



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

DOCUMENTO CREG-077

30-07-2018

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y
GAS**

CONTENIDO

1. INFORMACIÓN GENERAL	6
1.1 Antecedentes	6
1.2 ¿Qué es la Infraestructura de Medición Avanzada?	7
1.3 Experiencia nacional	11
1.4 Entorno	14
1.4.1 Pérdidas de energía	14
1.4.2 Medidores de energía eléctrica	17
1.4.3 Revisiones a equipos de medida y cantidad de desconexiones	19
1.5 Experiencia internacional	19
2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	22
2.1 Causas	22
2.2 Aspectos observados en el mercado sobre AMI (consecuencias)	22
2.3 Problemática identificada desde el punto de vista regulatorio	23
3. OBJETIVOS	23
3.1 Objetivo general	23
3.2 Objetivos específicos	23
3.3 Objetivos operacionales	24
4. ELEMENTOS OBJETO DE ANÁLISIS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA PROPUESTA REGULATORIA	25
4.1 Tipos de soluciones AMI	25
4.2 Gestión y uso de la información	26
4.3 Costos de la implementación de AMI	27
4.4 Beneficios de la implementación de AMI	28
4.5 Propiedad de los equipos	31
4.6 Cambios en contratos de condiciones uniformes	34
4.7 Despliegue de instalación de AMI	36
4.8 Propiedad de la información y manejo de datos	36
4.9 Ciberseguridad	38
4.10 Interoperabilidad	39
4.11 Ajustes a la regulación actual	40
5. CONSULTA PÚBLICA	42
6. CONCLUSIONES	44

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 5

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

1. INFORMACIÓN GENERAL

1.1 Antecedentes

La Resolución 4 0072 del 29 de enero de 2018 expedida por el Ministerio de Minas y Energía establece los lineamientos para implementación de la infraestructura de medición avanzada en el servicio público de energía eléctrica, con los objetivos de:

- Facilitar esquemas de eficiencia energética, respuesta de la demanda y modelos de tarificación horaria y/o canasta de tarifas.
- Permitir la incorporación en los sistemas eléctricos, entre otras, de tecnologías de autogeneración, almacenamiento, generación distribuida y vehículos eléctricos.
- Mejorar la calidad del servicio a través del monitoreo y control de los sistemas de distribución.
- Dinamizar la competencia en la comercialización minorista de energía eléctrica y generar nuevos modelos de negocio y servicios.
- Gestionar la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas.
- Reducir los costos de la prestación del servicio de energía eléctrica.

Respecto de la implementación de la infraestructura de medición avanzada, en dicha resolución se estableció que la CREG, en un plazo de doce meses luego de su expedición¹, debe:

1. Definir el agente responsable del suministro, instalación, administración, operación y mantenimiento y reposición del medidor avanzado de energía eléctrica,
2. Definir criterios para aprobación de planes de implementación de la infraestructura de medición avanzada,
3. Establecer la remuneración de las inversiones y funcionamiento asociados para la implementación de la infraestructura de medición avanzada,
4. Establecer las condiciones que permitan la interoperabilidad de los distintos componentes de la infraestructura de medición avanzada, incluso entre distintos operadores de red,
5. Establecer los requisitos de ciberseguridad, manejo, uso y protección de datos que garanticen un adecuado funcionamiento de la infraestructura de medición avanzada, y la privacidad de la información que genere la misma,
6. Definir los requisitos y procedimientos para el acceso a la información de la AMI por parte de otros agentes del sector que lo requieran, en el marco de las normas de protección de datos personales y

¹ 29 de enero de 2018
INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 6

7. Establecer los términos y condiciones para el reporte de la información referente al avance de la implementación de la infraestructura de medición avanzada.

Para procurar un despliegue apropiado de la AMI es necesario que la infraestructura de red mediante la cual se presta el servicio de energía eléctrica se encuentre en buenas condiciones. Al respecto, es relevante mencionar que la CREG expidió la Resolución CREG 015 de 2018, estableciendo la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el próximo período tarifario, donde se incentiva a los operadores de red, OR, para que definan planes de inversiones, con el objeto de efectuar las reposiciones y expansiones en la red que permitan contar con una red confiable y con altos estándares de calidad, acorde con la modernización requerida para la correcta operación del servicio.

Finalmente, es importante tener en cuenta que la regulación requerida para el desarrollo de la actividad de autogeneración establecida mediante las resoluciones CREG 024 de 2015 y 030 de 2018, queda sujeta a la aplicación de la AMI, donde los usuarios que pretendan exportar energía a la red pueden quedar expuestos al cambio de sus equipos de medida, acorde con el despliegue masivo de la solución tecnológica que corresponda.

1.2 ¿Qué es la Infraestructura de Medición Avanzada?

El servicio público de energía eléctrica, hasta hace dos décadas, tenía unas características relativamente estables. Los avances en la prestación del servicio durante la mayor parte del siglo XX estuvieron concentrados en aspectos de mejora en cobertura, con condiciones constantes en términos de generación de energía, medición del consumo y particularmente caracterizándose por contar con un consumidor pasivo.

Sin embargo, particularmente durante la última década, la entrada de fuentes de generación de energía renovables, la masificación de la generación distribuida, la electrificación del transporte y la aparición de nuevos elementos dentro de la cadena de valor (como el almacenamiento de energía) han promovido avances tecnológicos en materia de medición, con el fin de suplir las necesidades de un consumidor mucho más activo y de unas redes con unos requerimientos más complejos en materia de distribución de energía.

Estos avances tecnológicos en materia de medición se han planteado como un medio que permite al prestador del servicio interactuar de manera más eficaz con ese nuevo tipo de consumidor y a la vez optimizar el uso de los recursos humanos y técnicos.

En una etapa inicial, la condición bidireccional de un medidor, y en particular, la lectura de manera remota, era un aspecto novedoso que sólo se aplicaba a usuarios con altos consumos. A medida que las condiciones de prestación del servicio se han modernizado, además del aumento en la precisión de los equipos junto con la disminución del precio unitario, nuevas funcionalidades se han incorporado a la medición. Por ejemplo, es posible la gestión de conexión y desconexión remota o la "limitación" de consumos sin tener que efectuar desplazamientos hasta el sitio para lograr dichos objetivos, así como también es posible obtener datos de calidad del servicio de manera particular, medición que hasta ahora se ha hecho por métodos agregados.

Adicional a las nuevas funcionalidades, los avances más recientes no hacen referencia solamente al punto de medida, sino que abarcan una serie de componentes que permiten la transferencia de información entre el centro de medida y el usuario final, todo ello con el objetivo de maximizar las condiciones de la prestación del servicio e incluso proveer de nuevos servicios a la comunidad. Todos esos componentes se denominan Infraestructura de Medición Avanzada – AMI, (por sus

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 7

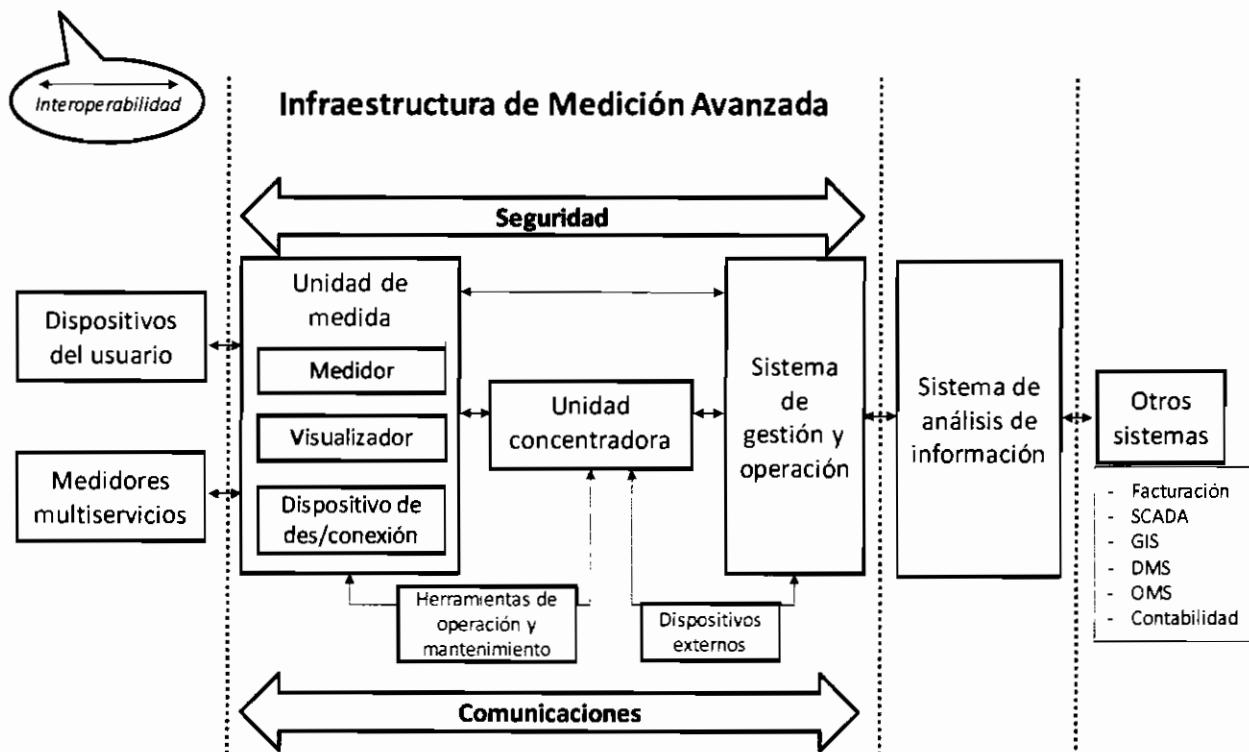
siglas en inglés de Advanced Metering Infrastructure), y se muestran de manera simplificada en la Ilustración 1.

En esencia, en este documento nos referimos a la infraestructura de medición avanzada, AMI, como el conjunto de hardware, software, arquitecturas y redes de comunicación necesarias para la comunicación bidireccional entre usuario y proveedor del servicio con el fin de mejorar la prestación del servicio utilizando las ventajas de la operación remota en función de las capacidades tecnológicas y las necesidades del mercado.

Puesto que la solución AMI que se implemente en un área responde a sus necesidades locales y está sujeta a las capacidades tecnológicas disponibles, cada área puede tener una combinación distinta en términos de comunicación, de tipo de medidor, de requerimientos de información, o de cualquier otro componente.

Un elemento que no se encuentra estrictamente dentro de la Infraestructura de Medición Avanzada en la literatura disponible y la norma técnica de Icontec, pero que está considerando dentro del alcance de la definición de AMI en la Resolución MME 4 0072, es la plataforma de gestión de datos y análisis de información. Esta plataforma se denomina MDM (por sus siglas en inglés Meter Data Management) en la Ilustración 1.

Ilustración 1. Infraestructura de Medición Avanzada y análisis de información



Elaboración: CREG. 2018 a partir de insumos de presentación grupo AMI de Icontec.

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 8

Las soluciones AMI/MDM se han venido implementando en Europa, Norteamérica y Asia masivamente. Aunque es posible encontrar muchos elementos comunes, es visible un alto nivel de complejidad para definir estándares comunes a todas las soluciones.

La Ilustración 1 muestra los elementos que pertenecen a una solución AMI y otros elementos asociados a su implementación, aunque desde el punto de vista técnico algunos de ellos no se denominan AMI. Se describen de izquierda a derecha:

- i) El esquema inicia con los dispositivos instalados por el usuario susceptibles de ser manejados de manera remota (equipos para domótica) y los medidores de otros servicios (como agua y gas) con los que podría comunicarse la unidad de medida de energía eléctrica. Aunque estos dos elementos no son parte de la AMI, se incluyen dado que son elementos que interactúan con el entorno de comunicaciones de la solución AMI.
- ii) El primer elemento que integra una solución de AMI es la unidad de medida de energía eléctrica, dentro de la cual están el medidor, el visualizador (pantalla en la cual el usuario puede ver su consumo) y el dispositivo de conexión/desconexión (que permite hacer uso de esta funcionalidad de manera remota) y un módulo de comunicación. La unidad de medida (o al menos el visualizador) se encuentra ubicada en el punto de consumo del usuario.

Su función es recoger información que no se limita al consumo integrado del usuario en un mes, sino que tiene la posibilidad entregar lecturas horarias (o en algunos casos con segmentos de tiempo inferiores). La medición avanzada abarca otras variables relevantes tanto para el consumidor como para el operador de red, el comercializador y sus potenciales competidores, entre otros.

Estos medidores tienen la capacidad de recoger mayor cantidad de información y enviarla a la capa siguiente del diagrama. Además, tienen la capacidad de recibir instrucciones desde quien lo controle, información sobre desconexiones o reconexiones, entre otras, permitiendo la operación remota.

- iii) Después se encuentra la unidad concentradora, encargada de agregar los datos previamente enviados por las unidades de medida aguas abajo. Esta unidad concentradora no es siempre necesaria. Su existencia depende del diseño de la solución AMI que atiende presuntamente a las características del mercado y a las condiciones técnicas de la red de comunicaciones.

La unidad concentradora se encuentra generalmente cerca (pero no dentro) del punto de consumo. Además de su función principal que es la de almacenar información, el concentrador tiene otras funcionalidades (denominadas alertas) que le permiten al operador conocer en tiempo real sobre posibles manipulaciones no autorizadas al sistema de medida y a la red.

Los concentradores requieren, consecuentemente, interoperabilidad con los medidores que se encuentran aguas abajo y con los puntos de recolección de información aguas arriba. Esto quiere decir, los concentradores deben poder comunicarse e interactuar con la información tanto de los medidores como de los centros de medida que tienen asignados.

- iv) En otra capa se encuentra el sistema de gestión y operación. También denominado Head-End System, HES. Este sistema se encarga de la recepción de la información de todas las unidades concentradoras (o directamente de las unidades de medida) y su transmisión al

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 9

centro de análisis de información, según las especificaciones de comunicación y seguridad. El HES actúa, como todos los demás elementos, de forma bidireccional.

Es en esta etapa de la medición avanzada cuando, al recoger la información "de última milla", se realizan validaciones básicas. La información validada es enviada al centro de análisis de datos.

Dentro de las funcionalidades de los HES se encuentran la del procesamiento de las lecturas con periodicidad menor a una hora, la sincronización con los medidores y concentradores, el reporte de lecturas y eventos y el inicio de acciones de desconexión y reconexión de los medidores.

La acumulación de información y los tipos de validaciones en los HES son relativamente limitados, en comparación con las funcionalidades del centro de análisis de información.

- v) Las comunicaciones que permiten la interacción de los elementos descritos son un elemento transversal a la solución de AMI, puesto que es el medio por el cual se integran y operan los equipos de medición. Este es un punto central del diseño, por influir en la capacidad de transmisión de datos y en el despliegue efectivo de las funcionalidades para la medición, entre otros.

Los flujos de la **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** representan la transferencia de información entre los diferentes puntos del sistema AMI. La solución de comunicaciones permite llevar a cabo las acciones descritas.

Existen soluciones AMI con diferentes tecnologías de comunicaciones (PLC por las siglas en inglés de Power Line Communications, GSM por sus siglas en inglés de Global System for Mobile communications, GPRS por sus siglas en inglés de General Packet Radio Service, internet, radiofrecuencia, etc). El uso de una u otra tecnología depende de factores específicos al mercado que va a ser atendidos, tanto desde el punto de vista técnico (i.e. la existencia y la capacidad de las redes de comunicación), como desde el punto de vista económico (i.e. los costos asociados al uso de cada tecnología).

- vi) La seguridad en la transmisión de los datos dentro de la solución de AMI es también un elemento transversal. Se trata de los protocolos que permiten garantizar una custodia adecuada de la información en ambas direcciones en cada uno de los puntos de la infraestructura y durante su transmisión.

- vii) Dentro de la solución de AMI también se encuentran elementos que velan por la adecuada operación y el mantenimiento de los equipos, por ejemplo, para realizar actualizaciones del software de manera remota. Se trata esencialmente de un desarrollo de software destinado al análisis de los datos de lectura de los medidores avanzados.

Una característica de la infraestructura de medición avanzada es la capacidad de recolección de grandes cantidades de información tanto de consumos como de condiciones de la red. El procesamiento, análisis y aprovechamiento de esta información son elementos de análisis de AMI que resultan centrales desde el punto de vista técnico, comercial y legal.

- viii) A la plataforma del centro de análisis de información, MDM, (por las siglas en inglés de Meter Data Management) llegan los datos transmitidos del centro de gestión de información. Allí son procesados para obtener información analizable. También de allí es enviada la información hacia el usuario.

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 10

Es posible hablar esquemáticamente del MDM como una plataforma de dos caras: una cara que se intercomunica con la Infraestructura de Medición Avanzada y otra cara que se intercomunica con los sistemas corporativos de las empresas. En la mitad se encuentra la capa de procesamiento y análisis de información, que responde a las necesidades de ambas caras.

En los esquemas estándar de AMI, el MDM no forma parte de esta infraestructura. Sin embargo, el MDM sí forma parte del alcance de la Resolución 4 0072 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía, y por lo tanto se incluye dentro del alcance del presente documento.

- ix) Las funcionalidades del MDM de cara a la empresa deben integrar la información recolectada sobre las unidades de medida y los sistemas corporativos encargados de facturación, programación de órdenes de trabajo, sistemas de control, etc. Recíprocamente, el MDM debe tener la capacidad de recibir la información de los sistemas corporativos y transmitir la información requerida o dar instrucciones hacia las unidades individuales de medida.

Al integrar los sistemas corporativos con las unidades de medida es posible crear escenarios en los que se envía una orden de reconexión remota a un usuario como resultado de una novedad en el sistema de recaudo.

Los sistemas corporativos no forman parte de los esquemas estándares de AMI en la literatura y tampoco forman parte del alcance de la Resolución 4 0072 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía.

Una solución AMI implica, entonces, una serie de interacciones para las cuales es necesario que los equipos puedan comunicarse de manera adecuada. Para ello, los softwares utilizados en cada etapa de la medición deben tener la capacidad de intercambiar información y usarla de manera efectiva. Esto se denomina interoperabilidad y es un factor de análisis elemental para el desarrollo de una solución AMI.

Existen muchos modelos de infraestructuras, cada una respondiendo a las necesidades de un mercado específico o solución de problemas particulares.

De acuerdo con lo expuesto en este numeral, la Infraestructura de Medición Avanzada – AMI, es una combinación de software, hardware, arquitecturas y redes de comunicación bidireccional entre usuario y prestador del servicio que permite ejecutar diversas funcionalidades de manera remota, en lapsos de tiempo cortos, en función de las capacidades y de las necesidades de cada mercado.

1.3 Experiencia nacional

En Colombia se han desarrollado algunos pilotos de medición con características de AMI, adelantados por Comercializadores integrados con Operadores de Red, con varios objetivos: gestión de pérdidas de energía, acceso a algunos sectores donde la presencia de los lectores presenta problemas de seguridad, revisión de la operación de varias tecnologías con base en las comunicaciones disponibles, implementación de servicios prepago, mejora de recaudo, entre otros.

Estas aplicaciones se han desarrollado de manera importante durante la última década, obteniendo buenos resultados en términos de aprendizaje de tecnologías, operación de comunicaciones, reducción de pérdidas, mejora de recaudo, operación remota y algunos de ellos

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 11

presentando tasas de retorno de sus inversiones hasta de 44%, entre otras experiencias relacionadas.

A continuación, se presentan resúmenes de la información suministrada por los prestadores del servicio durante las reuniones adelantadas.

EMCALI

De las soluciones presentadas por EMCALI, varias de ellas describen funcionalidades solicitadas en la resolución del MME, basadas en distintas opciones de comunicación, mientras que otras cumplen de manera parcial, en principio porque sus pilotos iniciaron desde hace 9 años aproximadamente, cuando no existían requerimientos de ninguna entidad.

Esta empresa presentó una amplia experiencia en pilotos de medición avanzada, en distintos tipos desde la implementación de soluciones básicas con funcionalidades que se fueron complementando en el tiempo de manera modular, hasta soluciones completas desde su origen que presentan menores costos y dificultades que las inicialmente descritas.

La sumatoria de medidores instalados en todos los pilotos realizados desde el 2009 asciende alrededor de 117.000 equipos, los cuales combinan distintas tecnologías de comunicaciones y de protocolos de equipos (donde también se encuentran equipos para facturación prepago).

La empresa reporta que ha encontrado eficiencias en reducción de pérdidas y gestión del servicio luego de los análisis de beneficio/costo comparativos de cada una de sus alternativas. También ha identificado un impacto de mayor influencia sobre los patrones de consumo de sus usuarios, mejoras en la predicción y control de la demanda, aumentando eficiencia y confiabilidad del servicio, mejorando procesos de facturación y recaudo, disminuyendo tiempos de respuesta e integrando a los consumidores finales en los procesos de operación.

EPM

Las soluciones de Empresas Públicas de Medellín, en su mercado de comercialización en Colombia, están asociadas en buena medida con los medidores para facturación prepago y toda la plataforma asociada con este tipo de facturación con alrededor de 1800 usuarios.

Por otra parte, el grupo EPM presentó la experiencia en la empresa ENSA en Panamá, donde desarrolló tres tipos de pilotos, dirigidos a usuarios residenciales en áreas de difícil acceso, a usuarios residenciales con medición centralizada en poste y otro grupo constituido por grandes clientes, con tres tipos de tecnología distintos combinando comunicaciones tipo celular y RF-MESH.

También se presentaron las experiencias de la instalación de 4 tipos de piloto en otra empresa del grupo EPM, Electrificadora de Santander, con alrededor de 2.300 usuarios con características similares a su homólogo de Panamá anteriormente comentado, encontrando aumento de eficiencia en algunas actividades asociadas con la facturación del servicio y con mejores percepciones de imagen al evitar conflictos con los usuarios.

CODENSA

La solución avanzada del grupo ENEL utiliza medidores con funcionalidades solicitadas en la resolución del MME, basada en distintas opciones de comunicación, bajo el protocolo Meters & More.

En la primera etapa utiliza comunicación PLC entre el medidor del usuario y un concentrador de datos localizado en la subestación más cercana para luego transmitir los datos entre INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 12

subestaciones y el centro de control por redes públicas (2G, 3G o 4G). Ocasionalmente se utilizan soluciones RF.

La frecuencia de lectura de datos es entre 4 y 6 veces al día y requiere de comunicaciones con capacidad de 4.800 bit/s entre el medidor y el concentrador de datos y entre éste y el sistema central entre 200 kb/s hasta 1 Mb/s según la cobertura de comunicaciones públicas en cada caso.

Con concentradores de datos avanzados es posible recolectar datos de medidores de otros servicios mediante utilización de radiofrecuencia.

Desde el 2016 se ha desarrollado un proyecto piloto para 41.660 usuarios en Bogotá y con 28 usuarios en una zona no interconectada, con medidores que registran energía activa importada, energía activa exportada, energía reactiva importada, energía reactiva exportada, potencia máxima importada, perfil de consumo horario de energía, cálculo de número y duración de cortes de energía y potencia y fluctuaciones de voltaje.

Para efectuar este piloto, Codensa realizó una estrategia de viabilidad social mediante la cual informó a los usuarios las características del proyecto y asumió el costo del medidor instalado.

Se han obtenido eficiencias en la prestación del servicio asociadas con disminuciones en tiempos de suspensión y reconexión y otros asociados con el cambio en el modelo de comercialización.

ELECTRICARIBE

La solución avanzada de Electricaribe describe medidores con funcionalidades de que trata la resolución del MME, basada en distintas opciones de comunicación, bajo el protocolo Prime con uso de PLC y RF.

Cuentan con seis pilotos que combinan distintos tipos de marcas y tecnologías (122.704 usuarios en el primero, 12.289 usuarios con un segundo tipo de tecnología, 1.255 usuarios con una tercera tecnología, 585 con un cuarto tipo, 217 con el quinto tipo y 14 con un sexto tipo).

La empresa ha realizado campañas de sensibilización de las comunidades involucradas ante el rechazo inicial que puede representar un ajuste en las condiciones de medida.

Los principales problemas encontrados en la aplicación de los pilotos están relacionados con la aversión de algunos usuarios ante el cambio, la no aceptación de cambio por medidores electrónicos, algunos usuarios no permiten concentración de medidores en poste y aumento de reclamaciones ante la SSPD por estos hechos.

La implementación de los pilotos ha permitido obtener mejores tiempos de respuesta en las actividades de lectura, suspensión y reconexión, a la vez que se han obtenido mejoras en el proceso de atención de reclamos por lecturas dada su inmediatez. También se han obtenido avances en la identificación de pérdidas de energía.

CEO y EPSA

Compañía Energética de Occidente, CEO y Empresa de Energía del Pacífico, EPSA, también presentaron sus experiencias con pilotos donde se integraron equipos que registran funcionalidades solicitadas en la resolución del MME y muestran beneficios similares a los presentados por las otras empresas.

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 13

1.4 Entorno

Para recopilar información asociada con el entorno de la medición de energía eléctrica en el país, su evolución y algunas de las actividades asociadas con esta actividad, mediante las circulares CREG 034 y 035 de 2018 se solicitó a los comercializadores de energía eléctrica² la siguiente información:

- Pérdidas de energía.
- Cantidad de medidores de energía eléctrica instalados en cada año, diferenciando entre su tecnología (electrónico o electromecánico), el tipo de medición (directa, semidirecta e indirecta) y el número de fases registradas.
- Cantidad de revisiones anuales (entre el 2013 y el 2017) realizadas a los sistemas de medición, según la ubicación del usuario (urbano, rural) y diferenciando si la revisión fue solicitada por el usuario o programada por la empresa.
- Cantidad de desconexiones y reconexiones efectuadas cada año (entre el 2013 y el 2017) según la ubicación del usuario (urbano, rural)
- Información sobre el personal que realiza labores de lectura de medidores y de revisión de sistemas de medición, la cantidad de personas en cada tarea y los promedios de salario y número de horas trabajadas al mes.

En los siguientes numerales se observa la compilación de la información registrada donde, en general, la mayoría de comercializadores que atienden usuarios en el sistema interconectado nacional enviaron información a diferencia de las empresas de la ZNI donde ninguna empresa reportó información.

1.4.1 Pérdidas de energía

La Comisión mediante múltiples circular ha solicitado la información de las pérdidas de energía en las redes de distribución, siendo la última la Circular CREG 034 de 2018. A continuación se presentan la evolución de las pérdidas totales del país³, como las de nivel de tensión 1.

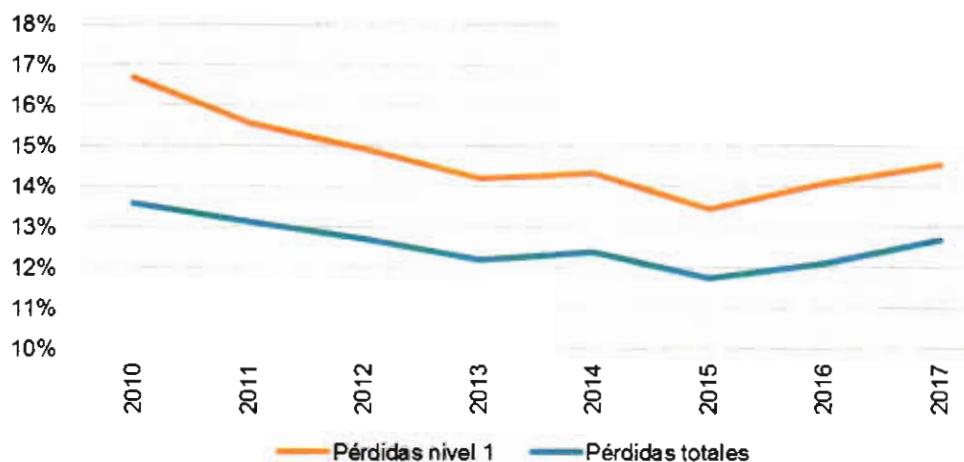
² quienes según la Resolución CREG 225 de 1997 son los prestadores del servicio de conexión

³ Para la estimación se ponderan las pérdidas reportadas por las ventas totales en cada mercado.

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 14

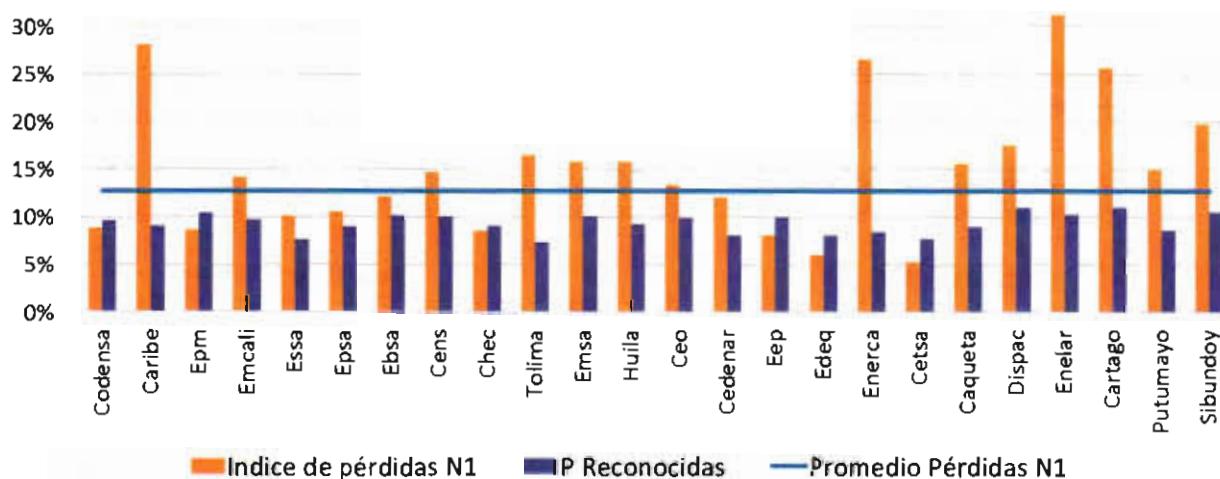
Ilustración 2. Evolución de las pérdidas de energía



Fuente: Archivos y respuesta de agentes a Circular CREG 034 de 2018. Elaboración: CREG.

En el caso particular del nivel de tensión 1 y para el año 2017, las pérdidas para los mercados de comercialización⁴ son:

Ilustración 3. Pérdidas de energía en el nivel de tensión 1 - 2017



Fuente: Respuesta de agentes a Circular CREG 034 de 2018. Elaboración: CREG.

En la gráfica anterior se incluyen, además de las pérdidas reales reportadas, las pérdidas reconocidas en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2018 y el promedio ponderado empleando las ventas totales de los mercados.

A partir del reporte de pérdidas de energía se pueden estimar los valores de pérdidas no reconocidas en la tarifa y que por lo tanto son asumidas por las empresas. El valor total para el

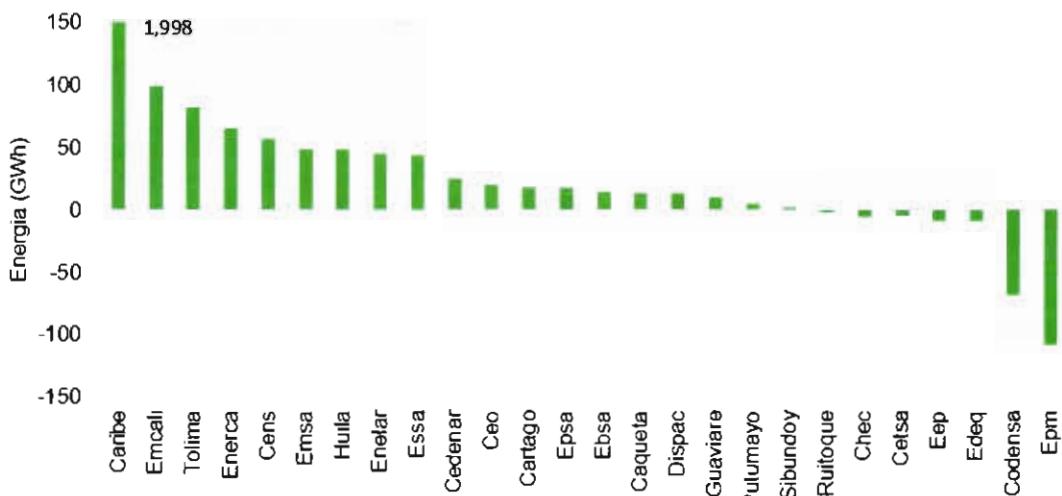
⁴ No se incluye ENERGUAVIARE, EEBPSA ni EMEESA.

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 15

año 2017 corresponde a 2.067 GWh, siendo el de la Electrificadora del Caribe el de mayor participación, con 1.998 GWh. Para el caso de las empresas Ruitoque S.A. E.S.P., Chec S.A. E.S.P., Cetsa S.A. E.S.P., Eep S.A. E.S.P., Edeq S.A. E.S.P., Codensa S.A. E.S.P. y Epm E.S.P. tiene pérdidas reconocidas superiores a las reales, que en el agregado representan aproximadamente 200 GWh. De ahí que aparecen en la ilustración con valores negativos.

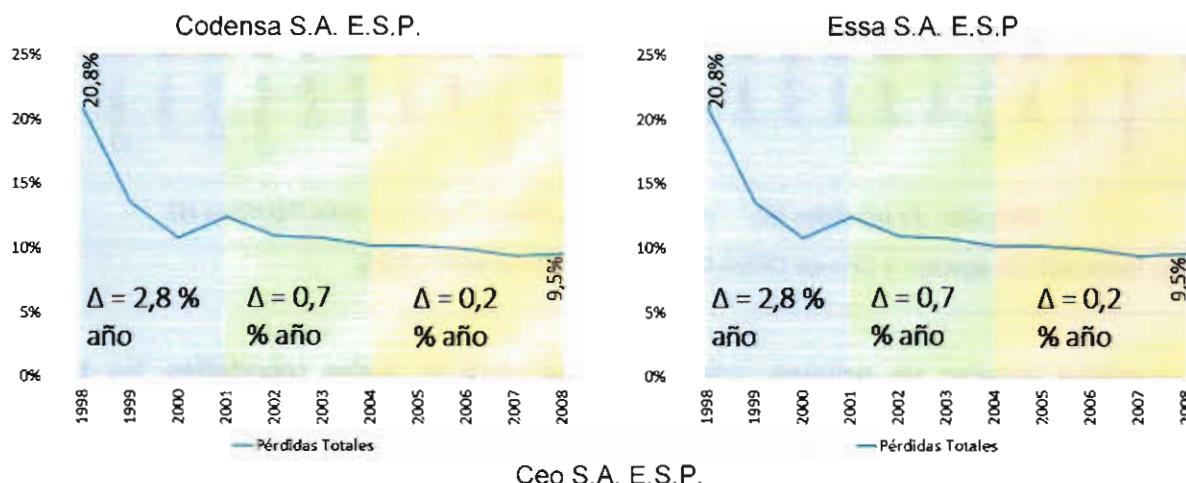
Ilustración 4. Pérdidas de energía en el nivel de tensión 1 – 2017



Fuente: Respuesta de agentes a Circular CREG 034 de 2018. Elaboración: CREG.

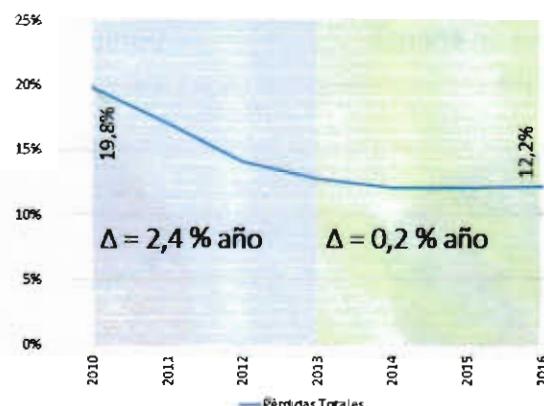
La tasa a la que las empresas han gestionado la reducción de pérdidas de energía, vista en el indicador de pérdidas totales del mercado, se muestra en las ilustraciones 4,

Ilustración 5. Tasas de reducción de pérdidas totales para los mercados de comercialización atendidos por Codensa S.A. E.S.P., Essa SA ESP y Ceo S.A E.S.P.



INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 16



1.4.2 Medidores de energía eléctrica

Los reportes de información efectuados por los agentes, con una representación superior al 95% de la demanda de energía del sistema interconectado nacional⁵, se resumen a continuación:

Cantidad de medidores por tipo y rangos de antiguedad

	Electrónico	Electromecánico	Subtotal	Porción del total
menor o igual a 5 años	2.612.255	766.060	3.378.315	25%
entre 6 y 10 años	1.713.606	1.440.225	3.153.831	24%
entre 11 y 15 años	865.882	924.847	1.790.729	13%
entre 16 y 20 años	313.557	1.997.843	2.311.400	17%
entre 21 y 25 años	13.723	1.146.393	1.160.116	9%
más de 26 años	36.232	1.482.310	1.518.542	11%
Total	5.555.255	7.757.678	13.312.933	

Según la tabla anterior, el parque de medidores de energía eléctrica instalados está compuesto por un 58% de medidores electromecánicos (incluyendo medidores denominados "híbridos") y un 42% de medidores electrónicos.

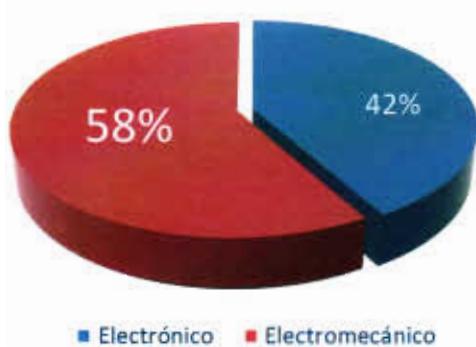
Si se considera que la vida útil media de un medidor de energía eléctrica es de 15 años⁶, independientemente de ser electrónicos o electromecánicos, por tanto se detecta que alrededor del 38% del parque de medidores actualmente operativos ya cumplió su ciclo de vida⁷.

⁵ En el sistema interconectado nacional, las empresas Enerca, Dispac, Putumayo, Bajo Putumayo, Emevasi y EEME no han reportado información. Ninguna de las empresas de las ZNI reportó información.

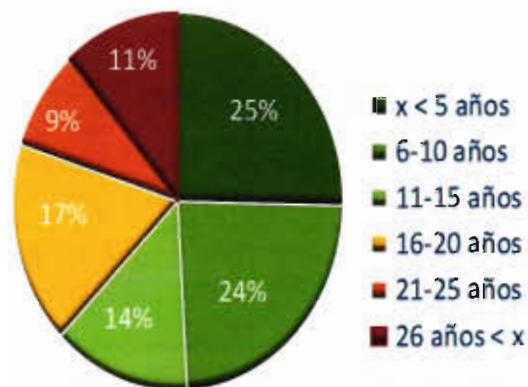
⁶ Segundo lo expresado por proveedores de estos equipos

⁷ Incluso se registran medidores operando desde 1950.

Distribución de medidores de energía eléctrica por tipo
(abril de 2018)



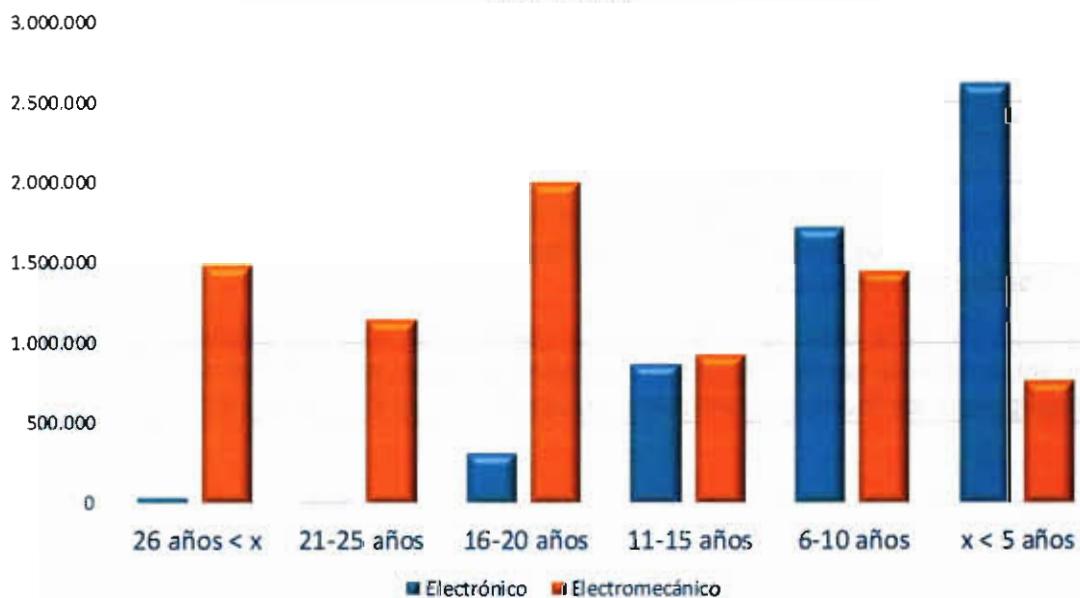
Distribución de medidores de energía eléctrica por edad



Fuente: Respuesta de Agentes a Circular CREG 034 de 2018. Elaboración: CREG.

A partir del 2000 los medidores electrónicos han aumentado su participación en los sistemas de medición como se observa en la siguiente gráfica:

Cantidad de medidores de energía eléctrica por tipo y rango de antigüedad
(abril de 2018)



Fuente: Respuesta de Agentes a Circular CREG 034 de 2018. Elaboración: CREG.

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 18

1.4.3 Revisiones a equipos de medida y cantidad de desconexiones

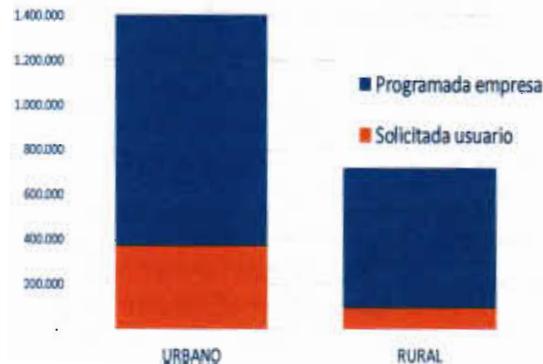
En la siguiente tabla se presenta el resumen del reporte de las revisiones que se efectuaron a los equipos de medida entre el 2013 y el 2017, diferenciando la información entre visitas a usuarios rurales y usuarios urbanos:

Revisiones a equipos de medida
2013- 2017

SOLICITUD DEL USUARIO	URBANO	RURAL
2013	235.280	72.743
2014	264.158	81.466
2015	260.167	84.722
2016	552.740	111.247
2017	559.042	116.655
Promedio	374.277	93.367

PROGRAMADA POR EMPRESA	URBANO	RURAL
2013	1.405.097	589.479
2014	1.318.062	615.933
2015	1.371.467	652.014
2016	1.329.841	624.842
2017	1.279.887	647.530
Promedio	1.340.871	625.960

Cantidad anual de revisiones de equipos de medida por tipo de solicitud y área (promedio 2013 - 2017)



Fuente: Respuesta de Agentes a Circular CREG 034 de 2018. Elaboración: CREG.

Con el número total de medidores considerados en estas estadísticas (13.647.932), en promedio se revisan anualmente el 19% de las instalaciones de los usuarios, lo que tiene importantes costos asociados.

Por su parte, respecto de la cantidad de desconexiones, se encontró que durante el 2017 se registraron 2.646.980 operaciones de esta naturaleza lo que, asumiendo que cada usuario recibe 12 facturas al año, mensualmente se desconecta al 1,6% de los usuarios en promedio.

1.5 Experiencia internacional

En 2014, la Comisión Europea realizó una evaluación comparativa de la implantación de los medidores inteligentes en Bélgica, Bulgaria, Chequia, Dinamarca, Alemania, Estonia, Irlanda, Grecia, España, Francia, Italia, Chipre, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Hungría, Malta, Países Bajos, Austria, Polonia, Portugal, Rumanía, Eslovenia, Eslovaquia, Finlandia, Suecia y Reino Unido⁸.

Algunos elementos importantes de la evaluación son:

⁸ INFORME DE LA COMISIÓN. Evaluación comparativa de la implantación de los contadores inteligentes en la Europa de los 27, en particular en lo relativo a la electricidad. Bruselas, 17.6.2014 COM(2014) 356 final.

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 19

- En 15 de los 16 estados miembros decidieron iniciar el proceso de implementación. Los gestores de la red de distribución son los responsables de la implantación y propietarios de los medidores.
- En 4 estados miembros las mediciones serán gestionadas por un agente de datos independiente.
- En los países que han finalizado el despliegue de medidores los ahorros de energía están entre 1 y 3%.
- La implementación de medidores con menos funcionalidades de las mínimas exigidas no conduce necesariamente a una reducción de costos del medidor⁹.
- En cuanto al uso y protección de datos, se han identificado dos riesgos sobre la vida privada de los consumidores de energía: la creación de perfiles de alta frecuencia recabando información sobre la huella energética del usuario final y adecuada protección y acceso a los datos almacenados.
- Al planificar el despliegue de medidores se debe considerar:
 - o La utilización de las normas disponibles y el conjunto adecuado de funcionalidades que aseguren la interoperabilidad técnica y comercial, garantizando la privacidad y seguridad de los datos, y aprovechando plenamente los beneficios para los consumidores y el sistema energético.
 - o La participación del consumidor desde el inicio del proceso¹⁰
 - o Que las lecciones aprendidas y las mejores prácticas extraídas de los despliegues o programas piloto en curso a pequeña escala se tengan en cuenta en la implantación a gran escala, en particular por lo que respecta a aspectos técnico económicos, a la participación de los consumidores y al desarrollo del mercado de los servicios de medición inteligente.
- Los principales parámetros de las evaluaciones realizadas para la implementación son:

⁹ En general, las diferencias del valor de las inversiones se vieron afectadas por otros aspectos como: las condiciones de partida, los costes locales de la mano de obra, las configuraciones geográficas, las características adicionales más allá del conjunto de funcionalidades mínimas, y los escenarios globales, los tipos de descuento y los períodos de evaluación considerados en los respectivos análisis de costes y beneficios...

¹⁰ creando una estrategia de comunicación y una campaña de información, ganando la confianza de los consumidores, para lo cual es fundamental que los consumidores comprendan qué datos se transmiten, así como darles acceso a los mismos, utilizando datos de medición para responder a las demandas de información del usuario y permitir el desarrollo de nuevos productos y servicios orientados al usuario, y animando a los consumidores a que se impliquen, proporcionándoles herramientas y mecanismos adecuados y de uso sencillo para facilitar su elección e incentivos atractivos para recompensar su participación.

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 20

	Intervalo de valores	Promedio basado en datos de casos evaluados positivamente
Tipo de descuento	3,1 % al 10 %	5,7 % \pm 1,6 % (70 %) ¹⁰
Duración	8 a 20 años	15 \pm 4 años (56 %)
Ahorro de energía	0 % al 5 %	3 % \pm 1,3 % (67 %)
Transferencia de puntas de carga	0,8 % al 9,9 %	No aplicable
Coste por punto de medición	77 € a 766 €	223 € \pm 143 € (80 %)
Beneficio por punto de medición	18 € a 654 €	309 € \pm 170 € (75 %)
Beneficios para los consumidores (% de los beneficios totales)	0,6 % al 81 %	No aplicable

En cuanto al modelo de administración de datos¹¹, se identifican tres, uno centralizado, uno parcialmente centralizado y otro descentralizado. El Consejo europeo de reguladores de energía señala que una mala selección del modelo puede llevar generar una barrera a la competencia, afirmado¹²:

CEER sees inadequate data management as a barrier to entry and growth in retail markets, and a barrier to ensuring the appropriate privacy and integrity of customers. Consequently, inadequate data management may be considered as a barrier to competition.

Tabla 1. Modelos de administración de datos.

Centralizado	Parcialmente centralizado	Descentralizado
Un agente se encarga de la recuperación, validación, almacenamiento, protección, procesamiento, distribución y acceso de los datos.	De manera centralizada se realiza la distribución y acceso a los datos, generalmente a través de un punto de acceso común a las bases de datos descentralizadas	Todos los aspectos relevantes de la gestión de los datos son responsabilidad de una agente. En este caso se requiere establecer y estandarizar un sistema de intercambio de datos o un mecanismo similar.

¹¹ La administración de los datos incluye principalmente: la producción, recuperación, validación, almacenamiento, protección, procesamiento y distribución o gestión del acceso a los datos.

¹² Tomado de: *Review of Current and Future Data Management Models CEER report Ref: C16-RMF-89-03 13 December 2016*

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 21

Centralizado	Parcialmente centralizado	Descentralizado
	No incluye la captura, almacenamiento, validación y protección de los datos.	

2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Considerando lo expuesto, el problema identificado es: la ausencia de normatividad que permita implementar la infraestructura de medición avanzada en el Sistema Interconectado Nacional de manera masiva y la asignación de los costos asociados de una manera eficiente considerando los beneficios de cada una de las partes, teniendo en cuenta los derechos de propiedad de los medidores en cada caso.

2.1 Causas

La necesidad de cambio del parque de medidores se fundamenta en el incumplimiento de los parámetros de error o de mal funcionamiento del medidor pues, de lo contrario, no es exigible el cambio del medidor.

La ausencia de una política sectorial para la implantación de AMI ha permitido el desarrollo aislado de esfuerzos para atender problemas específicos en segmentos determinados de algunos mercados sin atender a un objetivo general.

Se trata, en la mayoría de los casos, de iniciativas puntuales y no de proyectos de masificación para los mercados de comercialización en el país. Los agentes que emprenden estos proyectos generalmente lo hacen buscando reducción de pérdidas no técnicas, por ejemplo, cuando este es un asunto de magnitud relevante.

En otros mercados de comercialización no se han iniciado proyectos de AMI, bien sea porque son mercados más pequeños, porque las pérdidas no técnicas no son suficientemente grandes para justificar una inversión en este sentido o porque los operadores están a la espera de una señal de política pública para implementar una solución de AMI.

2.2 Aspectos observados en el mercado sobre AMI (consecuencias)

No se han integrado soluciones de medición avanzada de manera masiva dados los aspectos de propiedad del medidor y la imposibilidad del traslado de sus costos de manera directa a los usuarios mediante los esquemas tarifarios en las áreas donde los beneficios no superan los costos de implementación de este esquema.

El parque de medidores presenta un alto porcentaje de obsolescencia y se desconoce el grado de precisión de la medición.

En los casos donde se han desarrollado proyectos piloto de AMI, la implementación no corresponde con objetivos comunes del país y se realiza en pequeños grupos de usuarios para una solución particular, lo que conduce a costos de implementación superiores a los que se obtendrían de efectuarse masivamente.

En ausencia de un marco normativo para la implementación de AMI en Colombia, las iniciativas por parte de los agentes se han llevado a cabo por medio de programas piloto sin considerar INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento CREG No.077-18	Fecha Última revisión: 14/11/2017	Página: 22

criterios de estandarización, principalmente en los principios de interoperabilidad o ciberseguridad.

Uno de los objetivos principales de un piloto desarrollado de manera independiente por un operador de red es frecuentemente la reducción de pérdidas no técnicas a través de mejoras en la medición en zonas específicas, relegando el desarrollo de otras funcionalidades para mejorar, de manera integral, la prestación del servicio.

2.3 Problemática identificada desde el punto de vista regulatorio

La ausencia de normatividad para una implementación masiva de solución AMI para energía eléctrica en Colombia representa un riesgo para el mercado de energía eléctrica en las siguientes dimensiones:

- Sin lineamientos claros sobre el tratamiento de datos, la información generada a través de la AMI no garantiza que el uso de dichos datos contribuya a incrementos en los niveles de competencia. Por ejemplo, la información de un usuario sobre su consumo puede serle útil para disminuir su gasto en energía eléctrica, siempre que tenga acceso a ella. Si, por el contrario, el usuario no tiene acceso a dicha información, no podrá usarla para gestionar sus gastos.
- Sin lineamientos básicos de interoperabilidad, pueden surgir ineficiencias como resultado de inversiones cuyas funcionalidades no se utilicen de manera óptima. Por ejemplo, inversiones en equipos incompatibles entre sí conllevarían a gastos ineficientes por parte de las empresas.

3. OBJETIVOS

De acuerdo con la problemática identificada en el numeral 0 del presente documento, se plantean a continuación los objetivos de la regulación sobre AMI.

3.1 Objetivo general

Con sujeción a lo establecido en la resolución MME 4 0072 de 2018, establecer la normatividad que permita implementar la infraestructura de medición avanzada en el Sistema Interconectado Nacional, asignando los costos de una manera eficiente considerando los costos y los beneficios de cada una de las partes.

3.2 Objetivos específicos

- Definir las obligaciones de suministro, instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición del medidor avanzado de energía eléctrica y asignar las responsabilidades desde el punto de vista regulatorio a quien corresponda; en concordancia con el artículo 7 de la Resolución MME 4 0072 de 2018.
- Definir el procedimiento mediante el cual los operadores de red deberán presentar los planes de implementación de AMI a la CREG, considerando las metas establecidas por el MME para 2030 en términos del porcentaje de usuarios con AMI que se encuentren conectados al sistema del operador de red dentro del Sistema Interconectado Nacional; en concordancia con el artículo 8 de la Resolución MME 4 0072 de 2018.

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 23

- Establecer la forma en la que se remunerarán los costos eficientes de la implementación de AMI en la tarifa de energía eléctrica, de acuerdo con los principios de ley que rigen la regulación de la CREG; en cumplimiento del artículo 9 de la Resolución MME 4 0072 de 2018.
- Establecer las condiciones que permitan la interoperabilidad de los componentes de AMI, incluso entre diferentes operadores de red, acorde con lo establecido en el artículo 11 de la Resolución MME 4 0072 de 2018.
- Establecer los requisitos de ciberseguridad, manejo, uso y protección de datos que garanticen un adecuado funcionamiento de AMI y la privacidad de la información que genere la misma, según lo descrito en el artículo 11 de la Resolución MME 4 0072 de 2018.
- Definir los requisitos y procedimientos para el acceso a la información de AMI por parte de los agentes del sector que la requieran, en el marco de las normas de protección de datos personales y sujeto a los principios de ley que rigen la regulación de la CREG, según lo dispuesto en el artículo 11 de la Resolución MME 4 0072 de 2018.
- Establecer los términos y condiciones para el reporte de información referente al avance de la implementación de AMI, en concordancia con el artículo 13 de la Resolución MME 4 0072 de 2018.
- Armonizar la regulación vigente para permitir la implantación de AMI cumpliendo con los principios rectores establecidos en las leyes 142 y 143 de 1994, especialmente en lo relacionado con la eficiencia en la prestación del servicio, compartiendo con los usuarios los aumentos de productividad.

3.3 Objetivos operacionales

Para la regulación que emita la CREG se han identificado los siguientes objetivos operacionales, en el marco del análisis realizado hasta la fecha, en función del objetivo general planteado.

- Reducir pérdidas no técnicas de energía como resultado de una mejor capacidad del monitoreo de la red de distribución y de la mayor y mejor calidad de la información disponible para dicho monitoreo.
- Reducir costos de lectura, descorripción, reconexión y otros costos asociados a la operación en terreno que realizan las empresas en el esquema actual de medición.
- Mejorar la calidad del servicio de cara al usuario, en términos de menores tiempos de respuesta a fallas, tiempos de reconexión, identificación de problemas en el suministro, disponibilidad de información que permite el usuario optimizar su consumo de energía eléctrica, entre otros.
- Facilitar la entrada de autogeneración al sistema, permitiendo la inyección de energía a la red de distribución y la adecuada medición de esa energía.
- Optimizar el uso de la red de distribución, a partir de la disponibilidad de información sobre las curvas de carga que permite una mejor planificación de las necesidades de la red.
- Aumentar los niveles de competencia debido a la eliminación de costos de transacción que permiten al usuario un cambio de prestador, habilitando a comercializadores a entrar en nuevos mercados.

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 24

- Modernizar el parque de medición, como consecuencia operativa que permita potencializar las funcionalidades asociadas a la medición avanzada.

Los objetivos operacionales son aquellos que están directamente asociados al plan de implementación de la infraestructura de medición avanzada. Consecuentemente, se encuentran planteados en este documento con el fin de presentar la visión de la Comisión en el estado actual de análisis. Su definición y la definición de los respectivos indicadores depende la forma que tome la regulación definitiva.

4. ELEMENTOS OBJETO DE ANÁLISIS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA PROPUESTA REGULATORIA

La CREG, con el fin de determinar la forma que debe tomar la regulación para resolver de manera eficaz la problemática identificada, presenta en este numeral los elementos objeto de análisis. A partir de dichos elementos y contando con la retroalimentación de los agentes, entidades y demás interesados, se construirá la propuesta regulatoria para la implementación de AMI en las condiciones que satisfagan los objetivos planteados en el numeral 3.

4.1 Tipos de soluciones AMI

A partir de las reuniones con proveedores, operadores de red, entidades del sector y otras partes y considerando las experiencias internacionales, se ha identificado que las soluciones AMI se desarrollan en función de las necesidades específicas de un mercado de comercialización¹³ y de sus características técnicas y operativas¹⁴.

Puesto que no hay una solución AMI universal para todos los mercados, la propuesta regulatoria debe considerar la posibilidad de múltiples soluciones interoperables. Fundamentalmente, la propuesta regulatoria debe permitir que los planes que se presenten para la implementación de AMI respondan tanto a las necesidades específicas del mercado de comercialización como a los objetivos de la regulación.

En general, acorde con la revisión de los pilotos de las empresas, la identificación, selección, diseño y en general, la concepción de una solución AMI para un mercado de comercialización es una actividad que se debe desarrollar y que toma entre 2 y 5 años, dependiendo del punto de inicio de la empresa y la disponibilidad de información. Lo anterior, se refleja en el caso de uso de la solución, es decir, en la identificación de los objetivos de la implementación, las posibles alternativas tecnologías, los beneficios y costos asociados, la priorización del despliegue, etc.

¹³ Dentro de necesidades específicas de un mercado se pueden identificar la gestión de pérdidas no técnicas no reconocidas, la mejora en la calidad del servicio, gestión del recaudo, la gestión de la demanda, esquemas diferenciales de prestación del servicio, o una combinación de estas.

¹⁴ Densidad de usuarios, característica urbana / rural, dispersión de centros poblados, disponibilidad de medios de comunicación, etc.

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 25

4.2 Gestión y uso de la información

La cantidad de información disponible a partir de la implementación de AMI es significativamente mayor a la que tradicionalmente se encuentra disponible tanto para las empresas como para los consumidores.

Un elemento de análisis es el relativo a la gestión (entendida como los esquemas de gobernanza de los datos dentro y fuera de la empresa) y el uso de dicha información.

En breve, los datos recogidos de los usuarios sobre sus patrones de consumo, en el contexto de AMI, tienen el potencial de ser transformados en información relevante para su aprovechamiento por parte del mismo usuario, por parte del operador de red, por parte del comercializador existente y por parte de sus potenciales competidores.

En el análisis económico (independientemente de los aspectos de protección y uso de datos personales analizados en el numeral 4.8 de este documento) la información obtenida a partir de la medición tiene el potencial de incrementar los niveles de competencia en el mercado, permitiendo la entrada de nuevos agentes comercializadores.

Como se ha observado, tanto en Colombia como en otros países, en sectores como el de telecomunicaciones (en el caso de la asignación del espectro) o el de mercados de seguros, deficiencias en la disponibilidad de información relativa a los usuarios pueden constituir barreras de entrada estratégicas por parte de las empresas existentes, desincentivando o restringiendo la entrada de competidores u otros agentes.

En este sentido, experiencias internacionales de AMI han desarrollado esquemas de gobernanza de datos asignando responsabilidades sobre la custodia y calidad de la misma, determinando quién o quiénes tienen derechos de decisión sobre esa información. De manera general, se trata de mecanismos de control de la información, que adoptan modelos para su gestión.

Dentro de los modelos de gobernanza está el modelo centralizado, en el cual un agente (que puede ser un agente del mercado o un tercero) se encarga de la recuperación, validación, almacenamiento, protección, procesamiento, distribución y acceso de los datos. También se tiene un modelo parcialmente centralizado donde se realiza la distribución y acceso a los datos y no incluye la captura, almacenamiento, validación y protección de los datos, sin embargo, si se cuenta con un punto de acceso común de acceso a la información que se almacena en diferentes bases de datos, por ejemplo, ubicadas en los centros de gestión de medidas de los OR.

El caso opuesto es el modelo descentralizado, en donde todos los aspectos relevantes de la gestión de los datos son responsabilidad de una agente, por ejemplo, el operador de red. En este caso se requiere establecer y estandarizar un sistema de intercambio de datos o un mecanismo similar, muy básico.

Independientemente del modelo adoptado, la disponibilidad de información, sin ir en detrimento de los derechos de los usuarios, debe velar porque no se generen barreras de entrada para potenciales competidores y faciliten el desarrollo de nuevos modelos de negocio que conduzcan a soluciones eficientes para los usuarios.

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 26

4.3 Costos de la implementación de AMI

a. Hardware

Para la elaboración de la propuesta regulatoria se deben analizar los costos asociados a la compra de los equipos de medición avanzada como el medidor, el *display* (cuando aplique), el concentrador, los equipos de comunicaciones, los equipos en los cuales se recoge y agrega la información (donde opera el *head-end system*), los equipos destinados para la gestión y el análisis de la información recogida.

En este contexto, la CREG ha solicitado información a los operadores de red que han realizado programas piloto de AMI, a proveedores de diversos tipos de equipos en cada una de las etapas de medición, a entidades del estado y otros agentes de la cadena de valor del servicio de energía eléctrica.

Dicha información es analizada por la CREG para realizar el respectivo estudio de costos de implementación.

b. Software

El software al que hace referencia el presente literal es aquel relacionado con la gestión de información desde los medidores hasta los centros de medida. Es decir, en una solución de AMI están: el software que permite al medidor realizar sus funciones, el software del concentrador, el software del *head-end system* y/o el software del centro de gestión de información.

Entre ellos deben ser compatibles con las etapas del proceso de medida con las cuales van a interactuar. Adicionalmente, es necesario considerar las necesidades de actualización de su respectivo software ante cambios tecnológicos.

c. Arquitectura

El diseño mismo de una solución AMI depende, como se ha mencionado antes, de las necesidades del mercado y de las características específicas del mismo. Consecuentemente, la arquitectura de dicha solución no es universal.

Sin embargo, para efectos del análisis de costos, es posible estudiar algunos prototipos de diseños a partir de los programas implementados en otros países y de la experiencia que se ha obtenido a nivel nacional, así como considerar posibilidades de “cotizaciones” de proveedores respecto de las soluciones en la totalidad de un sistema real o genérico.

d. Redes de comunicación

Los costos de utilización de las redes de información, indispensables para la implementación de AMI, son objeto de análisis. De acuerdo con la información recogida por la Comisión, las alternativas de uso de las redes de comunicación dependen de la cobertura, la capacidad de la red y de las características del mercado.

El análisis que realiza la Comisión debe considerar, entonces, las diferentes opciones de comunicación de las cuales dispone el país. Concretamente, se deben considerar las comunicaciones por PLC, por radiofrecuencia y por las redes de celular.

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 27

e. AOM

De las reuniones con las empresas se identificó que los gastos de administración, operación y mantenimiento asociado a la lectura de los medidores involucra modificaciones asociadas a una mayor sofisticación de infraestructura que se mantiene (concentradores, dispositivos de comunicación y plataformas de hardware y software), lo que implica personal de mayores calificaciones y competencias. En contraste, también se presentan reducciones del personal involucrado en la gestión de la medición (lectura y supervisión del sistema).

Otro elemento importante es la relación entre el AOM e inversión en la solución implementada en donde, por ejemplo, una solución de comunicación de gran escala en PLC puede implicar mayores inversiones en infraestructura, pero muy bajos gastos en comunicaciones.

f. Costo asociado con la obsolescencia de medidores actuales

Como parte de un esquema de transición, entre la operación actual de lectura y medición de equipos de medida electromecánicos o electrónicos y la implementación de AMI, es necesario tener en cuenta los costos de reemplazo de los medidores de aquellos usuarios que han sido instalados antes del despliegue de AMI y cuya vida útil no se haya cumplido.

Para ello, dependiendo de la asignación de costos de los equipos, se deben identificar alternativas de remuneración en cada caso que podrían tener en cuenta la vida remanente del equipo y la propiedad del equipo a reemplazar.

g. Costos de Gestión Social

El despliegue de la AMI posiblemente requerirá del diseño de programas de información masivos, así como jornadas de acercamiento a las comunidades. La sensibilización que se debe llevar a cabo para informar a la comunidad sobre los costos y beneficios tiene el potencial de reducir la aversión a la entrada de la nueva forma de medición y asimismo facilitar su implementación.

Los costos de estas campañas podrían hacer parte del costo total de la solución escogida.

h. Otros

Incluir otros aspectos que influyan en los costos de la solución de AMI (adaptación de sistemas actuales a una nueva arquitectura, por ejemplo).

La Comisión adelanta el análisis de todos los costos descritos anteriormente y la potencial identificación de otros costos derivados o asociados a la implementación de AMI.

El análisis permitirá además identificar los agentes de la cadena de valor que, de acuerdo con su capacidad de gestión, resulten óptimos para asumir dichos costos.

4.4 Beneficios de la implementación de AMI

Los beneficios de la implementación de AMI se pueden clasificar entre: mejoras en la atención al usuario, mejoras operativas para los prestadores del servicio de energía eléctrica y mejoras financieras a partir de ahorros en costos de la prestación del servicio.

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG N°.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 28

a. Ahorro en costos

Para el análisis de la regulación es central la identificación de costos evitados como consecuencia de la implementación de AMI.

La información recogida hasta el momento indica que algunos de los costos en los que actualmente incurre el operador de red tienen potenciales ahorros significativos.

Dichos ahorros potenciales se concentran principalmente en los siguientes aspectos:

- i) Ahorros por conexión y reconexión remota
- ii) Ahorros en costos de comercialización asociados a usuarios prepago
- iii) Ahorros asociados a la lectura remota de consumos

En la medida en que las actividades de conexión, reconexión, activación del servicio y lectura de consumos (e incluso la revisión de fallas) se ejecuten de manera remota, los prestadores de servicio podrán disminuir los costos de personal y los costos de desplazamiento inherentes a la operación en campo. En algunos casos, se menciona además la disminución de costos de mantenimiento, puesto que los nuevos equipos requieren de un mantenimiento diferente que no incluye, por ejemplo, la calibración.

b. Reducción de pérdidas no técnicas

La posibilidad de recuperación de pérdidas no técnicas de energía es un elemento relevante para el análisis de la implementación de la infraestructura de medición avanzada.

El conocimiento detallado de los consumos y las condiciones del sistema de distribución por parte del administrador de la red tiene el potencial de permitir planes de reducción de pérdidas rigurosos.

En función de la magnitud de las pérdidas en los diferentes mercados de comercialización, este elemento puede resultar en un incentivo fuerte. En cualquier caso, la identificación de las pérdidas no técnicas es una variable que puede influenciar los planes de implementación de la AMI.

c. Mejora en procesos de facturación y recaudo

La implementación de la AMI tiene el potencial de disminuir los tiempos de facturación mediante el acoplamiento con los sistemas corporativos.

Presuntamente lo anterior se traduce en una mejora en el recaudo para la empresa, en la medida en que obtenga más y mejor información del consumo de sus usuarios.

De acuerdo con lo expuesto en algunas de las reuniones que llevó a cabo la Comisión, puesto que la información de consumos es mucho más clara tanto para la empresa como para los usuarios, existe un potencial para reducir las disputas sobre las facturas y reclamaciones, lo que a su vez puede redundar en disminuir los procesos de investigaciones y recursos de apelación respecto de los que actualmente adelanta la SSPD, así como también se pueden mejorar los procesos de crítica de la facturación.

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 29

d. Mejora en tiempos de atención a usuarios

La atención al usuario es un elemento asociado con la implementación de la AMI. En la medida en que los tiempos de reconexión al usuario disminuyen, puesto que se hace de forma remota, el tiempo que permanece ese usuario sin servicio también disminuye y consecuentemente la disponibilidad de la prestación del servicio mejora.

Otro elemento de potencial mejora para la prestación del servicio es la funcionalidad de revisión de daños de forma remota. La detección de daños que no implica un desplazamiento de personal puede disminuir los tiempos de resolución de una falla. Esto no es necesariamente el caso para todas las fallas, pues depende del tipo de problema que se haya presentado.

En los casos que existan daños en la red que requieran desplazamiento de personal, el tiempo de atención de puede reducir sustancialmente dado que será posible focalizar la ubicación de la falla y el personal gasta menos tiempo en encontrar el origen de la indisponibilidad, permitiendo mejorar la continuidad del servicio y por ende los índices asociados.

e. Mejora en patrones de consumo de usuarios

Se trata, en el caso de los patrones de consumo, de un beneficio obtenido por la disponibilidad de información de cara al usuario. Un consumidor que puede detectar consumos inefficientes dentro de su factura puede modificar su patrón de consumo y disminuir su factura del servicio.

Cabe anotar que el potencial de este beneficio puede ser incrementado en función de la disponibilidad de tecnología inteligente dentro de los hogares. En la experiencia internacional, la optimización de los patrones de consumo va de la mano con la instalación de domótica dentro del hogar. Además, esta característica viene, en muchos casos, acompañada de una señal horaria de precios de energía. La señal horaria le permite a un consumidor programar sus consumos a lo largo del día, disminuyendo, por ejemplo, su consumo en horas punta, con precios relativamente mayores.

f. Mejora en predicción y control de demanda de los usuarios en el sistema de distribución local

La mayor disponibilidad de información sobre los consumos de los usuarios, a nivel agregado, tiene el potencial mejorar los modelos de predicción de demanda.

Una red administrada con más y mejor información sobre el consumo, a nivel agregado, puede traducirse en una mejora de la planeación del sistema de distribución. Esto es particularmente relevante en las nuevas dinámicas del mercado, en las que existe la generación distribuida y en las que la respuesta de la demanda es un elemento básico para la administración de la red.

g. Mejora en eficiencia, confiabilidad y seguridad de la red y del servicio eléctrico.

De la mano con el punto anterior, una mejor planeación del sistema de distribución puede traducirse en incrementos en eficiencia y confiabilidad. Con curvas de consumo conocidas, incluso a nivel de usuario, reducción de pérdidas no técnicas y otras mejoras a nivel desagregado, es posible realizar una planeación y operación más ajustadas a los requerimientos, obteniendo ganancias en eficiencia y posiblemente aplazamiento de algunas inversiones.

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 30

h. Incrementos en los niveles de competencia entre agentes comercializadores

En concordancia con lo expuesto en el numeral 4.2, la disponibilidad de información tiene el potencial de disminuir o eliminar asimetrías de información entre los comercializadores existentes en un mercado y sus potenciales competidores.

En principio, un incremento en los niveles de competencia entre comercializadores puede conllevar a una mejora en la prestación del servicio de cara al consumidor final, quien estaría en capacidad de escoger su prestador, en tiempo real y sin que se deba modificar su dispositivo de medida.

Al analizar los potenciales incrementos en competencia entre agentes comercializadores, se debe considerar, entre otros aspectos, la existencia de integración vertical entre agentes comercializadores y distribuidores. La presencia de integración vertical puede afectar los resultados en los niveles de competencia de distintas formas, bien sea por la existencia de barreras de entrada a un nuevo mercado con agentes integrados o por la capacidad de un agente integrado de entrar a un mercado nuevo dadas sus economías de escala.

En contraparte de los costos identificados en el numeral anterior, la Comisión viene adelantando la valoración de los beneficios de implementar AMI e identificar los agentes que perciban cada uno de ellos y poder realizar una asignación de costos correspondiente.

En general, se considera que las ganancias en eficiencia en la prestación del servicio deben compartirse con el usuario, de acuerdo con los principios establecidos por la Ley y las obligaciones interpuestas a la CREG.

4.5 Propiedad de los equipos

El régimen en materia de servicios públicos domiciliarios en el marco de la Ley 142 de 1994 establece que la propiedad del medidor radica en cabeza de quien hubiere pagado por él¹⁵. Es decir, el medidor puede ser de propiedad del usuario o de la empresa. Lo segundo ocurre en circunstancias excepcionales, como lo es en el caso de los pilotos de AMI, en la cual los agentes distribuidores/comercializador o comercializadores identifican algún efecto favorable para tomar dicha iniciativa (i.e. reducción de pérdidas, desconexiones, etc.) toda vez que generalmente el medidor es de propiedad del usuario, puesto que la Ley permite que los contratos de condiciones uniformes exijan que los suscriptores o usuarios adquieran los medidores, los instalen y reparen. La empresa, de su parte, está obligada a aceptar los medidores cuando reúnan las características técnicas por ella definidas en el contrato¹⁶.

Así mismo, respecto a las razones que autorizan el cambio de los medidores, la Ley 142 de 1994¹⁷ señala que si bien no es obligación del usuario cerciorarse que los medidores funcionen en forma

¹⁵ Ley 142 de 1994. "Artículo 135. De la propiedad de las conexiones domiciliarias. La propiedad de las redes, equipos y elementos que integran una acometida externa será de quien los hubiere pagado, si no fueren inmuebles por adhesión. Pero ello no exime al suscriptor o usuario de las obligaciones resultantes del contrato y que se refieren a estos bienes (...)" (Subrayado fuera del texto original).

¹⁶ Ley 142 de 1994. "Artículo 144. De los medidores individuales. Los contratos uniformes pueden exigir que los suscriptores o usuarios adquieran, instalen, mantengan y reparen los instrumentos necesarios para medidor sus consumos. En tal caso, los suscriptores o usuarios podrán adquirir los bienes y servicios respectivos a quien a bien tengan; y la empresa deberá aceptarlos siempre que reúnan las características técnicas a las que se refiere el inciso siguiente. (...)"

¹⁷ Ley 142 de 1994. Artículo 144. Inciso tercero. "(...) No será obligación del suscriptor o usuario cerciorarse de que los medidores funcionen en forma adecuada; pero si será obligación suya hacerlos reparar o reemplazarlos, a satisfacción de la empresa cambio INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 31

adecuada, si es obligación suya hacerlos reparar o reemplazarlos a satisfacción de la empresa, cuando se establezca que el funcionamiento no permite determinar en forma adecuada los consumos, o cuando el desarrollo tecnológico ponga a su disposición instrumentos de medida más precisos.

Existe la concepción, partiendo de la tecnología disponible en el momento de histórico de expedición de la Ley 142 de 1994, que el medidor está dirigido únicamente a establecer y/o determinar el consumo de los usuarios, atendiendo el artículo 144 de la Ley 142 de 1994 el cual establece que el reemplazo de los medidores solo es posible “cuando se establezca que el funcionamiento no permite determinar en forma adecuada los consumos”.

Se ha considerado hasta ahora que el cambio de los medidores no puede realizarse sino hasta tanto se determine que su medición está por fuera del rango de error admisible, lo cual implica que cada medidor a ser retirado tiene que ser estudiado en un laboratorio acreditado para establecer las condiciones de funcionamiento. Solo podrían sustituirse aquellos cuyo funcionamiento sea deficiente conforme al dictamen de dicho laboratorio¹⁸.

En este contexto, existe una concepción de que el que el remplazo del medidor está ligado únicamente con el registro al dato de consumo de energía (kW/h).

Es por esto que, en relación con los conceptos de medición, el equipo de medida y su funcionamiento, se debe considerar que la Resolución 4 0072 de 2018 del MME, en el marco del desarrollo de la política en materia del servicio público domiciliario de energía eléctrica¹⁹, plantea la implementación de un esquema de medición avanzada y la infraestructura que hace parte de esta.

En este sentido, atendiendo lo dispuesto en la Ley 142 de 1994, así como en el desarrollo hecho a través de la Resolución 4 0072 de 2018 del MME se identifica que:

- i) El concepto de medición o medida a que hace referencia la Ley 142 de 1994 deja de estar ligada únicamente al consumo del usuario, por lo que la adecuada medición incorpora elementos adicionales como la medición y registro de datos de uso de energía de los usuarios en intervalos de tiempo, con capacidad de almacenamiento y transmisión;
- ii) La infraestructura de medición deja de estar centrada únicamente en el medidor. Además de la unidad de medida, se incorporan elementos adicionales como: a) la comunicación bidireccional; b) la integración de hardware; c) software; d) arquitectura de redes de comunicaciones.
- iii) Finalmente, el buen funcionamiento del medidor deja de estar ligado exclusivamente a su capacidad de registrar los consumos, toda vez que, atendiendo el desarrollo hecho por la política pública, el buen funcionamiento está asociado a la existencia de una infraestructura

se establezca que el funcionamiento no permite determinar en forma adecuada los consumos, o cuando el desarrollo tecnológico ponga a su disposición instrumentos de medida más precisos. (...)". (Subrayado fuera del texto original).

¹⁸ Superintendencia de Servicios Públicos, oficina asesora jurídica, concepto unificado sspd-ju-2009-02. Anteriormente, la Resolución CREG 070 de 1998, Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional, establecía en el punto 7.6 del Reglamento de Distribución, las revisiones periódicas de los equipos de medida indicando que en el evento en que el equipo de medida no esté dando las medidas correctas, el Comercializador notificará al Usuario afectado y establecerá un plazo para la calibración, reparación o reposición del equipo defectuoso.

¹⁹ De la cual hace parte el artículo 2.2.3.2.4.6 del Decreto 1073 de 1015.

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 32

de medición avanzada que permita la medición y registro de datos de uso de energía de los usuarios en intervalos de tiempo, con capacidad de almacenamiento y transmisión.

Entiende esta Comisión que el desarrollo de la AMI permite generar mayores beneficios en relación con el funcionamiento de las redes y la prestación eficiente del servicio, a la vez que permite materializar la concepción del artículo 9.1 de la Ley 142 de 1994²⁰. Este artículo hace referencia a la medición como derecho de los usuarios del servicio público, derecho que incluye que se empleen para ello los instrumentos de medida que la tecnología haya hecho disponibles²¹.

También se entiende que el alcance y aplicación de los artículos 135 y 144 frente a la medición y los equipos de medida deben quedar dentro del contexto de lo que la política energética ha considerado como *medición avanzada*. Lo anterior, sin que el consumo deje de considerarse como el elemento principal sobre el cual se cobra el costo unitario de prestación del servicio²².

En relación con lo anterior, la jurisprudencia administrativa²³ ha expuesto lo siguiente:

"Tanto la empresa prestadora de los servicios públicos domiciliarios como los usuarios de los mismos tienen derecho a que los consumos se midan con los instrumentos tecnológicos apropiados y a que el consumo sea el elemento principal del precio que se cobre al usuario. Por consiguiente, se deriva la obligación correlativa de las empresas de servicios públicos domiciliarios de utilizar un aparato medidor como el medio principal de determinación del consumo de los usuarios"

Es por esto que en relación con lo establecido en los artículos 9, 144, 145 y 146 de la Ley 142 de 1994 y los conceptos de derecho a la medición, equipo de medida, medida y consumo, se establece que su interpretación y aplicación se debe hacer ateniendo el contexto histórico en el que se lleva a cabo la aplicación de dichas normas, el desarrollo reglamentario que se hace de estas disposiciones a través de lo que la política energética ha considerado corresponde a la medición avanzada, a efectos de que la interpretación y aplicación ofrezca elementos de juicio para determinar su sentido y alcance.

No puede considerarse que la interpretación de estas disposiciones esté ligada a restringir y limitar la aplicación de los avances tecnológicos en materia de sistemas de medición, cuando se considera que dichos avances están dirigidos a permitir una prestación más eficiente del servicio y a servir de instrumento para garantizar derechos de los usuarios en relación con la medición.

Esto igualmente es concordante con la aplicación del concepto del "efecto útil de las normas" donde se establece que le corresponde al operador jurídico preferir aquellas interpretaciones que produzcan efectos, sobre otras que resulten superfluas o irrazonables²⁴.

Desde el punto de vista jurídico, la Comisión considera que la propiedad del medidor no implica un obstáculo para la implementación y desarrollo del esquema de medición avanzada en el marco del artículo 135 de la Ley 142 de 1994. Se evidencia que el medidor, como uno de los elementos

²⁰ Obtener de las empresas la medición de sus consumos reales mediante instrumentos tecnológicos apropiados, dentro de plazos y términos que para los efectos fije la comisión reguladora, con atención a la capacidad técnica y financiera de las empresas o las categorías de los municipios establecida por la ley.

²¹ Ley 142 de 1994, artículo 146.

²² Resolución CREG 119 de 2007.

²³ CONSEJO DE ESTADO. Sala de lo Contencioso Administrativo. C.P. Hemández María Nohemí. Sentencia del 1 de diciembre de 2006, Exp. 200601450.

²⁴ Corte Constitucional, Sentencia C-569 de 2004.

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 33

que hace parte de la infraestructura de medición avanzada, puede ser de propiedad del usuario o de la empresa.

Entonces, se identifica que la definición de la persona que asuma la propiedad del equipo dependerá en gran medida de la forma en que se implemente la medición y de su relación con los costos y los beneficios, para usuarios, para empresas y para el mercado en general. Particularmente, dependerá de quién puede o debe asumir el costo del medidor, en función de los beneficios que reciba.

En relación con esto, un elemento relevante para el análisis es el de la libre elección del prestador del servicio y del proveedor de los bienes necesarios para su obtención o utilización por parte del usuario²⁵.

En el contexto de la propiedad del equipo de medida, en el evento en que estos sean asumidos por los suscriptores o usuarios, estos pueden decidir a qué persona le adquieren los instrumentos de medición y la empresa deberá aceptarlos, siempre que reúnan las características técnicas que la empresa haya establecido en las condiciones uniformes del contrato. Estas condiciones deberán entonces estar ajustadas a las funcionalidades de la medición avanzada cuando se implemente este nuevo tipo de medición.

En el evento en que el medidor sea propiedad de la empresa, que en este caso son los operadores de red, el activo puede ser considerado como un activo de uso ateniendo lo previsto en la regulación²⁶.

De acuerdo con lo expuesto, la normativa actual en el marco de la Ley 142 de 1994 tiene establecidos diversos mecanismos para definir la propiedad del medidor, su reparación y reemplazo, que deben ser entendidos de manera concordante con lo dispuesto en la política pública sobre prestación del servicio público de energía eléctrica en relación con la medición avanzada. Esto implica igualmente ajustes y adecuaciones a la regulación actual para su implementación.

4.6 Cambios en contratos de condiciones uniformes

Una vez expuesto el análisis anterior en relación con la propiedad de los medidores en relación con la implementación y desarrollo de los sistemas de medición avanzada, así como el alcance y aplicación de las disposiciones previstas en la Ley 142 de 1994 en materia de medición, consumos y equipos de medida, con independencia de la propiedad del equipo de medida, en el marco del artículo 144 de la Ley 142 de 1994²⁷, se establece que los equipos de medición con los que deben

²⁵ Ley 142 de 1994, artículo 9. 9.2. La libre elección del prestador del servicio y del proveedor de los bienes necesarios para su obtención o utilización.

²⁶ Activos de uso de STR y SDL: son aquellos activos de transporte de electricidad que operan a tensiones inferiores a 220 kV que son utilizados por más de un usuario y son remunerados mediante cargos por uso de STR o SDL.

²⁷ Ley 142 de 1994. Artículo 144. De los medidores individuales. Los contratos uniformes pueden exigir que los suscriptores o usuarios adquieran, instalen, mantengan y reparen los instrumentos necesarios para medir sus consumos. En tal caso, los suscriptores o usuarios podrán adquirir los bienes y servicios respectivos a quien a bien tengan; y la empresa deberá aceptarlos siempre que reúnan las características técnicas a las que se refiere el inciso siguiente.

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

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

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 34

contar los usuarios han de corresponder a aquellos que se ajusten al esquema de medición avanzada y que permitan contar con las funcionalidades de un medidor avanzado.

En atención a lo dispuesto en los artículos 9.1, 144, 145 y 146 de la Ley 142 de 1994 y el desarrollo reglamentario hecho a través de la política energética de la Resolución 40072 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía, toda vez que de no contar con equipos de medición que se ajusten a estas características de medición avanzada, se establece que el funcionamiento de los equipos de medida con los que cuentan actualmente los usuarios:

- i) No permitiría determinar de manera adecuada la medición y registro de datos de uso de energía de los usuarios en intervalos de tiempo, con capacidad de almacenamiento y transmisión,
- ii) No permitiría llevar a cabo funcionalidades de la medición avanzada como la comunicación bidireccional, la integración de hardware, software y la arquitectura de redes de comunicaciones.

Lo anterior, bajo la consideración de que el desarrollo tecnológico ha puesto a su disposición instrumentos de medida más precisos. Esto es concordante con lo previsto en la Ley con relación a que la empresa y el suscriptor o usuario tienen derecho a que los consumos se midan empleando para ello los instrumentos de medida que la técnica haya hecho disponibles.

En este sentido, en el marco del artículo 144 de la Ley 142 de 1994, siendo este el parámetro adecuado de medición y de funcionamiento del equipo de medida, las empresas comercializadoras pueden:

- i) Para el caso de nuevos usuarios, exigir en los contratos de condiciones uniformes los requisitos que deben cumplir los medidores, los cuales en este caso estarán ligados al concepto de medición avanzada.

Lo anterior, toda vez que, como se ha explicado, el concepto de medición o medida adecuada a que hace referencia la Ley 142 de 1994, dejar de estar ligado únicamente al consumo de energía eléctrica por parte del usuario. El adecuado funcionamiento del medidor está asociado a con la posibilidad de que permita determinar la medición y el registro de datos de uso de energía de los usuarios en intervalos de tiempo cortos, con capacidad de almacenamiento y transmisión, entre otros.

- ii) Para el caso de usuarios existentes y con medidores que no permitan tener las funcionalidades de la medición avanzada, se establece que las empresas pueden exigir el reemplazo de los mismos a los usuarios.

El esquema de implementación, según el lineamiento hecho en la Resolución 40072 de 2018 consagra que “los Operadores de Red serán los responsables de la instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de la Infraestructura de Medición Avanzada”.

Le corresponde entonces a la Comisión establecer un esquema de implementación donde el reemplazo del medidor se lleve a cabo por el operador de red (OR) de manera gradual, hasta alcanzar los porcentajes del artículo 8 de esta resolución, independientemente de quién tenga la propiedad del medidor.

Dicho esquema de reemplazo tendría en cuenta elementos como las características de los mercados de comercialización, la vida útil del medidor, etc.

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 35

Se identifica inicialmente que es posible llevar a cabo un esquema donde los OR lleven a cabo planes de reemplazo de los equipos de medición. Esto implicará adicionalmente al esquema de implementación la necesidad de adaptar un esquema de transición que permita garantizar la prestación del servicio a través de instrumentos provisionales, como puede ser el suministro de los medidores en esta condición de provisionalidad, pero a su vez conlleve y permita generar el cambio al esquema de medición avanzada.

Finalmente, en relación con los ajustes que se realicen a las condiciones uniformes de los contratos para la prestación del servicio público de energía eléctrica con el fin de incorporar las exigencias en relación con los equipos de medida y los sistemas de medición avanzada, estima esta Comisión que se debe llevar a cabo un ejercicio de la debida protección de los derechos de los usuarios. Es relevante que las empresas comercializadoras, una vez hechos los ajustes, remitan las condiciones uniformes de los contratos a la CREG a efectos de expedir el correspondiente concepto de legalidad en relación con este punto y otros que sean relevantes.

Esto sin perjuicio de lo establecido en el artículo 131 de la Ley 142 de 1994, el cual consagra que las empresas tienen el deber de informar con tanta amplitud como sea posible, en el territorio donde presten sus servicios, acerca de las condiciones uniformes de los contratos y las modificaciones que a estos se realicen.

4.7 Despliegue de instalación de AMI

A partir del conocimiento de las condiciones particulares de cada mercado, se espera que el prestador del servicio diseñe planes de despliegue de la tecnología, priorizando algunos de los siguientes criterios en el orden en que el prestador elija:

- ✓ Usuarios sin equipo de medida
- ✓ Usuarios con mayores cantidades de consumo
- ✓ Índices de pérdidas por circuito de media tensión
- ✓ Usuarios autogeneradores
- ✓ Usuarios en zonas urbanas
- ✓ Optimización del costo de instalación
- ✓ Menor cantidad de acciones de socialización proyectadas
- ✓ Mayor cantidad de disponibilidad de medios de comunicación en el área según la tecnología aplicable
- ✓ Concentración de usuarios constitucionalmente protegidos.
- ✓ Mayor cantidad de usuarios con equipos de medida que superen la vida útil.

4.8 Propiedad de la información y manejo de datos

En relación con los datos que se deriven de los sistemas de medición avanzada, encuentra la Comisión que se deben identificar y diferenciar aquellos que se derivan de la infraestructura de medición avanzada, así como del medidor avanzado.

Lo anterior a efectos de establecer, ateniendo la normativa en materia de protección de datos personales, cuáles de estos datos se enmarcan dentro del concepto de dato personal y requieren INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 36

el tratamiento, así como la administración de los mismos atendiendo lo dispuesto en la Ley 1581 de 2012, así como los Decretos 1373 de 2013 y 886 de 2014, compilados en el Decreto 1074 de 2015.

En relación con esto el literal c) del artículo 3 de la Ley 1581 de 2012 define el dato personal en los siguientes términos:

"Dato personal: Cualquier información vinculada o que pueda asociarse a una o varias personas naturales determinadas o determinables."

En este sentido, el dato personal es cualquier información vinculada o que pueda asociarse a una o varias personas naturales determinadas o determinables que cumplen con las siguientes características:

- (i) están referidos a aspectos exclusivos y propios de una persona natural,
- (ii) permiten identificar a la persona, en mayor o menor medida, gracias a la visión de conjunto que se logre con el mismo y con otros datos;
- (iii) su propiedad reside exclusivamente en el titular del mismo, situación que no se altera por su obtención por parte de un tercero de manera lícita o ilícita, y
- (iv) su tratamiento está sometido a reglas especiales (principios) en lo relativo a su captación, administración y divulgación.

A su vez el literal g) del artículo 3 de la Ley 1581 de 2012 define el tratamiento de datos en los siguientes términos:

"Tratamiento: Cualquier operación o conjunto de operaciones sobre datos personales, tales como la recolección, almacenamiento, uso, circulación o supresión."

De acuerdo con lo previsto en la Resolución 40072 de 2018, el medidor avanzado mide y registra "datos de uso de energía" de los usuarios en intervalos de tiempo, con capacidad de almacenamiento y transmisión.

La infraestructura de medición avanzada incorpora elementos adicionales como la comunicación bidireccional, la integración de hardware, software y arquitectura de redes de comunicaciones. Estos elementos permiten la operación de la infraestructura y la gestión de los datos del sistema de distribución de energía eléctrica y de los sistemas de medida. La gestión de estos datos debe identificar la existencia de datos que sean considerados como datos personales.

Para efectos de lo anterior, la Comisión considera relevantes los análisis y conceptos emitidos por la Superintendencia de Industria y Comercio-SIC a través de su Delegatura de Protección de Datos Personales a efectos de establecer si el registro de datos de uso energía corresponde a un tratamiento de datos y si la totalidad (o una parte) de los datos que son generados en el contexto de la medición avanza corresponde al concepto de *dato personal*. En el caso de que se establezca que un dato es dato personal, se debe determinar si el mismo es privado, semiprivado o público.

Lo anterior, toda vez que la Ley 1581 de 2012 se aplica a los datos personales que se encuentren en bases de datos o archivos de entidades públicas o privadas, entendidos estos, como el

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 37

conjunto organizado o depósitos ordenados de datos personales sujetos a tratamiento, es decir, a la recolección, el almacenamiento, el uso, la circulación o la supresión de los mismos.

En ese sentido, entiende la Comisión que cuando la Resolución 40072 de 2018 hace referencia a que la información registrada se podrá utilizar, entre otros fines, para la gestión comercial, la planeación y a operación del sistema y la gestión de pérdidas, debe considerar la aplicación en materia de habeas data, manejo y administración de bases de datos y datos personales a que hace referencia la Ley 1581 de 2012. Este elemento es igualmente relevante para la aplicación del concepto de interoperabilidad toda vez que el intercambio de información debe considerar la existencia de datos personales.

En este sentido, la definición de cuáles de los datos que hacen parte de la infraestructura de medición avanzada han de considerarse como datos personales debe tener en cuenta lo previsto en la Ley 1581 de 2012, así como los Decretos 1373 de 2013 y 886 de 2014, compilados en el Decreto 1074 de 2015 y debe dársele el tratamiento previsto en dichas normas.

En el evento en que sean aplicables disposiciones en materia de protección de datos personales, encuentra la Comisión que los contratos de condiciones uniformes son un instrumento relevante en el cual se pueden incorporar obligaciones en relación con autorizaciones y tratamiento de datos.

Además del concepto de protección y administración de datos personales se encuentra la Comisión dos elementos adicionales relativos a la "administración de los datos" y el de "protección de la información".

En ambos eventos, identifica la Comisión la necesidad de establecer medidas regulatorias que incorporen parámetros de conducta:

- i) En relación con la administración de los datos de las empresas desde el punto de vista de la prestación del servicio, como puede ser su gestión comercial, el manejo de pérdidas que estas pueden realizar, la planeación y operación de su sistema, entre otros;
- ii) En relación con conductas y obligaciones en materia de ciberseguridad para la protección y acceso desde el punto de vista de herramientas tecnológicas a los sistemas de medición.

4.9 Ciberseguridad

Los principales elementos que la Comisión ha identificado y que deben ser considerados en el desarrollo de las obligaciones de la Resolución MME 4 0072 de 2018 en materia de ciberseguridad son:

- La política pública en materia de ciberseguridad se encuentra enmarcada en dos documentos Conpes, el primero el 3701 de 2011 Lineamientos de política para ciberseguridad y ciberdefensa y el segundo el 3854 de 2016 Política nacional de seguridad digital. Así mismo, las bases del plan nacional de desarrollo 2014-2018 identificaron como líneas de acción: consolidación del ejercicio de identificación y catalogación de la infraestructura crítica digital y establecer los planes de protección de esa infraestructura y

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 38

el fortalecimiento de las capacidades disuasivas del país en el ciberespacio y posicionamiento de Colombia en la región como referente en ciberdefensa.

- El Acuerdo 788 de 2015 aprobó la guía de ciberseguridad empleando como referencia *la normativa publicada por la NERC (North American Electric Reliability Corporation) y compuesta por los estándares CIP (Critical Infrastructure Protection), CIP-002 a CIP-009, de los cuales se extractaron aspectos aplicables al caso colombiano.*
- La Resolución 4 0072 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía definió la Ciberseguridad como las estrategias y acciones diseñadas para proteger la privacidad de los datos relacionados con el sistema de distribución de energía eléctrica, el sistema de medida, y la seguridad de las redes informáticas y de comunicaciones.
- El parágrafo 1 del artículo 17 de la Resolución CREG 038 de 2014 establece que el ASIC debe determinar las condiciones mínimas de seguridad e integridad para la transmisión de las lecturas desde los medidores hacia el Centro de Gestión de Medidas y entre este último y el ASIC deben ser definidas por el Consejo Nacional de Operación. Para lo anterior se debe considerar: los riesgos potenciales, la flexibilidad, escalabilidad, interoperabilidad, eficiencia y economía para el intercambio de los datos de las mediciones y el acceso a los diferentes sistemas de información.
- El parágrafo 2 del artículo 17 de la Resolución CREG 038 de 2014 establece que el ASIC debe implementar y mantener un sistema de gestión de la seguridad de la información para los procesos involucrados en la gestión de las mediciones reportadas por los representantes de las fronteras con base en la norma ISO/IEC 27001, fijando como plazo para la certificación mayo de 2016.
- El proyecto de actualización de la norma técnica colombiana NTC 6079:2014 *Requisitos para sistemas de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica*, propone requisitos mínimos en cuanto a seguridad; control de acceso, autenticación y autorización; integridad y confidencialidad; monitoreo y plan de alertas y de disponibilidad para la infraestructura de medición.
- La Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, está adelantando un estudio sobre la interoperabilidad, gobernanza de datos y ciberseguridad.

4.10 Interoperabilidad

La Resolución 4 0072 de 2018 definió el concepto de interoperabilidad como la capacidad de dos o más redes, sistemas, aplicaciones, dispositivos o componentes de los mismos o diferentes fabricantes, de intercambiar información y posteriormente utilizarla con el fin de realizar las funciones requeridas.

En general, ya se cuentan con diferentes estándares que permite la comunicación de los elementos de la solución, y que, en caso colombiano están siendo estudiados por la Unidad de Planeación Minero Energética. Adicionalmente, también se tienen algunas recomendaciones en el proyecto de actualización de la Norma Técnica Colombiana NTC 6079.

La propuesta de regulación debe considerar que una incorrecta especificación de la solución AMI puede llevar a costos mayores en largo plazo debido a restricciones por interoperabilidad de los componentes y frenar el despliegue de la infraestructura, así como no permitir la escalabilidad suficiente para un proceso que puede tomar hasta 10 años.

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha Última revisión: 14/11/2017	Página: 39

4.11 Ajustes a la regulación actual

Además del desarrollo regulatorio que se debe llevar a cabo para la implementación del esquema de medición avanzada, se identifica por parte de la Comisión la necesidad de llevar algunos ajustes en la regulación actual para la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica para transferir potenciales beneficios a los usuarios.

Dentro de los ajustes identificados se encuentran entre otras en las resoluciones CREG 225 de 1995, 108 de 1997, 070 y 131 de 1998, 156 de 2011, 180 de 2014, 038 de 2014, 015 y 030 de 2018, las cuales se enmarcan entre otros en los siguientes tres ejes conceptuales:

- i) adaptar y/o ajustar la regulación que hace referencia a temas en materia de medida en atención al concepto de medición avanzada;
- ii) la protección a los derechos de los usuarios;
- iii) la promoción de la competencia en la actividad de comercialización de energía eléctrica.

En relación con el primero de estos tres ejes conceptuales se encuentra necesario revisar:

- El Anexo la Resolución CREG 225 de la regulación relativa a los cargos asociados con la conexión del servicio público domiciliario de electricidad para usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional. En esta se deben revisar los aspectos relacionados y asociados con la conexión que tengan que ver con el equipo de medida y la asignación de costos.
- Resolución CREG 070 de 1998, Reglamento de Distribución. En esta se deben revisar los aspectos relacionados con la operación del sistema y las condiciones de conexión al sistema.
- Resolución CREG 156 de 2011. Por la cual se establece el Reglamento de Comercialización del servicio público de energía eléctrica, como parte del Reglamento de Operación
Este implica revisar disposiciones relacionadas con el acceso al sistema de medida para la obtención de la información, revisión de instalaciones, relaciones entre comercializadores, procedimiento de registro de fronteras, entre otros.
- Resolución CREG 157 de 2011. Por la cual se adoptan las normas sobre registro de fronteras comerciales y contratos, suministro y reporte de información, y liquidación de transacciones comerciales, en el Mercado de Energía Mayorista.
- Resolución CREG 038 de 2014 Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes.

En relación con el segundo eje conceptual se encuentra necesario revisar:

- Resolución CREG 108 de 1997. Por la cual se señalan criterios generales de protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red física, en relación con facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario, y se dictan otras disposiciones.

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 40

Este implica revisar ajustes integrales a la resolución con respecto a algunas definiciones en relación con medición, medidores y consumo facturable, así como a algunos artículos de los capítulos IV "Conexión del Servicio", V "Determinación del consumo facturable".

Así mismo, la Comisión evaluará incorporar ajustes en la regulación en materia de protección de los usuarios a efectos de que en las condiciones uniformes de los contratos se establezca de manera obligatoria la inclusión de cláusulas en relación con los requisitos y características técnicas que deben cumplir los equipos de medición y el sistema de medida.

- Resolución CREG 156 de 2011. Por la cual se establece el Reglamento de Comercialización del servicio público de energía eléctrica, como parte del Reglamento de Operación.

Esto implica revisar la regulación con temas asociados al cambio de comercializador por parte de los usuarios.

- Resolución CREG 157 de 2011. Por la cual se modifican las normas sobre el registro de fronteras comerciales y contratos de energía de largo plazo y se adoptan otras disposiciones.

Lo anterior, para revisar la compatibilidad de la propuesta con las normas sobre el registro de fronteras comerciales y la responsabilidad del manejo de los datos.

- Resolución CREG 030 de 2018. Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

En este punto se deben revisar las disposiciones previstas en el capítulo 3 relativas a las condiciones para la medición y sistemas de medición para Autogeneradores de Pequeña Escala. Esto es concordante con las revisiones que deben realizarse al Código de Medida de la Resolución CREG 038 de 2014.

- Resolución CREG 180 de 2014, "Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional".

Se debe revisar la procedencia de llevar a cabo algún ajuste dentro de la remuneración de la actividad de comercialización de energía en función de las medidas regulatorias que se lleguen a expedir en relación con la implementación de la medición avanzada.

- Resolución CREG 015 de 2018, Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.

En razón a la utilización de la información generada sobre la calidad del servicio recibida por el usuario, los posibles mecanismos de reconocimiento de costos y aclaraciones de posibles unidades constructivas requeridas.

En relación con el tercer eje conceptual se encuentra necesario revisar y expedir regulación adicional en materia de relaciones y obligaciones entre comercializadores de energía asociadas en con el acceso a los sistemas de medición, entre otros con:

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 41

- Resolución CREG 156 de 2011. Por la cual se establece el Reglamento de Comercialización del servicio público de energía eléctrica, como parte del Reglamento de Operación

Esto, con el fin de evitar la existencia de una posible posición de dominio que pueda generar abuso por parte de las empresas prestadoras que estén integradas como distribuidores y comercializadores, lo cual incluye reglas de acceso a la infraestructura de medición avanzada. Esto en concordancia con el esquema de costos y beneficios que se defina por parte de la regulación en relación con quien debe asumir el costo del equipo de medida y los demás elementos que hacen parte de la infraestructura de medición avanzada.

- Resolución CREG 131 de 1998. Por la cual se modifica la resolución CREG 199 de 1997 y se dicta disposiciones adicionales sobre el mercado competitivo de energía eléctrica.
- Resolución CREG 119 de 2007. Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

5. CONSULTA PÚBLICA

El ejercicio de consulta pública es uno de los más importantes en el desarrollo normativo dado que es, justamente, mediante la interacción con todos los grupos de interés, donde es posible una identificación completa del problema a resolver.

En esta fase se indaga sobre los detalles requeridos por el evaluador para llevar a cabo un análisis costo beneficio adecuado, se obtienen datos sobre las necesidades de todos los actores identificados y se conocen, de primera mano, los intereses directos de cada uno de los grupos involucrados, para establecer con mayor aproximación, el impacto de implantar una norma determinada.

Con base en lo descrito en la literatura sobre el adecuado proceso de consulta, se diseñó el esquema general, resultante de la identificación de todos los actores involucrados en el proceso de implantación de AMI en Colombia, como se puede apreciar en el Anexo No. 2.

A continuación se menciona, según cada grupo consultado hasta el momento, la información reunida o la expectativa de recopilar y su utilización en el análisis.

Operadores de Red

Mediante la circular CREG 034 de 2018 se solicitó a los operadores de red el suministro de información relacionada con las pérdidas de energía en cada mercado de comercialización.

Estos datos han sido tabulados y se utilizaran para determinar parte de los beneficios en los mercados donde la implantación de la AMI puede influir en el control de pérdidas de energía.

Comercializadores de energía eléctrica

Mediante la circular CREG 035 de 2018 se solicitó a los prestadores del servicio de energía eléctrica el suministro de información relacionada con las características de los equipos de

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha Última revisión: 14/11/2017	Página: 42

medida tales como: tipo de medidor, año de fabricación y, en general, aspectos técnicos asociados con los registradores actualmente instalados.

También se solicitó información asociada con el número de revisiones a los equipos de medida y el número de conexiones y desconexiones anuales del servicio, así como datos sobre el perfil de personal que realiza actualmente lectura y revisiones, con el fin de cuantificar posibles ahorros en estas operaciones al efectuarlas de manera remota.

Estos datos fueron tabulados y se utilizaron, entre otros, para conocer la antigüedad de los medidores por edades, así como la tecnología utilizada, tal como se ha mencionado anteriormente.

Prestadores del servicio con proyectos piloto

Conociendo que, con base en la normatividad vigente, algunas empresas han emprendido proyectos piloto de instalación de soluciones de medida avanzada, se consultó con las empresas del sector que han adelantado proyectos piloto con el fin de conocer sus experiencias y recopilar información de aplicación de tecnologías y problemas enfrentados hasta el momento.

Las empresas consultadas fueron: Compañía Energética de Occidente S.A. E.S.P., Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. E.S.P., Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., Empresas Públicas de Medellín E.S.P., Codensa S.A. E.S.P. y Electricaribe S.A. E.S.P.

También se obtuvieron datos asociados con costos y beneficios de varios de los programas piloto y los objetivos perseguidos en cada caso, así como características de priorización de la instalación de equipos utilizada para establecer los usuarios a quienes se les instaló el sistema.

Se incluye en este grupo a XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. quienes, si bien no cuentan con pilotos de soluciones AMI como tal, compartieron su visión respecto del tema de ciberseguridad.

Proveedores de soluciones integrales de medida inteligente

Se desarrollaron reuniones diez (10) proveedores de soluciones tecnológicas (equipos de medida, software y en general, soluciones integrales) lo que ha permitido conocer la variedad de soluciones disponibles y los aplicables según distintas necesidades y detalles para la formación de la propuesta regulatoria.

Los proveedores con quienes se adelantaron reuniones son: Siemens, Itron, Imsys, Hexing, Honeywell, Imcomelec, Sagemcom, Landis&Gyr, Indra e Inpel.

Entidades relacionadas

Se han efectuado acercamientos con personal de la Unidad de Planeación Minero Energética quienes han compartido la información y estudios adelantados en torno al tema, así como los resultados de talleres realizados con prestadores del servicio y los proveedores de soluciones AMI para conocer detalles de su aplicación.

También se han realizado reuniones con personal de la Superintendencia de Industria y Comercio dada la competencia en metrología legal y buscando la complementariedad entre las normas

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 43

asociadas con la medición de energía eléctrica desde el enfoque y según las funciones legales de cada entidad.

Por último, se realizó una reunión con el grupo AMI de ICONTEC, donde convergen prestadores del servicio y proveedores de soluciones, quienes compartieron sus avances en el desarrollo de la norma técnica AMI NTC 6079 y sus apreciaciones sobre el desarrollo de la normatividad relacionada en el país.

Consultas por desarrollar

Es necesario realizar reuniones con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios con el fin de revisar lo relativo a las reclamaciones del servicio con objeto de revisión de medidores y los procedimientos relacionados con el tema.

También se requiere efectuar consultas con el Ministerio de Tecnologías de la Información y Comunicaciones, la Comisión de Regulación de Comunicaciones y la Agencia Nacional del Espectro para determinar lo relativo a la asignación del espectro radioeléctrico requerido para la comunicación de equipos, la evolución de costos de las distintas soluciones de telecomunicaciones y la actualización de la normatividad de compartición de infraestructura eléctrica para servicios de telecomunicaciones para incluir la posible interacción entre los costos de comunicaciones y los de uso de la infraestructura.

Entendiendo la importancia de la consulta con los usuarios, se preparará un proyecto de resolución para ser publicado, junto con su respectivo documento soporte, con el fin de que la ciudadanía conozca, analice e intervenga en el proceso de elaboración de la metodología definitiva, enviando sus observaciones y aportes a la norma consultada.

6. CONCLUSIONES

Las conclusiones preliminares resultantes de los análisis realizados hasta el momento, las reuniones adelantadas y las consultas realizadas son:

- La implantación del AMI es una herramienta con potencial para mejorar la prestación del servicio a los usuarios, disminuir pérdidas de energía, flexibilizar condiciones de facturación en el caso de los medidores prepago y disminuir costos.
- La implementación de AMI puede viabilizar la penetración de formas de prestación del servicio distintas a las tradicionales (generación distribuida o autogeneración, micro redes, etc). Mientras se definen las características de la AMI, existe el riesgo de que los equipos que se instalen con anterioridad no cumplan con lo requerido y deban ser reemplazados.
- AMI puede conllevar a incrementar los niveles de competencia en el mercado a través de reducciones en los costos del servicio (y en los costos de transacción asociados al cambio de prestador) y un aumento de la calidad del servicio.
- Todos los beneficios deben ser debidamente identificados y cuantificados para que los costos de la solución sean correctamente asignados de manera proporcional.

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG No.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 44

- Se debe ajustar la regulación existente para que la implementación de la AMI sea coherente y armoniosa con la estructura normativa de la prestación del servicio.
- Las soluciones de AMI deben ser ajustadas a las necesidades de cada sistema, según sus características particulares.
- Existen retos importantes sobre el manejo adecuado de la información y sobre las condiciones necesarias para que la implantación del AMI se realice en condiciones que no limiten la interoperabilidad entre los distintos componentes de los sistemas y la oferta y demanda de bienes y servicios relacionados, es decir, evitando soluciones cerradas.
- Es necesario garantizar los derechos de los usuarios en la prestación del servicio, incluidos los relacionados con la propiedad de los medidores, armonizándolos con los requerimientos de la implantación masiva de medidores como parte de la AMI establecidos por el Ministerio de Minas y Energía.
- Los despliegues realizados en el mundo han considerado períodos de 10 años en promedio, donde se han requerido períodos de entre 1,5 y 2 años para emitir la reglamentación requerida, además considerando tiempos adecuados para las consultas públicas en el proceso, en concordancia con las recomendaciones regulatorias de la OCDE.
- El proceso de reemplazo de equipos de medida y, en general, de la integración de la AMI como parte de las actividades de la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica, requerirá un período de transición adecuado en el que se divulgue ampliamente el proyecto a los usuarios del servicio, se consolide la nueva cultura al interior de los prestadores del servicio y se minimicen los posibles traumatismos que se causen en la operación simultánea de los sistemas existentes.

INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	CREG N°.077-18	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 45