



Ingeniería y Desarrollo

ISSN: 0122-3461

ISSN: 2145-9371

Fundación Universidad del Norte

Téllez Gutiérrez, Sandra Milena; Rosero García, Javier; Céspedes Gandarillas, Renato
Sistemas de medición avanzada en Colombia: beneficios, retos y oportunidades
Ingeniería y Desarrollo, vol. 36, núm. 2, 2018, Julio-Diciembre, pp. 469-488
Fundación Universidad del Norte

DOI: <https://doi.org/10.14482/inde.36.2.10711>

Disponible en: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=85259689012>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org

UDEM redalyc.org

Sistema de Información Científica Redalyc
Red de Revistas Científicas de América Latina y el Caribe, España y Portugal
Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso
abierto

Sistemas de medición avanzada en Colombia: beneficios, retos y oportunidades

Advanced metering infrastructure in Colombia: benefits, challenges and opportunities

Sandra Milena Téllez Gutiérrez*

Javier Rosero García**

Universidad Nacional de Colombia (Colombia)

Renato Céspedes Gandarillas***

CEO in RConsulting Group

* Universidad Nacional de Colombia – Bogotá, Colombia – Facultad de Ingeniería – Departamento de Ing. Eléctrica y Electrónica - Grupo de Investigación Electrical Machines & Drives (EM&D), Candidata a Doctorado, Magister en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Nacional de Colombia. smtellezg@unal.edu.co

** Universidad Nacional de Colombia – Bogotá, Colombia – Facultad de Ingeniería – Departamento de Ing. Eléctrica y Electrónica - Grupo de Investigación Electrical Machines & Drives (EM&D), Profesor Asociado y Director Grupo de Investigación EM&D, Ph.D en Ingeniería Electrónica de la Universidad Politécnica de Cataluña. jarosero@unal.edu.co

*** Ph.D en Ingeniería Eléctrica del Instituto Politécnico Nacional de Grenoble, Francia. renato.cespedes@rcgsas.com,

Correspondencia: Javier Rosero García, Universidad Nacional de Colombia: Carrera 30 # 45-03 Edificio 453 Oficina 208, Teléfono: 57 316 5000 ext. 14085 Bogotá, Colombia.

Origen de Subvenciones: Colciencias (Convocatoria No. 617).

Resumen

Los medidores inteligentes de energía, junto con su infraestructura de comunicaciones, potencia y control, constituyen un sistema asociado a redes eléctricas de interés a nivel mundial. La implementación masiva de estas tecnologías requiere no solo del manejo conceptual correspondiente, sino también de la formulación de políticas y marcos regulatorios, el análisis de los beneficios que conllevan y las barreras que se presentan para su uso.

En este artículo se presenta un esquema que integra a los actores, procesos y funcionalidades asociados a sistemas de medición avanzada mediante una infraestructura de *hardware* y *software* apropiada. Se comparan casos de éxito de uso masivo de medidores inteligentes, se analizan los beneficios y barreras para plantear escenarios futuros posibles en Colombia y presentar algunos casos de uso aplicables.

Palabras Claves: Funcionalidades, Mapa de Ruta, Marco regulatorio, Medición Inteligente, Sistema de Medición Avanzada (AMI)

Abstract

Smart meters including communications, power and control infrastructure required for optimum operation are one of the world's most important topics in smart grids. The massification of these technologies requires theoretics knowledge and also the formulation of policies and regulatory frameworks, analysis of associated benefits and the barriers that arise for their implementation.

This paper presents a scheme that integrates the stakeholders, processes and functionalities associated with advanced metering infrastructure through an appropriate hardware and software systems. Successful use cases of smart meters are compared, the benefits and barriers to possible future scenarios in Colombia are analyzed and some applicable use cases are presented.

Keywords: Advanced Measurement Infrastructure (AMI), Functionalities, Roadmap, Regulatory framework, Smart Metering

Fecha de recepción: 17 de enero de 2018
Fecha de aceptación: 24 de abril de 2018

INTRODUCCIÓN

Las redes eléctricas tradicionales están en proceso de evolución gradual gracias a la vinculación de nuevas tecnologías, convirtiéndose en *Smart Grids*. Así, la cadena de la energía eléctrica obtiene valores agregados al originarse nuevos mercados y servicios para solucionar las necesidades actuales de los sistemas [1], [2]. Un elemento clave dentro de esta transformación es el medidor inteligente, que permite articular la relación entre el sistema eléctrico y el consumidor final de energía y también determina el tipo de relación comercial y técnica entre los agentes involucrados [3], [4]. Una infraestructura de medición inteligente (*Advanced Metering Infrastructure* - AMI) puede definirse como la integración de varias tecnologías que crean una conexión inteligente entre los operadores del sistema y los consumidores, para brindar a estos últimos la información que necesitan para tomar decisiones que redunden en mayores beneficios [5].

Los proyectos e iniciativas asociados a sistemas AMI son centro de atención del sector eléctrico a nivel mundial, especialmente en países desarrollados en los que existen casos de éxito relacionados con la implantación de estas tecnologías. En Colombia, se están desarrollando pilotos que involucran medidores inteligentes; algunas empresas distribuidoras y comercializadoras de energía han realizado despliegues iniciales con diferentes niveles de desarrollo en ciudades como Bogotá, Medellín y Cali [6]; sin embargo, son proyectos aislados que no se encuentran enmarcados dentro de lineamientos de orden nacional. También se cuenta con un mapa de ruta [7] que define fases de implementación graduales para los sistemas AMIS en Colombia al año 2030, y con las primeras iniciativas regulatorias con un proyecto de decreto para establecer políticas públicas que incentiven la autogeneración a pequeña escala, la gestión de la demanda y la medición inteligente [8]. Aún falta especificar muchas piezas del rompecabezas que permitan implementar sistemas AMIS en Colombia.

Con el propósito de aportar a la construcción de un panorama global en Colombia, este artículo presenta un marco conceptual general asociado a los sistemas AMI y una revisión de experiencias relevantes internacionales. A partir de esto, se establecen las funcionalidades prioritarias para los sistemas de medición en Colombia y los beneficios asociados a su uso para todos los actores del sistema. También se presenta al panorama actual de Colombia

frente a esta tecnología y algunos futuros escenarios de masificación de uso de medidores inteligentes. Se analizan las barreras existentes para la obtención de los futuros planteados y se proponen lineamientos generales para la solución de estos obstáculos. Finalmente se plantean algunos casos de uso de la tecnología AMI, asociados a la generación de nuevos mercados.

ESTADO ACTUAL SISTEMAS AMI

Infraestructura de medición inteligente: Marco conceptual

Un sistema AMI integra elementos de *hardware* y de *software* para conformar, con base en un medidor inteligente, una infraestructura de comunicaciones integrada que permite intercambios bidireccionales de información y de registros en tiempo real [9], [10]. Todos los elementos del sistema interactúan entre sí de forma fiable, flexible y eficiente para permitir interacciones entre el usuario final y la empresa comercializadora [11]. Los sistemas AMI están conformados por cuatro elementos básicos: 1) Medidor inteligente, 2) Concentrador de datos, 3) Red de comunicaciones y 4) Sistema de gestión de la información. El medidor cuenta con funcionalidades que le permiten recolectar y transmitir los datos de consumo hacia los agentes involucrados. La infraestructura de comunicaciones permite transmitir la información para que un sistema de gestión la analice y tome decisiones con respecto a los datos observados; también es el encargado de procesar, almacenar y distribuir la información entre los agentes. La Figura 1 muestra este esquema general.

Medidores inteligentes

En la parte inferior de la infraestructura se encuentran los medidores inteligentes, que pueden estar instalados directamente en el domicilio del usuario o en un lugar externo a través de una medición centralizada. En este último caso la información de la medida se le suministra al usuario a través de un *display* ubicado en su domicilio.

Infraestructura de comunicación

La transmisión de la información desde el medidor hacia el sistema de gestión se puede realizar por dos vías diferentes: 1) De forma directa desde el medidor hasta el centro de gestión y 2) A través de un concentrador de datos que recibe la información de un grupo de medidores y la transmite al

centro de gestión. En ambos casos, se utilizan medios de comunicación tanto cableados como inalámbricos. La infraestructura de comunicaciones también incluye las herramientas, recursos y métodos necesarios para garantizar la *ciberseguridad* de la información en el sistema

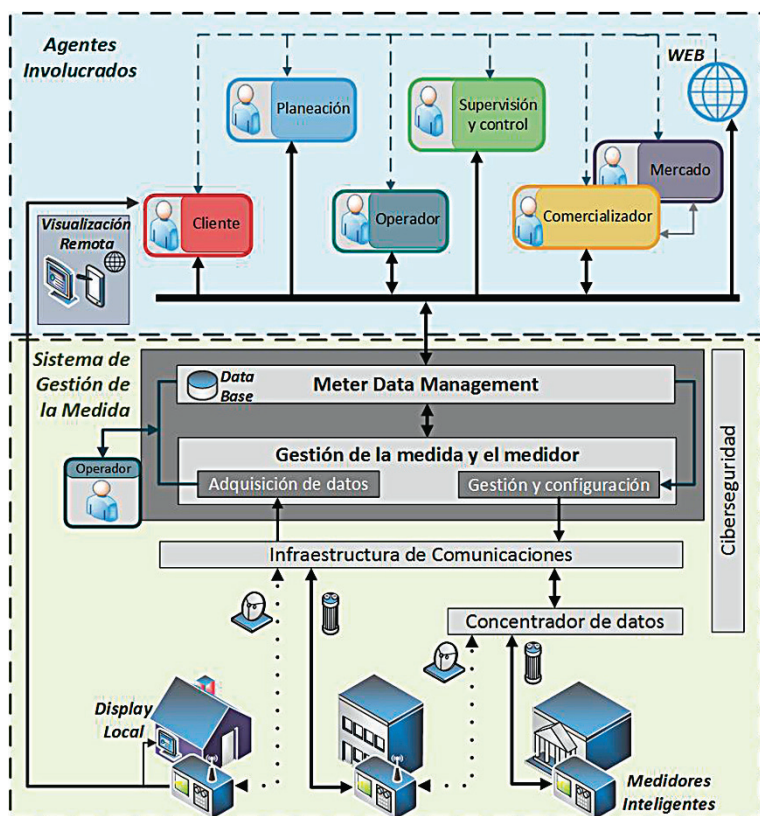


Figura 1. Esquema general sistema AMI.

Sistema de gestión de la medida

Está conformado por dos bloques generales: 1) Gestión de la medida - medidor, el cual se encarga de la recepción y transmisión de datos desde y hacia el equipo y 2) *Meter Data Management* (MDM), que cumple las funciones de almacenamiento y procesamiento de información. El lazo interno dentro del Sistema de Gestión de la Medida representa los datos relacionados con la operación y que circulan permanentemente en la infraestructura de comunicaciones.

Experiencias internacionales AMI

En los últimos años, a nivel mundial se han liderado implementado sistemas AMIS con diversos objetivos [12]. Algunas experiencias enfatizan en la definición de marcos regulatorios que apoyan la implementación masiva de medidores inteligentes: Australia [13], España [14], [15], Francia [16], Italia [17], y Estados Unidos [18]. También iniciativas conjuntas, como la de la Unión Europea de sustitución de medidores, que incluyen medidas legislativas para armonizar el mercado energético [19], [20]. Algunos casos destacados son:

- Programa Linky (Francia): Espera implementar 35 millones de medidores inteligentes, de potencia menor a 36 kVA, al año 2021. Este reemplazo no tendrá costo para el usuario [21].
- Proyecto Star (España): Adelantado por *Iberdola*, espera sustituir más de 10 millones de medidores al año 2018 e implementar un sistema de telegestión y automatización de la red. Comprende medidores de potencia asignada hasta de 15 kVA [22].
- Proyecto Telegestore (Italia): Inició en el año 1999 y sustituyó en su primera fase 32 millones de medidores. En el año 2016 se inició la segunda fase, que tiene como objetivo la instalación de 21 millones de medidores inteligentes de segunda generación [23].
- Proyecto Center Point (Houston): Desarrollado por *Center Point Energy Houston Electric* (CEHE), pretende integrar las tecnologías necesarias para transformar la manera en la que la energía se compra, se entrega y se utiliza por parte de los consumidores finales, los proveedores minoristas de electricidad y las compañías eléctricas [24].
- Proyecto Eletropaulo Digital (Brasil): Adelantado por la compañía AES Brasil, para el año 2017 pretende la instalación de 62000 medidores inteligentes, de los cuales 2100 estarán destinados a la normalización de comunidades de bajos recursos [25].

METODOLOGÍA

Con el propósito de establecer un panorama general de los sistemas de medición inteligente en Colombia, se partió de los conceptos básicos presentados en el numeral anterior. Se escogieron los principales casos de

éxito internacionales; el criterio para hacer la selección de casos fue incluir aquellos proyectos de amplia cobertura de implementación. Se hizo una revisión analítica de las experiencias para con base en ellas presentar las funcionalidades que se espera cumplan los medidores en Colombia, los agentes involucrados y los procesos que se implementarán. Se tuvo en cuenta el contexto nacional para determinar los beneficios asociados a la implementación de sistemas AMI, los escenarios futuros y las barreras que se presentan para alcanzarlos.

DISCUSION: FUTUROS ESCENARIOS EN COLOMBIA

A futuro, la situación del país referente a los sistemas AMI estará determinada por las funciones que cumplan los sistemas AMI, las relaciones entre los agentes y los procesos involucrados.

Funcionalidades de los medidores

Pueden definirse como un paquete de características que aseguran la operación del esquema AMI. En la Figura 2, estas funcionalidades están definidas para cada agente y representadas en rectángulos azules. La lista completa se muestra en la Tabla 1:

Tabla 1. Funcionalidades para el medidor inteligente, adaptada de [26]

Soportadas	USU	Acceso del usuario a la información del medidor	Inherentes	ALM	Almacenamiento de datos en el medidor
	LRM	Lectura remota del medidor		COB	Comunicación bidireccional por diferentes medios
	TAR	Soportar esquemas de tarificación avanzada		SEG	Soportar comunicaciones de datos seguras
	CDL	Conexión / Desconexión. Limitación remota de potencia		SIN	Sincronización de tiempos del medidor y el sistema de gestión
	FRA	Prevención y detección de fraudes		A&C	Actualización y configuración remota del medidor
	GD	Soportar la importación y exportación de energía			
	CAL	Proporcionar medidas de calidad de potencia			
	PRE	Soportar la implementación de modo prepago			
	HAN	Integración de redes de automatización del hogar (HAN)			

Las funcionalidades se dividen en dos categorías:

- **Inherentes al medidor:** Permiten la operación del medidor sin suministrar información a los agentes externos. Pueden considerarse como características propias del medidor que éste debe tener y que debe garantizar el fabricante

- Soportadas por el medidor: Son las encargadas de suministrar a los agentes la información requerida para aprovechar los beneficios de esta tecnología. Cada funcionalidad soportada se asigna a un operador, según corresponda. Por ejemplo: USU al cliente, LRM al operador, TAR al comercializador, CDL al operador y al comercializador.

Se espera que el sistema AMI cumpla con otras funcionalidades como: detección de manipulación de los contadores y aviso a la compañía, alerta de consumo anormal de energía, medida de generación distribuida y gestión activa de cargas [27].

Agentes y procesos involucrados

Los sistemas AMI permiten que el suministro y comercialización de energía articule diferentes agentes; así puede optimizarse la atención al cliente, que puede considerarse como objetivo principal del sistema AMI. La Figura 2 presenta un esquema que detalla a los agentes y procesos involucrados. Se incluyen el operador, encargado del manejo y funcionamiento de la red y el comercializador que se encarga del proceso de compra y venta de energía al cliente. Para esto, debe estar en permanente interacción con el mercado energético y así dar señales de precios al cliente. También informar al mercado de las condiciones del negocio.

Otros agentes involucrados son los encargados de la planeación, supervisión y control del sistema de distribución, que toman información del sistema AMI como insumo de sus propios sistemas de gestión para el desempeño de sus roles.

En la Figura 2 se incluyen los principales procesos asociados a cada agente, agrupados en columnas de colores. Cada bloque gris representa un proceso complejo que se relaciona con otros realizados por el mismo agente, o que articula con procesos de otros agentes. Por ejemplo, el cliente puede hacer un reporte de fallas en el suministro (columna roja) dirigido al comercializador, quien por estar encargado de la operación de la red debe gestionar la solución a esta situación. Puede utilizar procesos relacionados con la gestión automatizada de la distribución (*Automatic Distribution Management System* - ADMS) o el sistema de gestión de fallas del suministro (*Outage Management System* - OMS); todos ubicados en la columna azul. La información entre

estos procesos fluye de manera bidireccional ya que el operador también debe estar en capacidad de comunicarse con el cliente en caso de que se presenten fallas. Hay procesos que están a cargo de dos agentes; este es el caso de atención al cliente o de prevención y detección del fraude, en los que participan el operador y el comercializador.

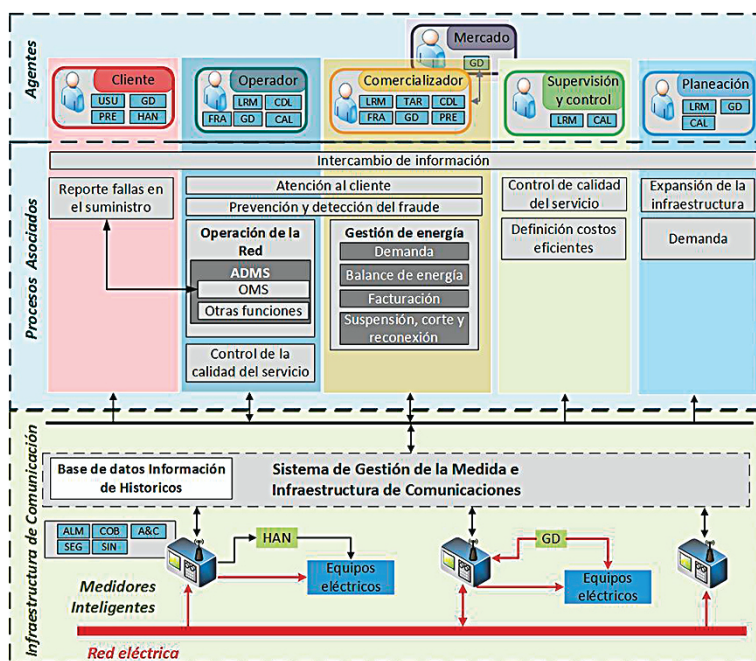


Figura 2. Agentes y procesos involucrados en sistema AMI

La infraestructura de comunicaciones, representada en la parte inferior de la Figura 2, junto con el sistema de gestión de la medida da el soporte necesario para el flujo bidireccional (flechas de doble sentido) entre agentes y medidor. En este esquema, los únicos agentes en capacidad de suministrar datos al medidor son el operador y el comercializador. Los demás agentes solamente reciben información proveniente de los medidores. El cliente puede disponer de sistemas de comunicación tipo *Home Area Network* – HAN hacia el interior de su predio, para manejar sus equipos eléctricos.

Beneficios

Los sistemas AMI habilitan escenarios para nuevos mercados energéticos que redundan en beneficios para todos los actores del sistema eléctrico:

Usuarios finales

El consumidor deja de ser pasivo para decidir activamente sobre su consumo y también como productor de energía; el término *prosumidor* [28] se refiere a esta particularidad. El sistema AMI habilita la oferta al mercado excedentes de energía generadas localmente mediante fuentes de generación distribuida. El cliente puede disponer de diversos canales de interacción con el comercializador, con disponibilidad 24 horas/7 días durante todo el año. Los medidores inteligentes pueden interactuar con otras tecnologías, por ejemplo *Home Display*, que le permitan visualizar específicamente sus consumos y tomar decisiones óptimas frente a las señales de precio [29].

Operadores de red

La lectura automatizada de los medidores de energía reduce costos y recursos. La disponibilidad en tiempo real de información de la red de distribución minimiza el tiempo de detección de fallas; también posibilita el monitoreo *online* de la calidad de la energía. La inclusión de generación distribuida disminuye el flujo de potencia total en las redes de distribución, las pérdidas del sistema y el costo de los activos. La creación de islas y microrredes aumenta la confiabilidad del sistema. La información del sistema AMI permite hacer predicciones de carga de corto plazo del sistema de distribución para garantizar la continuidad del servicio. También se habilitan programas de gestión de la demanda; esto disminuye el nivel de cargabilidad de los transformadores, mejora la regulación de tensión en las colas de los circuitos, disminuye la restricción de transmisión de energía y libera capacidad del sistema, entre otros beneficios.

Comercializadores de energía

El nuevo proceso de facturación reduce los errores de lectura de medición y los recursos requeridos para su ejecución. Mediante la gestión de históricos de consumo se pueden detectar anomalías y realizar mapas de fraudes de la red. También se pueden ofrecer servicios específicos sectorizados según

el tipo de usuario final. La infraestructura AMI habilita mercados como la inclusión de vehículos eléctricos y la comercialización de energía prepago, ampliando la cobertura del servicio.

Al disponer de la información del sistema AMI, el comercializador puede implementar un sistema de tarifas que no tenga en cuenta solo la potencia eléctrica sino también la energía; esto representa ingresos por la energía consumida y por la contratada en el mercado minorista. También se puede modificar la inelasticidad de la demanda [30] y habilitar el rol de *Agregador*, que se encarga de agrupar múltiples usuarios para presentarlos al sistema de distribución como una sola entidad. Así, se ofrecen servicios que articulen el mercado mayorista y minorista de energía eléctrica [31].

Sociedad y Medio Ambiente

El aumento de la eficiencia energética del sistema eléctrico tiene impactos positivos en el medio ambiente al reducir las emisiones de CO₂ de plantas térmicas, y dando participación a fuentes de energía renovables. La apropiación y uso de nuevas tecnologías promueve la necesidad de recurso humano capacitado; también eleva el nivel educativo y tecnológico de la sociedad.

Escenarios futuros

Para dar cumplimiento a los objetivos energéticos definidos en el Ideario Energético de la UPME [32] y teniendo en cuenta los ejes estratégicos de la iniciativa Colombia Inteligente [33], el grupo técnico del proyecto BID formuló un mapa de ruta para tecnologías de *Smart Grids* al año 2030, en el que se incluyen los sistemas AMI. De acuerdo con esto, se plantearon 3 fases de implementación, cada una de 5 años de duración, iniciando en el año 2015. Para cada fase se definen metas de cobertura y funcionalidades esperadas. Esto puede verse en la Figura 3.

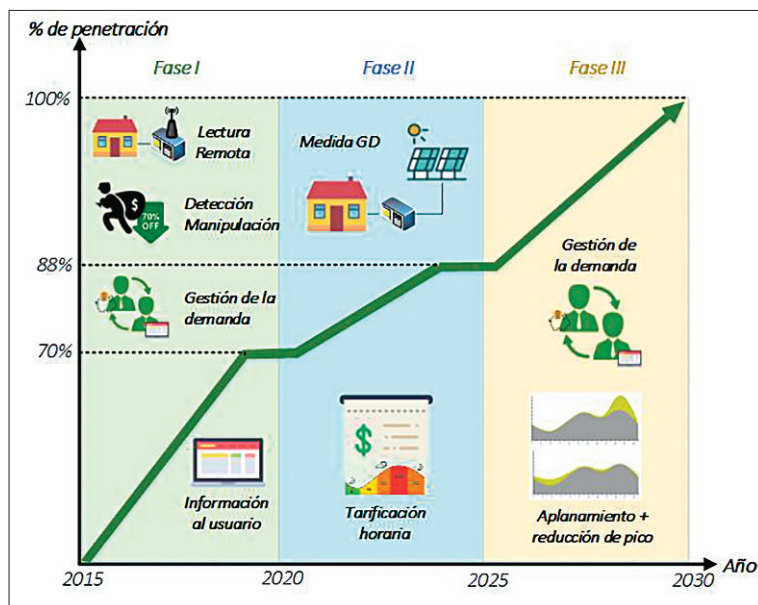


Figura 3. Escenarios futuros Visión 2030

Para la fase I se proponen las funcionalidades de lectura remota, detección de manipulación y fraude, acceso del usuario a la información del medidor, limitación de la potencia y gestión de la demanda para usuarios comerciales e industriales. En la fase II, entre los años 2020 y 2025 se espera que los sistemas AMI puedan manejar tarificación horaria y estén en capacidad de medir la energía proveniente de generación distribuida. Para la fase III se debe hacer gestión de la demanda en usuarios residenciales y se espera un aplanamiento de la curva de carga diaria.

Para dar cumplimiento a los escenarios futuros, los sistemas AMI deben contar con funcionalidades mínimas que se determinaron teniendo en cuenta tres criterios: 1) Las funcionalidades implementadas en los casos de éxito internacionales, 2) La progresión de funcionalidades planteada en el mapa de ruta para Colombia y 3) Las experiencias de los proyectos pilotos a nivel nacional. Las funcionalidades que tienen mayor probabilidad de ocurrencia dentro del contexto nacional y que deben considerarse son: COB, SEG, USU, LRM, TAR, CDL, FRA, GD, PRE.

Barreras de implementación

Es necesario confrontar los siguientes aspectos para cambiar el paradigma energético actual:

- **Barreras regulatorias:** no existe un marco regulatorio ni una normatividad completa que legisle la participación de los actores asociados. El marco regulatorio debe cambiar para: 1) Reconocer la totalidad de las inversiones del sistema AMI y definir plazos de recuperación de inversión adecuados, 2) Adecuar la metodología de consideración de costos de inversión y 3) Posibilitar el desarrollo de nuevos negocios [34].
- **Tarifas diferenciadas:** Es necesario que los usuarios no regulados cuenten con tarifas horarias para que modifiquen su consumo de acuerdo a las señales de precio y con esquemas de incentivos en los que el comercializador pueda ofrecer al cliente un incentivo adicional por desconectar su carga bajo condiciones pactadas previamente.
- **Percepción del usuario final:** De acuerdo a las lecciones aprendidas por otros países como Brasil, el cliente puede tener una mala percepción frente al cambio. Para hacer frente a esta situación es conveniente realizar campañas de sensibilización y divulgación que propendan por un cambio que facilite la entrada y uso apropiado de medidores inteligentes.
- **Modelos de negocio:** Los lineamientos bajo los cuales se realizan actualmente los procesos de comercialización de energía no facilitan el ingreso de nuevas tecnologías. Se requieren estrategias para desacoplar los ingresos de las empresas distribuidoras y comercializadoras de la energía vendida. La tarifa debe reflejar los activos de la empresa [35].

Propuestas de casos de uso

Una vez logradas las condiciones necesarias para la implementación de proyectos AMI, es posible plantear modelos de negocio innovadores con apropiación tecnológica. Algunas propuestas son:

Quioscos prepago portátiles

Utilizando la tecnología *Power Line Comunnication* (PLC), que emplea la red de distribución eléctrica para transmitir señales de radio, pueden operar

quioscos prepago portátiles. Estos contarían con suministro de energía eléctrica a través de un medidor inteligente con sistema prepago, red de datos, acceso a internet, televisión y comunicaciones. La ventaja de este sistema es que utiliza el mismo canal para la transmisión de todas las señales, reduciendo así costos de infraestructura de comunicaciones. Los quioscos pueden ser usados como espacios de comercio móviles en los que se usen Tecnologías de Información y Comunicación (TIC): circuitos cerrados de televisión para vigilancia, uso de datafonos inalámbricos para el pago de productos y servicios, vinculación de tarjetas *Radio Frequency Identification* (RFID) para aplicar encuestas al cliente, telefonía vía internet, televisión satelital, entre otros. La Figura 4a representa estos quioscos.

Soluciones rurales

Permite brindar al usuario, además de energía eléctrica, otros servicios como Internet, Televisión por suscripción y telefonía, como se representa en la Figura 4b.

Habilitación de nuevos usuarios residenciales

Los comercializadores pueden ofrecer la prestación del servicio de energía eléctrica mediante la venta anticipada de kilovatios/hora al usuario. Los clientes potenciales para este mercado son los ubicados dentro de las zonas de cobertura que en la actualidad no están conectados al sistema debido principalmente a su baja disponibilidad de recursos económicos y a su situación de marginalidad. Este caso de uso se representa en la Figura 5a.

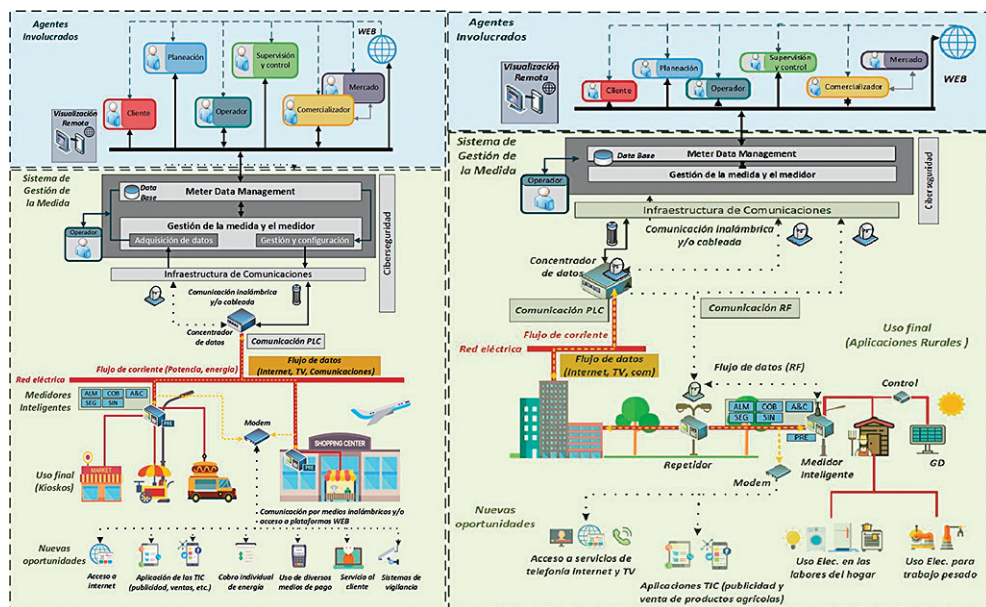


Figura 4. a) Quioscos Prepago Portátiles y b) Soluciones Rurales

Aplicaciones Home Display

Adicional al medidor inteligente, los usuarios residenciales pueden hacer uso de aplicaciones y equipos con tecnología *Home Display*, para visualizar y controlar en tiempo real el consumo energético de los equipos y elementos ubicados dentro del hogar. La visualización se realiza a través de una pantalla que se ubica cerca del medidor y permite la comunicación entre estos elementos. Así, el cliente puede conocer en todo momento la energía que está consumiendo, su costo asociado y la cantidad de CO₂ que está produciendo. Este dispositivo se puede comunicar con los elementos y equipos que consumen energía dentro de la vivienda para que el usuario pueda controlar su uso gestionando sus consumos, tanto en intensidad como en tiempo de uso. Este esquema se representa en la Figura 5b.

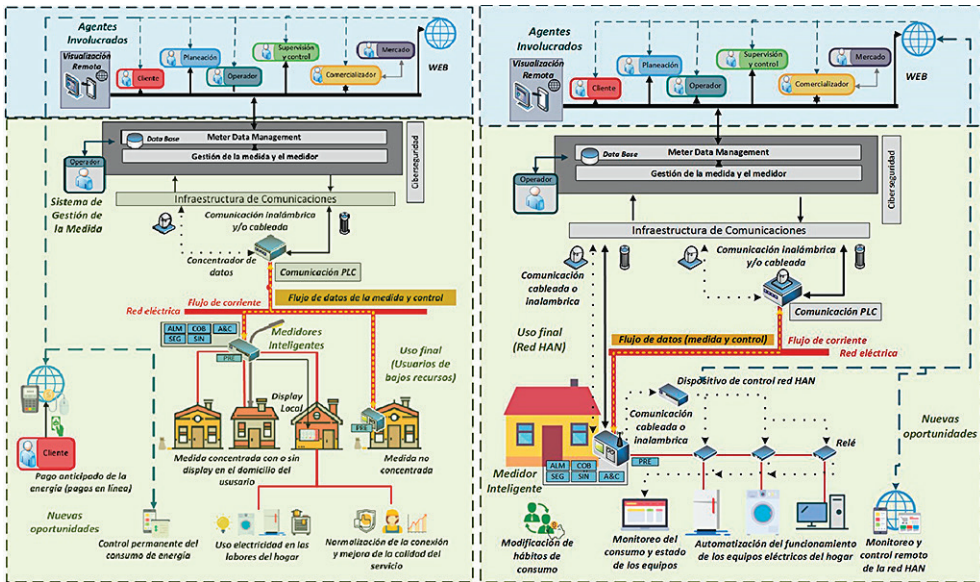


Figura 5. a) Habilitación de nuevos usuarios y b) Aplicaciones Home Display

CONCLUSIONES

Los sistemas AMI cuentan con una infraestructura constituida por elementos de software y hardware que dan una nueva visión de los procesos de distribución y comercialización de energía eléctrica. Así mismo, abren un nuevo panorama de diseño, operación y planeación de la red.

El uso masivo de medidores inteligentes permite que todos los agentes involucrados obtengan beneficios en la ejecución de sus roles, y que el cliente participe activamente en la cadena de valor de la energía eléctrica generando así nuevos mercados y posibilidades de negocio.

Para garantizar el éxito de los programas de implantación masiva de sistemas AMI, es necesario contar con políticas de orden nacional que direccionen dichas iniciativas y un marco normativo y regulatorio que promueva la inversión en estas tecnologías. También es fundamental la definición de las funcionalidades asociadas a los medidores, de acuerdo al contexto local de uso final.

Tomando como referencia las principales iniciativas de sistemas AMI a nivel mundial, se evidencia la necesidad de dar más peso a funcionalidades

asociadas a la seguridad de la información y la sincronización entre los diferentes subsistemas.

Para alcanzar el escenario de desarrollo de sistemas AMI planteado para el año 2030 en Colombia, todas las funcionalidades estudiadas para el medidor aportan al logro de objetivos. Sin embargo, existen unas funcionalidades prioritarias sin las que no se lograrían los resultados esperados al final de las tres fases de desarrollo.

Es necesario implementar estrategias articuladas que permitan superar las barreras regulatorias, técnicas y de mercado asociadas a la implementación de medidores inteligentes.

El uso de nuevas tecnologías permite dar solución a problemas específicos relacionados con el consumo de energía, de acuerdo al contexto local de cada tipo de usuario final. El panorama nacional presenta oportunidades de negocio, apertura de mercados energéticos y aplicaciones innovadoras que pueden aplicarse en diferentes tipos de usuarios finales.

REFERENCIAS

- [1] P. Palensky and D. Dietrich, "Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads," *IEEE Transaction on Industrial Informatics*, vol. 7, no. 3, pp. 381–388, 2011. doi=10.1.1.471.5889
- [2] L. Gelazanskas and K. A. A. Gamage, "Demand side management in smart grid: A review and proposals for future direction," *Sustainable Cities and Society*, vol. 11, pp. 22–30, Feb. 2014. doi = "10.1016/j.scs.2013.11.001
- [3] United States Department of Energy, "Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for achieving them". Washington, 2006.
- [4] IEA DSM, *IEA DSM Task 25: Business models for a more effective market uptake of EE energy services for SMEs and communities*, 2014. [online]. Disponible en: <http://www.ieadsm.org/task/task-25-business-models-for-a-more-effective-uptake/>
- [5] National Energy Technology Laboratory and DOE- Delivery and Energy Reliability, *Advanced metering infrastructure*, 2009. [online]. Disponible en: https://www.smartgrid.gov/document/netl_modern_grid_strategy_powering_our_21st_century_economy_advanced_metering_infrastructur

- [6] SGI&C - FNCER, *Redes Inteligentes en Colombia*, 2016. [Online]. Disponible en: <http://www.upme.gov.co:81/sgic/?q=content/redes-inteligentes-en-colombia>
- [7] Grupo Técnico Proyecto BID, "Smart Grids Colombia Vision 2030 Parte II - Mapa de Ruta: Construcción y Resultados (Componente I)," Bogotá-Colombia, 2016.
- [8] Ministerio de Minas Y Energía, "Proyecto de Decreto: Por el cual se establecen lineamientos de política pública para incentivar la autogeneración a pequeña escala, la gestión de la demanda de energía eléctrica y la medición inteligente." Bogotá, 2016.[online].Disponible en: <https://www.minminas.gov.co/foros?idForo=23751497>
- [9] R. R. Mohassel, A. Fung, F. Mohammadi, and K. Raahemifar, "Electrical Power and Energy Systems A survey on Advanced Metering Infrastructure," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 63, pp. 473–484, 2014. doi:10.1016/j.ijepes.2014.06.025
- [10] M. Rahman and M. T. Amanullah, "Chapter 5, Smart Meter," in *Smart Grids: Opportunities, Developments, and Trends*, A B M Shawkat Ali, Ed. London: Springer-Verlag London, 2013, p. 230.
- [11] SmartGrid.Gov, "Advanced Metering Infrastructure and Customer Systems," 2015. [Online]. Disponible: https://www.smartgrid.gov/recovery_act/deployment_status/ami_and_customer_systems.html#%23SmartMetersDeployed.
- [12] V. Balijepalli, V. Pradhan, S. A. Khaparde, and R. M. Shereef, "Review of demand response under smart grid paradigm", in *Innovative Smart Grid Technologies-India (ISGT India)*, 2011 IEEE PES, 2011, pp. 236–243.
- [13] Victorian Government, "Rule Change Proposal: Advanced Metering Infrastructure Rollout". Australia, 2007.
- [14] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, "Real Decreto 809/2006, de 30 de junio, por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006". España, 2006.
- [15] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, "Real Decreto 1110/2007, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico". España, 2007.
- [16] Legislación Francesa, "Decreto de 4 de enero de 2012 relativa a los dispositivos de medición a las redes públicas de electricidad". Francia, 2012.
- [17] L'autorità per l'energia elettrica e il gas, "Direttive per l'introduzione di indicatori di prestazione e di grado di utilizzo dei sistemi di telegestione". Italia, 2007.

- [18] California Public Utilities Commission, "Joint assigned commissioner and administrative law judge's ruling providing guidance for the advanced metering infrastructure business case analysis". United States, 2004.
- [19] European Commission, "Benchmarking smart metering deployment in the EU-27 with a focus on electricity". Brusseles, 2014.
- [20] Comision Europea, "Directiva 2012/148/UE: Recomendación de la comisión relativa a los preparativos para el despliegue de los sistemas de contador inteligente". 2012.
- [21] ERDF, "Linky : le nouveau compteur communicant d' ERDF," France, 2015.
- [22] Iberdrola, "Proyecto STAR: Red Inteligente," España, 2014,
- [23] G. Barbera, "'Il Progetto Telegestore: il primo passo verso la Smart Grid,'" Msc Thesis, Università di Bologna, Italy, 2012.
- [24] U.S. Department of Energy (DOE), "CenterPoint Energy's Smart Grid Solutions Improve Operating Efficiency and Customer Participation". Houston, 2012.
- [25] M. T. Vellano, "Programa Smart Grid a AES Eletropaulo - A Energia das Metrôpoles do Futuro -," in *Smart Grid Forum 2013*, pp. 1-24.
- [26] J. Rosero, "Proyecto: Definición de las funcionalidades de Medidores Inteligentes requeridas en Colombia para soporte del desarrollo del Mapa de Ruta," UPME-Universidad Nacional de Colombia, 2016,
- [27] Grupo Técnico Proyecto BID, "Smart Grids Colombia Vision 2030 Parte I: Antecedentes y Marco Conceptual del Análisis, Evaluación y Recomendaciones para la Implementación de Redes Inteligentes en Colombia.," 2016.
- [28] ZPRYME Research & Consulting, "The prosumer energy market place," Austin, 2014.
- [29] U.S. Department of Energy (DOE), "Experiences from the Consumer Behavior Studies on Engaging Customers." Washington, 2014.
- [30] S. Téllez and O. Duarte, "Gestión de la Demanda en redes eléctricas inteligentes: Revisión y futuras estrategias," in *V CIUREE: Congreso de Eficiencia y Gestión Energética*, 2016, p. 7.
- [31] C. A. Ramírez Escobar, *Los Precios del Mercado Mayorista de Electricidad como Expresión de la Participación Activa de la Demanda: Aplicación de la Economía Experimental*. Valencia, 2012.
- [32] UPME, "Plan Energetico Nacional Colombia: Ideario Energético 2050," Bogotá, 2015.
- [33] Colombia Inteligente, "Iniciativa Colombia Inteligente" Bogotá, 2013.

- [34] COCIER, "Seminario Internacional de Tarifas Eléctricas," 2016. [Online]. Disponible: http://eventoscocier.org/2016/jornada_tarifas/.
- [35] C. Batlle, "Retos para el tarot eléctrico," in *Seminario Internacional Tarifas Eléctricas en Distribución y su Regulación en la Era de la Energía Inteligente* -COCIER, 2016, p. 1-37.