor votación fue la de “Permitir lectura remota de los registros del medidor por parte de los comercializadores de energía y los operadores de red” con un total de 119 votos.

Para la evaluación de criterio en conjunto con los demás definidos, se realizó una normalización de la votación a un rango entre 0 y 10 puntos. Donde 10 corresponde a la funcionalidad que tuvo la votación más alta (**lectura remota del medidor**). Para las demás funcionalidades se definió una relación de linealidad (proporcionalidad) entre las votaciones obtenidas, dando como resultado los puntajes de la Tabla 12.

Tabla 12. Resultado de las votaciones del taller de beneficios de funcionalidades

| Símbolo | Grupo | Funcionalidad | Total Votos | Normalización |
|---------|-------------------------------------|---|-------------|---------------|
| USU | Cliente | Suministrar lecturas al usuario y a los equipos que este pueda tener instalados | 87 | 7.31 |
| LRM | Soporte de la Red | Permitir lectura remota de los registros del medidor por parte de los comercializadores de energía y los operadores de red | 119 | 10.00 |
| COB | | Suministrar comunicación a dos vías entre el medidor y redes externas (comercializador y operador de red) para mantenimiento y control | 111 | 9.33 |
| CAL | | Suministrar monitoreo de calidad de potencia | 103 | 8.66 |
| TAR | Aspectos Comerciales | Soportar esquemas de tarificación avanzada. Incluir múltiples tarifas, registros de tiempo de uso, registros de bloques tarifarios, control remoto de tarifas, etc. | 62 | 5.21 |
| PRE | | Soportar esquemas de energía prepagada y en crédito | 49 | 4.12 |
| CDL | | Permitir corte remoto y limitación de la potencia | 91 | 7.65 |
| SEG | Seguridad y Protección de los Datos | Proporcionar comunicaciones de datos seguros y confiabilidad en las comunicaciones | 63 | 5.29 |
| FRA | | Prevención y detección del Fraude | 49 | 4.12 |

| Símbolo | Grupo | Funcionalidad | Total Votos | Normalización |
|---------|----------------------------------|--|-------------|---------------|
| GD | Generación Distribuida | Suministrar información de energía activa y reactiva tanto generada como demandada | 90 | 7.56 |
| A&C | Características de los medidores | Habilidad para actualizar el firmware | 35 | 2.94 |
| ALM | | Almacenamiento de datos en el medidor | 101 | 8.49 |

• Regulación colombiana para la implementación

Para este criterio se tuvo en cuenta la revisión de la normatividad vigente en Colombia. Se realizó la búsqueda de las funcionalidades a evaluar en la resolución CREG 038 de 2014 y la norma técnica colombiana NTC 6079 (Requisitos para sistemas de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica). Dando como resultado una calificación de 10, en la matriz de evaluación de criterios, a las funcionalidades que se ajustan a la normatividad vigente (resolución CREG 038), ya que esto determina una vía libre a la implementación de la tecnología.

Por otro lado, una calificación de 0 corresponde a una barrera regulatoria presente para una funcionalidad. Este es el caso de la funcionalidad *A&C - Permite la configuración (intervalos de lectura, tarifas, etc.) y actualización (Software, firmware, etc.) remota del medidor*. La cual se ve obstaculizada en el artículo 32, ya que se define que para efectos de programación de medidor debe seguirse el procedimiento de visita de revisión conjunta establecido en los artículos 47 y 48 de la Resolución CREG 156 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya. En este caso la configuración remota del medidor no está considerada.

Además, se hizo la revisión de las funcionalidades bajo estudio en la NTC 6079, dando una calificación de 9 a aquellas que aparecen en esta norma técnica. Calificación dada debido a que la presencia de la funcionalidad en una norma técnica no corresponde a su obligatorio cumplimiento.

En la Tabla 13 se muestra un cuadro comparativo de los aspectos regulatorios y normativos que se incluyen en la resolución CREG 038-2014 y NTC 6019 respectivamente, para cada una de las funcionalidades bajo estudio.

Tabla 13. Comparación de aspectos regulatorios y de normatividad por funcionalidad – CREG 038-2014 y NTC 6079

| ÍTEM | FUNCIONALIDADES | CREG 038-2014 CÓDIGO DE MEDIDA | NORMA NTC 6079 |
|---|-----------------|--------------------------------|----------------|
| Funcionalidades soportadas por el medidor | | | |

| ÍTEM | FUNCIONALIDADES | | CREG 038-2014 CÓDIGO DE MEDIDA | NORMA NTC 6079 |
|------|-----------------|--|---|---|
| 1 | USU | Acceso del usuario a la información del medidor. | | Los requisitos de UM en la 6079 no tienen alcance para el acceso del usuario a la información del medidor. |
| 2 | LRM | Lectura remota del medidor (y local) | Artículo 15. Registro y lectura de la información.: a) Los medidores deben contar con un dispositivo de intercambio de información que permita la descarga local de las mediciones realizadas y de los parámetros configurados en el medidor, además de un sistema de visualización de las cantidades registradas, así como, la fecha y hora. El sistema de visualización puede o no estar integrado a los medidores. | 6.1.2 Ítem 1: Debe permitir la lectura local y descarga de información. |
| | | | b) Para la lectura remota de la información, cada medidor debe contar con la infraestructura necesaria que permita el cumplimiento de los plazos y requerimientos establecidos en el artículo 37 de la presente resolución. | 6.3.1.2 Requisito del SGO: Permitir la lectura remota e importación de lecturas tomadas localmente, acompañadas de fecha y hora con su trazabilidad de origen. |
| 3 | TAR | Soporta esquemas de tarificación avanzada | | |
| 4 | CDL | Conexión, desconexión y/o limitación de potencia de forma remota | | 6.1.5 Cuando las unidades de medida disponen de mecanismos de conexión y/o desconexión se debe tener comunicación bidireccional entre el sistema de gestión y el dispositivo de corte con el fin de realizar las operaciones de conexión y desconexión de forma remota, y tener el estado del dispositivo (abierto o cerrado) |

| ÍTEM | FUNCIONALIDADES | | CREG 038-2014 CÓDIGO DE MEDIDA | NORMA NTC 6079 |
|------|-----------------|---|---|---|
| 5 | FRA | Prevención y detección de fraudes | Artículo 27. Sellado de los elementos del sistema de medición: a) Suministrar e instalar sellos y mantener el registro correspondiente, para detectar manipulaciones e interferencias sobre los medidores, los transformadores de medida, las borneras de prueba y demás elementos susceptibles de afectación y protección mediante un sello. | 6.1.7.3 Los sistemas de medición centralizada deben suspender el suministro al detectar manipulación indebida, acceso no autorizado y alertas con propósitos de seguridad y de proteger los equipos de medida; siempre en cuando las condiciones del tipo de cliente final así lo permitan. |
| | | | | 6.3.3 SGO: Requisitos de gestión de eventos y alarmas: el software de gestión del sistema AMI debe permitir a detección de intervenciones no autorizadas al equipo. |
| | | | | 6.1.6 - Requisitos de seguridad: 6.1.6 Ítem 2: Debe detectar intentos de sabotaje físico, incluida la eliminación de la cubierta del bloque de terminales y/o tapa principal o la apertura de la caja o armario. |
| | | | | 6.1.6 Ítem 5: La caja portamedidor y el medidor deben permitir la instalación de sellos de seguridad. |
| 6 | GD | Soporta la importación y exportación de energía | Artículo 8. Requisitos generales de los sistemas de medición: e) En los puntos de medición en los que se presenten o se prevean flujos de energía en ambos sentidos se deben instalar medidores bidireccionales para determinar de forma independiente el flujo en cada sentido. | Requisito de operación y mantenimiento local. 6.1.2 Ítem 18: En los proyectos donde exista autogeneración, el sistema podrá permitir diferenciar la energía suministrada por el operador de red y la energía generada por otras fuentes. En estos casos, se debe realizar en las unidades de medida almacenando esta |

| ÍTEM | FUNCIONALIDADES | | CREG 038-2014 CÓDIGO DE MEDIDA | NORMA NTC 6079 |
|--|-----------------|---|---|---|
| | | | | información en registros independientes. |
| 7 | CAL | Proporciona medidas de la calidad de potencia (y eventos) | | Requisito SGO: 6.3.2 Requisitos de configuración, control y operación de componentes: El sistema pueda permitir la gestión de calidad de la energía. Se establece como No obligatorio debido a las diferentes opciones que pueden estar presentes en los medidores y que tiene influencia en el costo. |
| 8 | PRE | Soporta la implementación de modo prepago | | Requisito del SGO: 6.3.4 El sistema podrá contar con la posibilidad de servicio prepago y el cambio a pospago o viceversa, cuando se requiera. Este cambio se podrá hacer de forma remota o local. |
| 9 | HAN | Integración de Redes de Automatización del Hogar | | |
| Funcionalidades Inherentes al medidor | | | | |
| 10 | ALM | Almacenamiento de datos en el medidor | Artículo 15. e) El almacenamiento de los datos registrados en los medidores, principal y de respaldo, debe ser como mínimo de 30 días con intervalo de lectura cada 60 minutos, incluyendo la etiqueta de tiempo. | 6.2 Requisitos de la Unidad Concentradora: La unidad concentradora de proporcionar funcionalidad para almacenar durante un periodo de tiempo la información y eventos de todas las unidades de medida asociada a este, si aplica. Se establece como No obligatorio debido a las |

| ÍTEM | FUNCIONALIDADES | | CREG 038-2014 CÓDIGO DE MEDIDA | NORMA NTC 6079 |
|------|-----------------|--|---|---|
| | | | | <p>diferentes opciones que pueden estar presentes en los medidores y que tiene influencia en el costo.</p> <p>6.1.4 Ítem 4: La unidad de medida debe proporcionar las n lecturas periódicas más recientes, donde n es configurable desde el medidor, concentrador o sistema de gestión y operación, y mantenimiento remoto o local.</p> |
| 11 | COB | Comunicación bidireccional por diferentes medios | | 6.4.1 Ítem 1: Requisitos de Comunicaciones. Los sistemas AMI deben estar habilitados para comunicaciones bidireccionales seguras con sistemas y dispositivos autorizados. Esto aplica para todas las interfaces de comunicación. |
| 12 | SEG | Soporta comunicaciones de datos seguras | Artículo 17. Protección de datos. Los representantes de las fronteras deben asegurar que los medidores, tanto el principal como el de respaldo, de las fronteras comerciales con reporte al ASIC cuenten con un sistema de protección de datos. | 6.4.1 Ítem 4: Requisitos de Comunicaciones. Los sistemas AMI deben proporcionar la funcionalidad de autenticación y autorización de comunicación de datos en todas sus interfaces de comunicación. |
| 13 | SIN | Sincronización de tiempo | Artículo 16. Sincronización del Reloj. El desfase máximo permitido del reloj del medidor, con respecto a la hora oficial para Colombia es: para tipo 1 y 2 (30 segundos) y para tipo 3,4 y 5 (60 segundos) | <p>Requisito del SGO: 6.3.2 Requisitos de configuración, control y operación de componentes: El sistema debe permitir la sincronización de reloj cuando aplique, en cumplimiento con el código de medida.</p> <p>6.3.2 Ítem 5: Ser operado y sincronizado a la hora oficial de Colombia.</p> <p>6.3.2 Ítem 6: Cumplir con los procesos de sincronización precisa de la hora de los medidores, con el fin de</p> |

| ÍTEM | FUNCIONALIDADES | | CREG 038-2014 CÓDIGO DE MEDIDA | NORMA NTC 6079 |
|------|-----------------|---|--|---|
| | | | | <p>garantizar la precisión en la estampa de tiempo de la medición del consumo de energía y de las lecturas.</p> <p>6.3.2 Ítem 7: Permitir la comprobación de la hora interna de todos los componentes del sistema de gestión y operación administrados por él y compararla con su propia hora interna.</p> <p>6.3.2 Ítem 8: Permitir enviar un nuevo ajuste de hora para aquellos medidores instalados que estén fuera de sincronización (por ej.: una desviación de más de 60 s)</p> |
| 14 | A&C | Actualización y configuración remota del equipo | <p>Artículo 32. Cambios en la programación del medidor. Para efectos de modificar la programación del medidor debe seguirse el procedimiento de visita de revisión conjunta establecido en los artículos 47 y 48 de la Resolución CREG 156 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.</p> | <p>Requisito del SGO: 6.3.2 Requisitos de configuración, control y operación de componentes: El sistema debe permitir el acceso remoto al concentrador para realizar actualizaciones, programaciones y/o configuración.</p> <p>Requisito del SGO: 6.3.1.1 Ítem 4: Requisitos de Administración de Datos: Permitir la configuración de los periodos de lectura.</p> <p>Requisito de la UM: Requisitos de operación y mantenimiento local: 6.1.2 Ítem 5: Las actualizaciones de software/firmware podrán realizarse de forma remota y/o local, sin afectar la información almacenada en el equipo.</p> <p>Requisito de la UM: 6.1.2 Ítem 7: Se debe realizar una comprobación de la integridad de la información almacenada en el equipo.</p> |

| ÍTEM | FUNCIONALIDADES | | CREG 038-2014 CÓDIGO DE MEDIDA | NORMA NTC 6079 |
|---|-----------------|--|--------------------------------|---|
| Funcionalidades adicionales consideradas en la normatividad | | | | |
| 15 | INT | Interoperabilidad | | Requisito del SGO 6.3.4 Recomendaciones de administración y operación de las comunicaciones del sistema: se recomienda que la gestión de las comunicaciones permita interoperabilidad a nivel de aplicación. |
| | | | | Requisito del SGO Requisitos de configuración, control y operación de componentes. 6.3.2 Ítem 10: Estar orientado a servicios que permitan la conectividad e interfaces con otros sistemas bajo los modelos de integración de información: CIM (IEC 61968, IEC 61970) o MultiSpeak. |
| | | | | Requisito de la UM: Requisitos de identificación de datos: 6.1.4 Ítem 1: Cada dato que salga del medidor debe estar identificado, cumpliendo con IEC 62056-6-1 o bien ANSI C12.19. |
| 16 | CDC | Soporta esquemas de control de carga | | 6.3.2 Requisitos de configuración, control y operación de componentes: El sistema pueda permitir la gestión de la carga. |
| 17 | ULT | Detección y reporte automático de la pérdida de suministro | | 6.3.3. Requisitos de gestión de eventos y alarmas: el sistema debe identificar y reportar la pérdida del suministro de energía y el restablecimiento de éste. |

• Nivel de implementación

Este criterio se evaluó teniendo en cuenta los resultados del segundo taller de expertos realizado en el marco del proyecto, llevado a cabo el 10 de noviembre de 2016. En este se planteó la calificación de las funcionalidades frente al nivel de implementación de la tecnología

(básica, media y avanzada) con respecto a 4 criterios (viabilidad económica, potencialidad, factibilidad operativa y de mantenimiento y la factibilidad técnica). Para esta evaluación de criterios se consideró el nivel de implementación medio para cada funcionalidad. La descripción del nivel de implementación para cada funcionalidad se presenta en la Tabla 14. Se aclara que se consideraron algunas funcionalidades con un único nivel de implementación.

Tabla 14. Funcionalidades de medidores inteligentes clasificadas por nivel de implementación

| FUNCIONALIDADES | | NIVELES DE IMPLEMENTACIÓN | | |
|-----------------|--|--|---|---|
| | | 1. Básica | 2. Media | 3. Avanzada |
| USU | Acceso del usuario a la información del medidor | Visualización de la información a través de display en el medidor o algún medio básico de visualización a definir por el prestador del servicio. | Consulta de información detallada a través de página Web o algún medio con características superiores al nivel básico de visualización a definir por el prestador del servicio. | Descarga de información a través de un puerto o de forma inalámbrica en tiempo real e integrarla a un IHD (In Home Display) y/o EMS (Energy Management System) o algún medio avanzado de visualización a definir por el prestador del servicio. |
| LRM | Lectura remota del medidor (y local) | | | |
| TAR | Soporta esquemas de tarificación avanzada | Que el medidor admita 2 franjas horarias (valle y pico) | Que el medidor permita al menos 8 franjas horarias | Que el medidor permita esquemas de tarificación en tiempo real |
| CDL | Conexión, desconexión y/o limitación de potencia de forma remota | Corte y desconexión | Corte y desconexión y limitación de potencia | |
| FRA | Prevención y detección de fraudes | Alarmas por apertura o manipulación de equipos | Reporte de eventos cuando se presentan alteraciones en los perfiles de tensiones y corrientes | Detección y reporte en tiempo real de intentos de acceso no autorizado a los registros del medidor |
| GD | Soporta la importación y exportación de energía | | | |
| CAL | Proporciona medidas de la calidad de potencia (y eventos) | Máximos y mínimos de tensión y frecuencia mensual | Máximos y mínimos de tensión y frecuencia mensual con un reporte de eventos. | Máximos y mínimos de tensión, frecuencia, armónicos, sags y swells mensual con un reporte de eventos. |
| PRE | Soporta la implementación de modo prepago | | | |
| HAN | Integración de Redes de Automatización del Hogar | | | |

| FUNCIONALIDADES | | NIVELES DE IMPLEMENTACIÓN | | |
|-----------------|--|---|--|-------------|
| | | 1. Básica | 2. Media | 3. Avanzada |
| ALM | Almacenamiento de datos en el medidor | Almacenamiento de kwh y eventos por mes | Almacenamiento de variables eléctricas (potencia activa y reactiva, tensión, energía) semanalmente | |
| COB | Comunicación bidireccional por diferentes medios | | | |
| SEG | Soporta comunicaciones de datos seguras | Solicitud de identificación para el acceso al sistema | Solicitud de identificación para el acceso al sistema y encriptación de la información | |
| SIN | Sincronización de tiempo | | | |
| C&A | Actualización y configuración remota del equipo | | | |

La puntuación de este criterio se realizó con base en los puntajes obtenidos en el taller de expertos en el que se evaluaba el nivel de implementación de cada funcionalidad, teniendo en cuenta el nivel de experticia de cada encuestado. Los resultados obtenidos en dicho taller se muestran en la Tabla 15.

Tabla 15. Resultados del taller de evaluación de implementación de funcionalidades

| Funcionalidad | Nivel de Implementación | Puntuación | Normalización |
|--|-------------------------|------------|---------------|
| Acceso del usuario a la información del medidor | Básica | 1.61 | 4.08 |
| | Media | 3.00 | 7.60 |
| | Avanzada | 1.83 | 4.64 |
| Lectura remota del medidor (y local) | Única | 3.31 | 8.39 |
| Soporta esquemas de tarificación avanzada | Básica | 2.59 | 6.57 |
| | Media | 2.39 | 6.06 |
| | Avanzada | 1.58 | 4.01 |
| Conexión, desconexión y/o limitación de potencia de forma remota | Básica | 3.33 | 8.44 |
| | Media | 2.62 | 6.64 |
| Prevención y detección de fraudes | Básica | 2.98 | 7.55 |
| | Media | 2.96 | 7.50 |
| | Avanzada | 2.20 | 5.58 |
| Soporta la importación y exportación de energía | Única | 3.11 | 7.88 |

| Funcionalidad | Nivel de Implementación | Puntuación | Normalización |
|---|-------------------------|------------|---------------|
| Proporciona medidas de la calidad de potencia (y eventos) | Básica | 2.18 | 5.53 |
| | Media | 2.21 | 5.60 |
| | Avanzada | 1.49 | 3.78 |
| Soporta la implementación de modo prepago | Única | 2.97 | 7.53 |
| Integración de Redes de Automatización del Hogar | Única | 1.87 | 4.74 |
| Almacenamiento de datos en el medidor | Básica | 2.63 | 6.67 |
| | Media | 2.63 | 6.67 |
| Comunicación bidireccional por diferentes medios | Única | 2.71 | 6.87 |
| Soporta comunicaciones de datos seguras | Básica | 2.69 | 6.82 |
| | Media | 2.79 | 7.07 |
| Sincronización de tiempo | Única | 3.07 | 7.78 |
| Actualización y configuración remota del equipo | Única | 3.00 | 7.60 |

- **Uso de la funcionalidad por parte de los agentes involucrados en el sistema eléctrico** (usuario final/cliente, operador de red y comercializador)

En este criterio se determinó el número de funcionalidades que podría ser usado por cada uno de los agentes y que representa un beneficio directo (cliente, operador de red y comercializador)

Para este caso se le asignó una puntuación proporcional a la cantidad de agentes beneficiados con la funcionalidad, incluyendo si la funcionalidad era netamente usada por el medidor (Tabla 16). Es decir, que si la funcionalidad era utilizada por los tres agentes (cliente, operador y comercializador) y a su vez era empleada por el medidor, entonces se obtendría la máxima calificación, que para este caso ha de ser 10. Esta información fue obtenida de los diferentes talleres de expertos realizados a lo largo del proyecto.

Tabla 16. Uso de funcionalidades por parte de los agentes involucrados

| Grupo de func | Símbolo | Descripción funcionalidad | Medidor | Cliente | Operador | Comercializador | Total | Uso de func por agente |
|---------------------------|---------|---|---------|---------|----------|-----------------|-------|------------------------|
| Inherentes al medidor | ALM | Almacenamiento de datos en el medidor | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 2.5 |
| | COB | Permite la comunicación bidireccional por diferentes medios | 1 | 0 | 1 | 1 | 3 | 7.5 |
| | SEG | Soporta unas comunicaciones de datos seguras | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 2.5 |
| | SIN | Permite la sincronización de tiempos del medidor con el sistema de medida | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 2.5 |
| | A&C | Permite la configuración (intervalos de lectura, tarifas, etc.) y actualización (Software, firmware, etc.) remota del medidor | 1 | 0 | 1 | 0 | 2 | 5.0 |
| Soportadas por el medidor | USU | Acceso del usuario a la información del medidor | 0 | 1 | 0 | 0 | 1 | 2.5 |
| | LRM | Lectura remota del medidor | 0 | 1 | 1 | 1 | 3 | 7.5 |
| | TAR | Soporta esquemas de tarificación avanzada | 1 | 1 | 0 | 1 | 3 | 7.5 |
| | CDL | Conexión y desconexión del suministro de energía y/o limitación de potencia de forma remota | 0 | 0 | 1 | 1 | 2 | 5.0 |
| | FRA | Prevención y detección de fraudes | 0 | 0 | 1 | 1 | 2 | 5.0 |
| | GD | Soporta la importación y exportación de energía | 1 | 1 | 1 | 1 | 4 | 10.0 |
| | CAL | Proporciona medidas de calidad de potencia | 1 | 0 | 1 | 0 | 2 | 5.0 |
| | PRE | Soporta la implementación de modo prepago | 1 | 1 | 0 | 1 | 3 | 7.5 |
| | HAN | Soporta la integración de Redes de Automatización del Hogar (HAN) | 1 | 1 | 0 | 0 | 2 | 5.0 |
| Adicionales | LPL | Lectura y parametrización local del equipo | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 2.5 |
| | RSL | Reconexión del servicio de forma local | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 2.5 |
| | INT | Interoperabilidad | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 2.5 |
| | CDC | Soporta esquemas de control de carga | 1 | 0 | 1 | 0 | 2 | 5.0 |

| Grupo de func | Símbolo | Descripción funcionalidad | Medidor | Cliente | Operador | Comercializador | Total | Uso de func por agente |
|---------------|---------|--|---------|---------|----------|-----------------|-------|------------------------|
| | ULT | Detección y reporte automático de la pérdida de suministro | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 2.5 |

Para cada caso se le ha dado una calificación entre 0 y 10 para cada funcionalidad de acuerdo a cada criterio establecido (ver tabla 17), donde:

- Corresponde a la calificación donde se presenta mayor dificultad al implementar la funcionalidad o existe una limitación regulatoria
- 10 Representa la mayor viabilidad. Es decir que la implementación de la funcionalidad es factible
- - Simboliza que la evaluación de ese criterio frente a la funcionalidad es indiferente / No aplica / Indeterminado o no fue considerada en el estudio.

Tabla 17. Matriz de evaluación de los criterios de selección de las funcionalidades de medición inteligente

| FUNCIONALIDADES | | | CRITERIOS DE EVALUACIÓN | | | | | TOTAL |
|-----------------------|---------|--|-------------------------|-----------|---|-------------------------|--------------------------|-------|
| Grupo de func | Símbolo | Descripción de la funcionalidad | Costo | Beneficio | Regulación para la implementación CREG 038 - NTC 6079 | Nivel de implementación | Uso por parte de agentes | % |
| Inherentes al medidor | ALM | Almacenamiento de datos en el medidor | 10 | 8.49 | 10 | 6.67 | 2.5 | 75% |
| | COB | Permite la comunicación bidireccional por diferentes medios | 10 | 9.33 | 9 | 6.87 | 7.5 | 85% |
| | SEG | Soporta comunicaciones de datos seguras | 10 | 5.29 | 10 | 7.07 | 2.5 | 70% |
| | SIN | Permite la sincronización de tiempos del medidor con el sistema de medida | 10 | - | 10 | 7.78 | 2.5 | 76% |
| | A&C | Permite la configuración (intervalos de lectura, tarifas, etc.) y actualización (Software, firmware, | 6 | 2.94 | 0 | 7.60 | 5.0 | 43% |

| FUNCIONALIDADES | | | CRITERIOS DE EVALUACIÓN | | | | | TOTAL |
|---------------------------|---------|---|-------------------------|-----------|---|-------------------------|--------------------------|-------|
| Grupo de func | Símbolo | Descripción de la funcionalidad | Costo | Beneficio | Regulación para la implementación CREG 038 - NTC 6079 | Nivel de implementación | Uso por parte de agentes | % |
| | | etc.) remota del medidor | | | | | | |
| Soportadas por el medidor | USU | Acceso del usuario a la información del medidor | 10 | 7.31 | 9 | 7.60 | 2.5 | 73% |
| | LRM | Lectura remota del medidor | 10 | 10.00 | 10 | 8.39 | 7.5 | 92% |
| | TAR | Soporta esquemas de tarificación avanzada | 6 | 5.21 | - | 6.06 | 7.5 | 62% |
| | CDL | Conexión y desconexión del suministro de energía y/o limitación de potencia de forma remota | 6 | 7.65 | 9 | 6.64 | 5.0 | 69% |
| | FRA | Prevención y detección de fraudes | 10 | 4.12 | 10 | 7.5 | 5.0 | 73% |
| | GD | Soporta la importación y exportación de energía | 6 | 7.56 | 10 | 7.88 | 10.0 | 83% |
| | CAL | Proporciona medidas de calidad de potencia | 2 | 8.66 | 9 | 5.6 | 5.0 | 61% |
| | PRE | Soporta la implementación de modo prepago | 2 | 4.12 | 9 | 7.53 | 7.5 | 60% |

| FUNCIONALIDADES | | | CRITERIOS DE EVALUACIÓN | | | | | TOTAL |
|-----------------|---------|---|-------------------------|-----------|---|-------------------------|--------------------------|-------|
| Grupo de func | Símbolo | Descripción de la funcionalidad | Costo | Beneficio | Regulación para la implementación CREG 038 - NTC 6079 | Nivel de implementación | Uso por parte de agentes | % |
| | HAN | Soporta la integración de Redes de Automatización del Hogar (HAN) | 2 | - | - | 4.74 | 5.0 | 39% |
| Adicionales | LPL | Lectura y parametrización local del equipo | 10 | - | - | 8.39 | 2.5 | 70% |
| | RSL | Reconexión del servicio de forma local | 6 | - | - | 8.39 | 2.5 | 56% |
| | INT | Interoperabilidad | 2 | - | 9 | - | 2.5 | 45% |
| | CDC | Soporta esquemas de control de carga | 2 | - | 9 | - | 5.0 | 53% |
| | ULT | Detección y reporte automático de la pérdida de suministro - Notificación de interrupción de último suspiro | 2 | - | 9 | - | 2.5 | 45% |

En verde se observan las funcionalidades que tienen un porcentaje ponderado mayor al 65%. Este grupo de funcionalidades se considera como mínimas para un medidor inteligente.

Finalmente, las funcionalidades mínimas seleccionadas, teniendo en cuenta la evaluación de los criterios definidos, se muestran en la tabla 18.

Tabla 18. Funcionalidades mínimas seleccionadas de acuerdo a la evaluación de los criterios establecidos

| FUNCIONALIDADES | | | TOTAL |
|---------------------------|---------|---|-------|
| Grupo de funcionalidades | Símbolo | Descripción de la funcionalidad | % |
| Soportadas por el medidor | LRM | Lectura remota del medidor | 92% |
| Inherentes al medidor | COB | Permite la comunicación bidireccional por diferentes medios | 85% |
| Soportadas por el medidor | GD | Soporta la importación y exportación de energía | 83% |
| Inherentes al medidor | SIN | Permite la sincronización de tiempos del medidor con el sistema de medida | 76% |
| Inherentes al medidor | ALM | Almacenamiento de datos en el medidor | 75% |
| Soportadas por el medidor | FRA | Prevención y detección de fraudes | 73% |
| Soportadas por el medidor | USU | Acceso del usuario a la información del medidor | 73% |
| Inherentes al medidor | SEG | Soporta comunicaciones de datos seguras | 70% |
| Adicionales | LPL | Lectura y parametrización local del equipo | 70% |
| Soportadas por el medidor | CDL | Conexión y desconexión del suministro de energía y/o limitación de potencia de forma remota | 69% |

Finalmente, las funcionalidades consideradas bajo estudio se pueden agrupar en básicas, mínimas y avanzadas tal y como se muestra en la Tabla 19, de acuerdo con los criterios de evaluación estipulados.

No obstante, se considera de gran importancia tener en cuenta la funcionalidad de proporcionar confiabilidad en las comunicaciones dentro del grupo de básicas y mínimas, ya que esto garantizaría la adecuada transmisión de las variables medidas.

Tabla 19. Agrupación de las funcionalidades bajo estudio en Básicas, Mínimas y Avanzadas de acuerdo con los criterios de evaluación

| Grupo Funcionalidad | Símbolo | Descripción de la funcionalidad | Básicas | Mínimas | Avanzadas |
|---|---------|--|---------|---------|-----------|
| Inherentes al medidor | ALM | Almacenamiento interno de datos de las mediciones realizadas | X | X | X |
| | COB | Permite la comunicación bidireccional entre el medidor y demás elementos del sistema de medición inteligente | X | X | X |
| | SEG | Proporcionar comunicaciones de datos seguros / Cyber seguridad / Evitar acceso no seguro a la información transmitida | X | X | X |
| | CON | Proporcionar confiabilidad en las comunicaciones / Hace referencia a que los datos transmitidos sean recibidos en su totalidad | | | X |
| | SIN | Permite la sincronización de tiempos del medidor con el sistema de medida | X | X | X |
| | CRM | Configuración remota del medidor (intervalos de lectura, tarifas, protocolo de comunicación, etc.) | | | X |
| | ARM | Actualización remota del medidor (Software de medida, firmware, etc.) | | | X |
| | LPL | Lectura y parametrización local del equipo | X | X | X |
| | RSL | Reconexión del servicio de forma local | | | X |
| | ULT | Notificación de interrupción de último suspiro (Last gasp outage notification) | | | X |
| Funcionalidades soportadas por el medidor | USU | Acceso del usuario a la información del medidor. Comunicación directa con el cliente - Suministro de lecturas / | X | X | X |

| Grupo Funcionalidad | Símbolo | Descripción de la funcionalidad | Básicas | Mínimas | Avanzadas |
|---------------------|------------|---|---------|---------|-----------|
| | | visualización normalizada que facilite al usuario implementar soluciones de gestión energética | | | |
| | LRM | Lectura remota de los datos y variables medidas | X | X | X |
| | TAR | Soporta la implementación de esquemas de tarificación avanzada | | | X |
| | CDL | Conexión y desconexión del suministro de energía y/o limitación de potencia de forma remota | | X | X |
| | FRA | Prevención y detección de fraudes en el suministro y la manipulación del equipo | X | X | X |
| | GD | Permite la integración de los sistemas de generación distribuida por medio de la importación/exportación y la medición de energía | X | X | X |
| | CAL | Proporciona medidas de calidad de potencia | | | X |
| | PRE | Permite el suministro del servicio a través de sistemas Prepago | | | X |
| | HAN | Soporta la integración de soluciones con Redes de Automatización del Hogar (HAN) | | | X |

De acuerdo con esta distribución, se encuentran funcionalidades que pueden ser opcionales en su implementación, de acuerdo con las necesidades del mercado o su viabilidad de implementación teniendo en cuenta los lineamientos de la normatividad vigente, sus facilidades y barreras de desarrollo. Esto ya que, como se evidenció anteriormente, la implementación de algunas funcionalidades avanzadas incurre en un aumento en el costo de la solución de medición inteligente.



5. Propuesta base de regulación de Infraestructura de Medición Avanzada en Colombia

Se requiere un marco regulatorio y normativo que permita dar cumplimiento y alcance a diversos escenarios futuros de implementación de medición inteligente en Colombia. Este marco debe comprender lineamientos de políticas, regulaciones, códigos, normas y planes de acción. También debe considerar aspectos que propendan por la continuidad y estabilidad del mismo. Partiendo del análisis del marco regulatorio existente y teniendo como mira los escenarios ya establecidos, a continuación, en la Tabla 20, se presenta la relación entre las funcionalidades del medidor y los aspectos básicos a considerar para cada temática.

Tabla 20. Aspectos a considerar de las funcionalidades en la regulación

| | Funcionalidades Sistema AMI | | | | | | | | | | | | | | Marco Regulatorio y Normativo propuesto |
|--|-----------------------------|-----|-----|-----|-----|----|------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|---|
| | SOPORTADAS | | | | | | INHERENTES | | | | | | | | |
| | USU | LRM | TAR | CDL | FRA | GD | CAL | PRE | HAN | ALM | COB | SEG | SIN | A&C | Aspectos a considerar |
| Implementación gradual de Sistemas de Medición Inteligente | x | | | | | | | | | | | | | | ¿Qué información de consumos y precios estará disponible? ¿Por qué medios tendrá el usuario disponible la información? ¿En qué período de tiempo? ¿Debería haber nuevas formas de informar al usuario sobre los soportes ofrecidos por las nuevas tecnologías para garantizar el cumplimiento del debido proceso? |
| | | x | | | | | | | | | | | | | ¿Cada cuánto tiempo se accede la información? ¿Cómo se deben almacenar los datos históricos? ¿Cómo se intercambiará la información con los otros agentes de control y planeación? |
| | | | | x | | | | | | | | | | | ¿Cuáles son las condiciones de limitación y desconexión? ¿Cómo se le informarán previamente al cliente? ¿Cuál es la jerarquía de manejo de información entre agentes? |
| | | | x | | | | | | | | | | | | ¿Cuáles tarifas diferenciadas se ofrecerán? |

| | Funcionalidades Sistema AMI | | | | | | | | | | | | | | Marco Regulatorio y Normativo propuesto |
|------------------------|-----------------------------|-----|-----|-----|-----|----|------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|---|
| | SOPORTADAS | | | | | | INHERENTES | | | | | | | | |
| | USU | LRM | TAR | CDL | FRA | GD | CAL | PRE | HAN | ALM | COB | SEG | SIN | A&C | Aspectos a considerar |
| | | | | | | | | | | | | | | | ¿A qué tipo de usuarios? ¿Bajo qué condiciones? ¿Se considerarán cambios en las condiciones y tarifas que se cobran al cliente por actividades de reconexión del servicio de energía? Teniendo en cuenta que la nueva tecnología permite efectuar estas actividades de forma remota y no bajo el esquema actual. |
| | | | | | x | | | | | | | | | | ¿Qué agente reporta el fraude al cliente? ¿Cómo se maneja la información? ¿Cómo se harán mapas de fraude? ¿Cuáles son las condiciones de sanción para el usuario? |
| | | | | | | x | | | | | | | | | ¿Qué condiciones legales y técnicas (calidad de potencia) debe cumplir un usuario para ser GD? ¿Con que criterios se medirá esta energía? ¿A qué precio se le pagará al usuario? ¿Cómo y cuándo se puede conectar el usuario a la red? ¿Cómo se intercambiará información con el Mercado? ¿Quién le paga al cliente? ¿Cuándo? |
| Generación Distribuida | | | | | | | x | | | | x | | | | ¿Cuáles variables asociadas a calidad de potencia se medirán? ¿Con qué frecuencia? ¿Cuáles son los criterios mínimos para manejo bidireccional de información? |
| Gestión de la Demanda | | | | | | | | x | | | | | | | ¿Cuáles son los criterios técnicos y comerciales para establecimiento de un mercado prepago? ¿Puede el usuario tener acceso a más de un proveedor de servicio prepago? |
| | | | | | | | | | x | | | | | | ¿Esta funcionalidad del medidor representa un valor adicional para el usuario? ¿Será obligatorio |

| | Funcionalidades Sistema AMI | | | | | | | | | | | | | | Marco Regulatorio y Normativo propuesto |
|--|-----------------------------|-----|-----|-----|-----|----|------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|--|
| | SOPORTADAS | | | | | | INHERENTES | | | | | | | | |
| | USU | LRM | TAR | CDL | FRA | GD | CAL | PRE | HAN | ALM | COB | SEG | SIN | A&C | Aspectos a considerar |
| | | | | | | | | | | | | | | | para el comercializador ofrecer esta función al cliente? |

El nuevo marco regulatorio deberá incluir los siguientes aspectos:

5.1 Implementación gradual de sistemas de Medición Inteligente

- **Definición de propiedad del equipo de medida:** Actualmente los usuarios son dueños de los medidores de energía convencionales que tiene instalados en sus hogares. Según las experiencias de las empresas comercializadoras, la mayoría de los usuarios no están dispuestos a adquirir un equipo de medida inteligente aunque se le den a conocer los beneficios. Debido a lo anterior, para implementación de sistemas de medición avanzada se evalúa la opción que las empresas distribuidoras sean las dueñas de los equipos de medida. Para esto se requiere una remuneración o tasa de retorno por parte del Estado, por su inversión en activos incluyendo hardware y software. También debe estudiarse un cambio en el sistema tarifario que permita reconocer la asignación de la responsabilidad por los costos incurridos en la implementación de sistemas eléctricos y de comunicación para medición inteligente.

Otra alternativa podría ser la implementación y despliegue de los medidores por parte de las empresas que cuentan con Sistemas de Gestión de Información y/u Operación o Centros de Gestión de Medida, dando la posibilidad de que estas empresas sean los propietarios del equipo de medida. Esto con el fin de mantener la independencia del equipo de la integración vertical entre distribuidor, operador de red y comercializador; disminuyendo potenciales usos de ventaja de posición dominante.

- **Definición de propiedad de la información medida:** Tradicionalmente se reconoce al usuario como dueño de la información medida en su predio, ya que trae implícito detalles de sus hábitos de consumo, horarios y cargas importantes al interior del hogar. Sin embargo, esta información debe estar disponible para las empresas comercializadoras las cuales son las encargadas de facturar y obtener sus indicadores de gestión. Es necesario revisar experiencias internacionales y establecer la propiedad y manejo de la información, así como las experiencias nacionales que permitan, bajo la normatividad vigente de protección de datos y demás normas asociadas, definir la propiedad y el manejo de la información.
- **Características técnicas mínimas y las funcionalidades de los medidores:** Es necesario determinar las características fundamentales tanto del equipo de medida como de todos los demás elementos asociados y que conforman el sistema AMI. Se deben establecer detalladamente las funcionalidades requeridas del medidor junto con los valores mínimos y máximos para los parámetros correspondientes, en los casos que aplique (GB, COB). Se requiere establecer condiciones técnicas que fomenten el manejo remoto del medidor (LRM).
- **Seguridad de la información:** Se deben incluir los aspectos relacionados con protección de datos, seguridad de la información y manejo de bases de datos. Es necesario establecer las condiciones técnicas (COB, SEG, A&C).
- **Contexto de los usuarios finales:** el contexto local de los usuarios urbanos es determinante para determinar acciones específicas y planes de acción que

garanticen la Respuesta de la Demanda en cada caso. También es necesario clasificar y jerarquizar los tipos de redes de distribución y la disponibilidad y viabilidad técnica de los sistemas de comunicaciones que permitan el adecuado funcionamiento de los sistemas AMI.

- **Viabilidad financiera de la implementación de sistemas AMI:** Para garantizar la viabilidad financiera de los sistemas AMI se sugiere el reconocimiento de los activos de estos sistemas como Unidades Constructivas (UC) del sistema de distribución. Así estos activos se incluirían en los cargos de distribución de energía eléctrica y en la remuneración de la actividad de distribución.

La definición de conexión domiciliaria debería modificarse para incluir el sistema de comunicación del medidor y la infraestructura de redes inteligentes necesaria. Esto representa un alto porcentaje de los costos de inversión asociados a medición inteligente.

Se debería concretar un esquema de incentivos que permita el despliegue y la implementación masiva de los sistemas de medición inteligente. Así mismo, es necesario establecer un modelo de financiación que de viabilidad a esta implementación.

- **Mejora de la percepción del usuario final:** Con el propósito de sensibilizar al usuario final frente al uso de tecnologías asociadas a medición inteligente, la empresa prestadora podría justificar que el usuario reemplace su medidor tradicional por uno inteligente dado las nuevas funcionalidades que estos incluyen. Se debe resaltar que la implementación de sistemas AMI promueve los principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, entre otros. La justificación del posible reemplazo del medidor debería estar acompañada de la aclaración ante el usuario de posibles aumentos del valor del medidor con cargo al cliente o reconocimiento para el prestador.
- **Actualización de resoluciones vigentes:** Es necesario realizar una revisión detallada de los conceptos técnicos incluidos en la regulación actual y asegurarse de que incluyan las funcionalidades y beneficios asociados a los sistemas AMI. Algunos ejemplos son: Cambios en la programación del medidor que se simplifican mediante el uso de medidores inteligentes (A&C), la detección de fallas y hurtos en los sistemas de medición que pueden detectarse de forma automática (FRA), garantizar la visualización y cumplimiento de la calidad del servicio (CAL).

5.2 Generación Distribuida

- **Modelos de Negocio:** Los lineamientos bajo los cuales se realizan actualmente los procesos de comercialización y distribución de energía no permiten afrontar los retos asociados al uso de nuevas tecnologías, como el ingreso de Generación Distribuida.
- **Esquemas de remuneración:** Deben incluirse los mecanismos para la remuneración de excedentes de energía, teniendo en cuenta que el manejo en tiempo real y la disponibilidad online de la información de autogeneración. Asimismo,

con la entrada de los sistemas AMI a la red eléctrica es necesario incorporar nuevos aspectos en el planeamiento, supervisión operativa y manejo de la red.

- **Liquidación de los excedentes de la autogeneración:** Se sugiere concretar el cómo se debe efectuar la liquidación de los excedentes de la autogeneración. Así mismo, se deben plantear incentivos que fomenten la eficiencia energética por parte de los usuarios, así como la autogeneración haciendo uso de energías renovables no convencionales.

5.3 Gestión de la Demanda

- **Pedagogía del consumo energético:** De acuerdo a las políticas energéticas y teniendo en cuenta las experiencias internacionales, es necesario tener en cuenta que el usuario modifica voluntariamente su consumo cuando dispone de la información de su consumo en tiempo real y se divulgarán públicamente valores de consumos históricos y proyecciones. El marco regulatorio debe incluir campañas de sensibilización frente a buenas prácticas de consumo y mecanismos de visibilización de impactos económicos, energéticos y ambientales asociados a los cambios en las dinámicas de consumo del usuario. (HAN)
- **Tarifas diferenciadas y esquemas de incentivos:** Una herramienta necesaria para garantizar el éxito de programas AMI son los esquemas tarifarios y de incentivos hacia los usuarios no regulados del sistema. Actualmente no se dispone de este portafolio. Es necesario contar con esquemas de precios en los que el cliente modifique voluntariamente su consumo de acuerdo a las señales de precio y con esquemas de incentivos en los que el comercializador pueda ofrecer al cliente un incentivo adicional por desconectar su carga bajo condiciones pactadas previamente. Se deben analizar las técnicas de Respuesta a la Demanda que se pueden aplicar exitosamente en cada contexto final del usuario final de energía (TAR).

También deben incluirse los mecanismos para la remuneración de excedentes de energía, teniendo en cuenta que el manejo en tiempo real y la disponibilidad online de la información de autogeneración.

- **Legislación de actores:** No existe un marco regulatorio ni una normatividad completa que permita y legisle la participación de los actores asociados a la medición inteligente. Es necesario dar cabida a nuevos roles como el Agregador.

Por ende, se deben definir las funciones de cada uno de los agentes, así como la creación de nuevos agentes tales como la figura del "Agregador de demanda" o el "Prosumidor", basados en el nuevo esquema propuesto. Así mismo, se debería reglamentar la forma como se efectuará el acceso a la información por parte de cada uno de los agentes. Esta reglamentación debe ser lo más abierta posible, en busca de fomentar el libre acceso y la implementación de nuevas soluciones diferenciadas que se acomoden a las necesidades del cliente.

6. Conclusiones

- Las funcionalidades mínimas seleccionadas deben someterse a evaluación periódica, en busca de efectuar actualizaciones como producto de la evolución de la tecnología o el contexto del país.
- Adicionalmente, para posteriores estudios, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones para algunas funcionalidades:
 - ALM: se debe definir la capacidad de almacenamiento en el medidor de acuerdo con los datos a almacenar, con el fin de determinar el tiempo de disponibilidad del almacenamiento en caso de ausencia de comunicación.
 - SIN: Permite la sincronización de tiempos del medidor con el sistema de medida, aclarando que el sistema de gestión de medida debería sincronizar con una fuente confiable, como por ejemplo el servidor de la hora legal en Colombia.
 - CRM: para trabajos futuros se debería definir los protocolos estándar que permitan la interoperabilidad del sistema
 - TRM: se debería definir el alcance de los esquemas de tarificación avanzada
 - PRE: para la implementación del modo prepago es preciso contar con una plataforma para la gestión de la facturación, esto con el fin de potencializar la funcionalidad.
- Así mismo se plantean las siguientes sugerencias para algunas de las funcionalidades
 - USU: Se debería garantizar la uniformidad en el acceso a la información de acuerdo con el código de medida. Además, se propone que se deberían definir las reglas de acceso de información por parte del usuario y su interacción.
 - CAL: Se sugiere su implementación de acuerdo a las necesidades de los clientes.
 - CDL: Se sugiere su implementación de acuerdo a las necesidades de los clientes y a las características de los usuarios.
 - TAR: Se debería garantizar una alineación entre las características del medidor, la definición y parametrización de las tarifas y el código de medida vigente.
 - LRM: Esta funcionalidad permitiría una mejora en la gestión operativa del sistema en el tema de costos. Se sugiere la creación de procesos de auditoria adecuados que garanticen la transparencia de los procesos de medición remota.
- Se aclara que la funcionalidad GD posibilita la integración de generación distribuida al sistema eléctrico a través de la medición de la energía importada y exportada. Sin embargo, para materializar esta integración se requieren aplicaciones de software

dedicadas y específicas.

- Para la integración de los nuevos sistemas de autogeneración es necesario acelerar la implementación de las funcionalidades que permitan la medida bidireccional de energía, tanto activa como reactiva.
- La implementación de la funcionalidad CDL (Conexión y desconexión del suministro de energía y/o limitación de potencia de forma remota) involucra otros componentes diferentes al medidor, por lo cual se define como una funcionalidad soportada por el medidor, permitiendo la integración con estos componentes de acuerdo a las reglas comerciales para la desconexión del suministro y/o limitación de potencia.
- En general, se considera que dentro de los trabajos futuros debería estar la especificación técnica detallada de cada una de las funcionalidades, con el fin de lograr una estandarización común para el sector eléctrico, resaltando los beneficios de los medidores inteligentes para los diferentes agentes.
- Las funcionalidades mínimas seleccionadas, permiten obtener los beneficios de un sistema AMI dentro del sistema eléctrico colombiano.
- La implementación masiva de equipos de medida con las funcionalidades que fueron seleccionadas, permite a los agentes involucrados obtener beneficios en la ejecución de sus roles. Así mismo, con estas funcionalidades se abre la puerta a la participación activa por parte del cliente.
- Los comercializadores de energía eléctrica, con el uso de equipos con las funcionalidades mínimas descritas previamente, tendrán la oportunidad de expandir y generar nuevos modelos de negocios, basados en TIC.
- Los operadores de red podrán mejorar su eficiencia operativa, teniendo en cuenta que, con el uso de las funcionalidades mínimas seleccionadas, podrán contar con acceso a información con la que actualmente no cuentan.
- Con la habilitación de la medición bidireccional en los equipos, se estaría dando un impulso adicional a la utilización de esquemas de generación distribuida en el país.
- La funcionalidad de prevención y detección de fraude jugará un papel muy importante al momento de reducir las pérdidas que presentan las compañías eléctricas por este tipo de hechos. El reflejo de este beneficio se obtendrá de manera inmediata, una vez los medidores entren en funcionamiento.
- El uso masivo de medidores inteligentes permite que los agentes involucrados obtengan beneficios en la ejecución de sus roles, y que el Cliente participe activamente en la cadena de valor de la energía eléctrica generando así nuevos mercados y posibilidades de negocio.
- Para garantizar el éxito de los programas de implantación masiva de sistemas AMI, es necesario contar con políticas de orden nacional que direccionen dichas iniciativas y un marco normativo y regulatorio que promueva la inversión en estas tecnologías.

También es fundamental la definición de las funcionalidades asociadas a los medidores inteligentes, de acuerdo al contexto local de uso final.

- Es necesario desarrollar estrategias articuladas que permitan superar las barreras regulatorias, técnicas y de mercado asociadas a la implementación de medidores inteligentes.
- El desarrollo y la implementación de sistemas de medición inteligente en las redes eléctricas no es algo reciente, Francia, Italia, Australia y Estados Unidos han llevado a cabo de manera exitosa proyectos relacionados con el despliegue masivo de AMI's desde hace más de una década. Estos despliegues han estado acompañados de procesos regulatorios dedicados a la normalización de las características mínimas con las que deben contar estos nuevos sistemas de medida, en los que se evidencia que esta labor puede significar varios años de trabajo y que su despliegue requiere de procesos de aprendizaje y formación tanto para los operadores como para la comunidad en general. También se observa que a medida que las tecnologías alcanzan un mayor grado de madurez, los procesos de normalización y el despliegue de los AMI se realizan en un tiempo menor y con metas más ambiciosas.
- Cada uno de los países que cuenta con un marco regulatorio para la normalización de las características de los medidores inteligentes estableció un conjunto mínimo de funcionalidades ajustado a las necesidades particulares de su sistema eléctrico. En estos se observa que a pesar que las necesidades particulares cambian, algunas de las funcionalidades incluidas son comunes para todos los países, las cuales se pueden tomar como base en la definición del conjunto mínimo de funcionalidades para el caso colombiano.
- Los casos de implementación estudiados muestran que aunque la regulación establezca un conjunto mínimo de funcionalidades para los medidores inteligentes, esto no es una camisa de fuerza que limite a las empresas a hacer uso únicamente de estas funcionalidades. En las comparaciones realizadas entre las funcionalidades definidas por la regulación y las implementadas en los proyectos, se observa que en la mayoría de los casos el conjunto implementado en los proyectos supera al establecido en la regulación.
- El grado de implementación de los sistemas de medición avanzada y de las funcionalidades de los medidores inteligentes debería estar apalancado por las diferentes características del mercado, necesidades de los clientes y los modelos financieros, entre otros aspectos. Siendo las empresas prestadoras de servicio y sus planes estratégicos unos aliados en la viabilidad de la implementación masiva y en la adopción temprana del mercado de estas nuevas tecnologías.

- En los casos estudiados se observa que un factor clave en el despliegue exitoso de medidores inteligentes de forma masiva consiste en soportar la masificación con una política nacional que establezca como obligatoria la modernización de la tecnología de medición, como es el caso de la Comunidad Europea y Estados Unidos. Cuando se le otorga al usuario la libertad de elegir entre la instalación o no del medidor, como es el caso de Brasil, las empresas prestadoras del servicio de energía no contarían con las garantías suficientes para afrontar los riesgos asociados a los proyectos de despliegue de esta tecnología.
- La protección de los datos y la seguridad del equipo de medida son elementos que se consideran primordiales dentro del conjunto mínimo de funcionalidades, pues de ellos depende que la información transmitida y utilizada por los diferentes agentes para obtener los beneficios de la tecnología, no se encuentre tergiversada por agentes externos. Casos en Estados Unidos y en Costa Rica han evidenciado que la alteración de los medidores inteligentes y de los datos transmitidos pueden resultar en un aumento de los niveles de pérdidas de la compañía.
- El 100% de los fabricantes y comercializadores de medidores inteligentes consultados presentan en común entre sus productos nueve funcionalidades, denominadas en el estudio “Funcionalidades básicas”
 - ✓ 6 inherentes al medidor: ALM, COB, SEG, CON, SIN, LPL
 - ✓ 3 soportadas por el medidor: USU, LRM, FRA
- La funcionalidad que presenta una menor implementación en los medidores inteligentes de las empresas consultadas es la **Notificación de interrupción de último suspiro (Last gasp outage notification) – ULT** con un 50,0%. Seguida de la funcionalidad que **soporta la integración de soluciones con la Red de Automatización del Hogar (HAN)** con un 53,8%.
- Las funcionalidades CRM, ARM, TAR y GD presentan una alta implementación en los medidores inteligentes consultados, llegando a un 96,2%
- Las funcionalidades mínimas seleccionadas como resultado del análisis de la encuesta deben someterse a evaluación periódica, en busca de efectuar actualizaciones de los productos, debido a la evolución de la tecnología.
- El medidor inteligente que cumpla con proporcionar las funcionalidades básicas determinadas tiene un valor promedio aproximado de \$169.63 US vendido por unidad; por compras en volumen, el valor disminuye a \$123.22 US.
- El medidor inteligente que cumpla con las funcionalidades mínimas tiene un costo promedio aproximado de \$179.87 US y de \$126.20 US por compras entre 3 y 5 millones de unidades.

- El medidor que dé cumplimiento a las funcionalidades avanzadas tiene un costo promedio por unidad de \$195 US y de \$148,25 US por comprar unidades al por mayor (CM3)
- Se evidencia que hay una fuerte incidencia en el costo del medidor derivado del alcance funcional.
- El 15,38% de los medidores inteligentes consultados cumple con las funcionalidades avanzadas.
- El 57,68% de los medidores inteligentes consultados cumple con las funcionalidades mínimas.
- La implementación gradual de los sistemas de medición inteligente deberían tratar de utilizar al máximo las funcionalidades involucradas en el medidor, aprovechando de igual forma su vida útil.
- Se sugiere articular los diferentes lineamientos generales sobre el tema de medición inteligente bajo un esquema regulatorio que permita generar propuestas similares del servicio de medición de energía por parte de las empresas prestadoras del servicio, facilitando sinergias desde el punto de vista operativo para el acceso al mercado y una mejor asimilación del cliente a las nuevas tecnologías de medición.
- En la implementación gradual de los sistemas de medición inteligente el aspecto de gestión social para su despliegue es clave e indispensable.
- Para la implementación masiva de los sistemas de medición inteligente, se debería justificar la necesidad de establecer uno o varios centros de gestión de la medida que se encarguen de gestionar la información entre los diferentes actores involucrados. Por ende, se debería estudiar la funcionalidad de implementación, así como los beneficios de instalar uno o varios centros de gestión de la medida; definiendo su número, ubicación, actor o actores encargados de su operación, etc.
- Para iniciar el proceso de implementación masiva de los equipos de medida en las instalaciones de los usuarios, es importante que los equipos instalados cumplan con cada una de las funcionalidades mínimas definidas, en busca de minimizar los inconvenientes en el proceso de implementación, garantizando la calidad de los equipos y las prestaciones obtenidas.
- Resulta un aspecto muy importante el definir la propiedad de la información medida y establecer mecanismos de protección al usuario, instaurando esquemas de manejo de seguridad de la información. Reglamentando la forma como se efectuará el acceso a la información por parte de cada uno de los agentes. Esta reglamentación

debe ser lo más abierta posible, en busca de fomentar el libre acceso y la implementación de nuevas soluciones diferenciadas que se acomoden a las necesidades del cliente.

- La implementación de un sistema AMI dentro de la red eléctrica colombiana proporcionará múltiples beneficios para todos los actores. Sin embargo, es necesario que se defina una base regulatoria sólida con el fin de que cada uno de los actores involucrados en el sistema conozca sus funciones y responsabilidades.
- Se debería justificar la necesidad de establecer uno o varios centros de gestión de la medida que se encarguen de gestionar la información entre los diferentes actores involucrados, de acuerdo a las necesidades del país. Por medio del estudio de la funcionalidad de implementación, así como los beneficios de instalar uno o varios centros de gestión de la medida; definiendo su número, ubicación, actor o actores encargados de su operación, etc.
- Se recalca la labor de identificación de necesidades y definición de Funcionalidades mínimas de medición inteligente como uno de los pasos iniciales para el diseño del centro de gestión de medida, teniendo en cuenta la intervención la un grupo de conocedores de los sistemas AMI: Ministerio, UPME, Universidades, Comité 144, ICONTEC, Reguladores, Comercializador, Laboratorios, O.R., Fabricantes, entre otros.
- Para la implementación masiva de los sistemas AMI se propone realizar la evaluación tecnológica de la infraestructura existente con el fin de minimizar los costos de instalación de infraestructura y maximizar los beneficios asociados. Definiendo los posibles escenarios de implementación: Implementación por región o por operador de red, esquemas de renovación (vida útil de los equipos), beneficios para clientes, operador, terceros y su impacto en el análisis costo-beneficio, etc.
- Como parte de los beneficios de tener una infraestructura AMI dentro de la red se pueden implementar programas de eficiencia energética en donde se modifiquen los hábitos de consumo energético de los usuarios en busca de optimizar el uso de la infraestructura eléctrica.
- Los programas de eficiencia energética resultan una herramienta fundamental en el desarrollo y despliegue masivo de los sistemas de medición inteligente. Por lo cual, se hace necesario emprender estrategias que fomenten el uso eficiente del recurso energético, tanto desde la industria como desde la academia.

7. Bibliografía

- [1] C. Corvig, M. Ardelean, J. Vasiljevska, A. Mengolini, G. Fulli y E. Amoiralis, Smart Grid Projects Outlook 2014, Luxemburgo, 2014.
- [2] E. Comisión, EL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGÍA, Luxemburgo: Fichas técnicas sobre la Unión Europea, 2016.
- [3] E. Comisión, DIRECTIVA 2009/73/CE, Luxemburgo: Diario Oficial de la Unión Europea, 2009.
- [4] E. Comisión, DIRECTIVA 2009/72/CE, Luxemburgo: Diario Oficial de la Unión Europea, 2009.
- [5] DGENER y INFSO, Set of common functional requirements of the SMART METER, Luxemburgo, 2011.
- [6] ERGEG, Final Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas, Bruxelles, 2011.
- [7] E. Comisión, Directiva 2012/148/UE, Diario oficial de la Unión Europea, 2012.
- [8] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Real Decreto 809/2006, España: BOE núm. 224, 2006.
- [9] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Real Decreto 1110/2007, España: BOE núm. 224, 2007.
- [10] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, ORDEN ITC/3022/2007, España, 2007.
- [11] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, ORDEN ITC/3860/2007, España: BOE núm. 312, 2007.
- [12] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Orden IET/290/2012, España: Boletín oficial del estado, Sec. I. Pág. 15210, 2012.
- [13] D. d. I. L. y. Administrativa, «Legifrance - Ordenanza N° 2011-504,» 9 Mayo 2011. [En línea]. Available: <https://www.legifrance.gouv.fr/affichCodeArticle.do?cidTexte=LEGITEXT000023983208&idArticle=LEGIARTI000031067653>. [Último acceso: 28 Agosto 2016].
- [14] D. d. i. L. y. Administrativa, «Legirance,» 31 agosto 2010. [En línea]. Available: <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do;jsessionid=?cidTexte=JORFTEXT000022765140&dateTexte=&oldAction=rechJO&categorieLien=id>. [Último acceso: 28 agosto 2016].
- [15] D. d. I. L. y. Administrativa, «Legifrance,» 4 enero 2012. [En línea]. Available: <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000025126353&categorieLien=id>. [Último acceso: 28 agosto 2016].
- [16] P. Europeo, Decreto legislativo N° 79 de 1999 (Decreto Bersani), Italia, 1999.
- [17] E. Comisión, DIRECTIVA 2003/54/CE, Bruselas, 2003.
- [18] La Autoridad para la energía eléctrica el gas y el sistema hídrico, Proposte per la diffusione dei misuratori elettronici e dei sistemi di telegestione per l'utenza di bassa tensione, Italia, 2006.

- [19] La Autoridad para la energía eléctrica, el gas y el sistema hídrico, Allegato alla Deliberazione n. 292/06, Italia, 2006.
- [20] California Public Utilities Commission, The California Electricity Crisis: Causes and Policy Options, California: Library of Congress Cataloging, 2006.
- [21] California Public Utilities Commission, Rulemaking 02-06-001, California, 2001.
- [22] California Public Utilities Commission, Joint assigned commissioner and administrative law judge's ruling providing guidance for the advanced metering infrastructure business case analysis, California, 2004.
- [23] California Public Utilities Commission, Testimony on Public Utilities Commission of the State of California Order Instituting Rulemaking on policies and practices for advanced metering, demand response, and dynamic pricing, California, 2002.
- [24] Department of State Development, Business and Innovation, ADVANCED METERING INFRASTRUCTURE Minimum AMI Functionality Specification (Victoria), Victoria, 2013.
- [25] D. Leite y H. Lamin, Regulatory Impact Analysis of Smart Meters Implementation in Brazil, Albuquerque: IEEE, 2011.
- [26] P. Carvalho, «Smart Metering Deployment in Brazil,» *ScienceDirect*, vol. Energy Procedia 83 (2015), p. 360 – 369, 2015.
- [27] ANEEL, Nota Técnica n° 0044/2010-SRD/ANEEL, Brasil, 2010.
- [28] ANEEL, Resolução Normativa 502, regulamenta sistemas de medicao de energia eletrica, Brasil, 2012.
- [29] ANEEL, Voto anexo à Resolução Normativa 502, regulamenta sistemas de medicao de energia eletrica consumidores do Grupo B, Brasil, 2012.
- [30] ANEEL, Resolução Normativa 464, aprova os procedimentos de regulação tarifaria, Brasil, 2011.
- [31] ANEEL, Nota Técnica 362/2010 – SRE-SRD/ANEEL., Brasil, 2010.
- [32] S. Renner, M. Albu, H. van Elburg, C. Heinemann, A. Lazicki, L. Penttinen, F. Puente, and H. Saele, European smart metering landscape report,“, Osterr: Energieagentur, Austrian Energy Agency, Smart Reg. Deliv., vol. 2, no. 1, 2011.
- [33] D. E. Asociation, “Smart grid in Denmark 2.0 IMPLEMENTATION OF THREE KEY RECOMMENDATIONS FROM THE SMART GRID NETWORK,“, 2014.
- [34] T. E. F. Institute for Electric Innovation, UTILITY-SCALE SMART METER DEPLOYMENTS: BUILDING BLOCK OF THE EVOLVING POWER GRID.
- [35] SMARTGRID.GOV, «SMARTGRID.GOV,» Advanced Metering Infrastructure and Customer Systems,, 2015. [En línea]. Available: https://www.smartgrid.gov/recovery_act/deployment_status/ami_and_customer_systems.html##SmartMetersDeployed..
- [36] U. S. D. of Energy, 2014 Smart Grid System Report,, 2014.
- [37] C. P. U. Commission, California Smart Grid Annual Report to the Governor and the Legislature, California, 2016.

- [38] ERDF, Smart meters, ERDF continues deploying Linky, France, 2011.
- [39] ERDF, «Smart Metering,» de *IEA DSM Workshop Sophia Antipolis*, Niza, 2011.
- [40] ERDF, «LINKY METER AND SMART GRIDS - The rollout of smart meters in France,» France, 2016.
- [41] IBERDOLA, «IBERDOLA Informa,» IBERDOLA, 10 Febrero 2015. [En línea]. Available: https://www.iberdrola.com/webibd/gc/prod/en/doc/150210_NP_01_BalanceRedesInteligentes.pdf. [Último acceso: 15 Julio 2016].
- [42] IBERDOLA, «Proyecto STAR: Red Inteligente,» España, 2014.
- [43] IBERDOLA, «IBERDOLA,» 2016. [En línea]. Available: <https://www.iberdroladistribucionelctrica.com/webibd/corporativa/iberdrola?IDPAG=ESSOCDISREDPRE#9>. [Último acceso: 15 Julio 2016].
- [44] G. Barbera, *Il Progetto Telegestore: il primo passo verso la Smart Grid*, Italy: Università di Bologna Facoltà di Ingegneria, 2012.
- [45] Office of electricity delivery & energy reliability, *The American Recovery and Reinvestment Act Smart Grid Highlights - Jumpstarting a Modern Grid*, US: U.S Department of Energy, 2014.
- [46] General Electric, *CenterPoint Energy Links Electricity and Communications to Create a Smart Grid*, US: GE Digital Energy, 2010.
- [47] Office Electricity Delivery and Energy Reliability, *CenterPoint Energy Houston Electric, LLC Smart Grid Project*, U.S.: U.S. Department of energy, 2014.
- [48] M. T. Vellano, «Programa Smart Grid AES Eletropaulo,» de *6° Forum Latino-Americano de smart grid*, Sau Paulo, 2013.
- [49] P. Pimentel, «PREZI,» AES Eletropaulo, 09 mayo 2014. [En línea]. Available: <https://prezi.com/u2tm7vlgcyt-/copy-of-smart-grid-aes-eletropaulo/>. [Último acceso: 15 agosto 2016].
- [50] WEG, «Medidores inteligentes de energia WEG no maior projeto de Smart Grid do Brasil,» WEG Noticias, 27 Noviembre 2014. [En línea]. Available: <http://www.weg.net/br/Media-Center/Noticias/Produtos-e-Solucoes/Medidores-inteligentes-de-energia-WEG-no-maior-projeto-de-Smart-Grid-do-Brasil>. [Último acceso: 15 Agosto 2016].
- [51] AES Eletropaulo, «Pojetao Redes Inteligentes,» AES Eletropaulo, 2014. [En línea]. Available: <http://www.smartgridaeseletropaulo.com.br/Paginas/Home.aspx>. [Último acceso: 15 agosto 2016].
- [52] EMCALI E.I.C.E. E.S.P., «Informe de gestión ejecutivo 2015- EMCALI E.I.C.E. E.S.P.,» Calí, 2015.

