



Esquemas de Eficiencia Energética Usando Infraestructura de Medición Avanzada en Colombia para Demanda Concentrada

Energy Efficiency Schemes Using Advanced Metering Infrastructure in Colombia for Concentrated Demand

Mateo Pachón Hernández ¹, Sandra Carvajal Quintero ², Juan Marín Jiménez ³

¹Environmental Energy and Education Policy - E3P, Facultad de Ingeniería y Arquitectura, Universidad Nacional de Colombia - Sede Manizales, Colombia. Correo electrónico: mpachonh@unal.edu.co

² Environmental Energy and Education Policy - E3P, Facultad de Ingeniería y Arquitectura, Universidad Nacional de Colombia - Sede Manizales, Colombia. Correo electrónico: sxcarvajalq@unal.edu.co

³ Environmental Energy and Education Policy - E3P, Facultad de Ingeniería y Arquitectura, Universidad Nacional de Colombia - Sede Manizales, Colombia. Correo electrónico: jdmarinj@unal.edu.co

Recibido: 08/07/2023. Aceptado: 22/08/2023. Versión final: 27/09/2023

Resumen

Este artículo aborda la importancia de la infraestructura de medición avanzada en la transformación del sector energético como solución a las limitaciones sobre el tipo de medición de energía actual que opera bajo un modelo centralizado a gran escala. Esta infraestructura requiere de un conjunto de dispositivos de medición, recolección y transmisión de datos en tiempo real, permitiendo un monitoreo detallado y preciso de los recursos energéticos en la red. Esta infraestructura puede ser optimizada con el uso de sistemas de medida concentrada para una gestión más eficiente de la distribución de la energía y la identificación de áreas de ineficiencia. Se analizarán funcionalidades avanzadas y escenarios de despliegue planteados para su masificación, que incluyan mecanismos de respuesta de la demanda mediante la participación activa de los consumidores en la regulación de sus consumos, incentivando la eficiencia energética y la reducción de costos hacia un modelo más inteligente y sostenible.

Palabras clave: Comunicación Bidireccional; Eficiencia Energética; Funcionalidades Avanzadas; Gestión de Carga; Infraestructura de Medición Avanzada; Medidor Inteligente; Participación Activa de la Demanda; Red Inteligente; Recursos Energéticos Distribuidos; Respuesta de la Demanda; Sistema de Medida Concentrada.

Abstract

This article addresses the significance of advanced metering infrastructure (AMI) in the transformation of the energy sector as a solution to the limitations of the current energy measurement paradigm operating under a large-scale centralized model. This infrastructure necessitates a suite of real-time measurement, data collection, and transmission devices, enabling detailed and precise monitoring of energy resources within the network. Optimizing this

Como citar: M. Pacho, S. Carvajal, J. Marín. "Esquemas de Eficiencia Energética Usando Infraestructura de Medición Avanzada en Colombia para Demanda Concentrada" in *XI Simposio Internacional de Calidad de la Energía Eléctrica*, Valledupar: Universidad Nacional de Colombia, Nov. 2023. doi: <https://doi.org/10.15446/sicel.v11.110267>

infrastructure involves the implementation of centralized metering systems to facilitate more efficient energy distribution management and identification of inefficiency hotspots. Advanced functionalities and deployment scenarios aimed at mass adoption will be analyzed, encompassing demand response mechanisms that actively engage consumers in regulating their consumption, thereby incentivizing energy efficiency and cost reduction towards a smarter and sustainable model.

Keywords: Active Demand Participation; Advanced Functionalities; Advanced Metering Infrastructure; Bidirectional Communication; Concentrated Measurement System; Demand Response; Distributed Energy Resources; Energy Efficiency; Load Management; Smart Grid; Smart Meter.

1. Introducción

Los sistemas eléctricos generalmente fueron diseñados e implementados con base en un suministro de electricidad que usaba generación centralizada a gran escala [1], por lo que se mantenían flujos unidireccionales desde la generación hasta el usuario final [2]. Sin embargo, la diversificación de las fuentes de generación no convencionales a pequeña escala [3] y propuestas para la participación del usuario final en el mercado de energía eléctrica [4], contempla la transición hacia flujos bidireccionales de energía sobre las redes de distribución [5] y por ende la necesidad de cambio a una infraestructura de medición habilitadora a dichas oportunidades y cambios operativos [6].

Esta modernización del sector eléctrico requiere pasar a una operación descentralizada [1], indispensable para habilitar la participación activa de la demanda y aumentar la eficiencia energética [6]. La descentralización incorpora recursos energéticos distribuidos [7] que requieren de herramientas para la observabilidad y controlabilidad en la gestión de la energía eléctrica [8]. Por lo anterior, es necesario que en los sistemas de distribución se incorporen Tecnologías de la Información y la Comunicación como es el caso del conjunto de Medición Avanzada [9] como pilar habilitador a procesos de digitalización, descentralización y descarbonización en la red eléctrica [10].

Un primer paso para lograr dicha transformación es masificar los sistemas de medición avanzada conocidos por sus siglas en inglés como Advanced Metering Infrastructure (AMI), que entre otras proporciona funcionalidades avanzadas [11] y una comunicación con mayor frecuencia entre el usuario y el operador de red. Esta infraestructura posibilita el flujo bidireccional de información y energía, por lo que permite la implementación de esquemas en eficiencia energética [12] y mecanismos de respuesta de la demanda que reduzcan consumos energéticos y pérdidas de energía.

La planeación para masificar estos sistemas de medición bajo infraestructura AMI, requiere de cuidadosos diseños que se deben ajustar a los estándares de interoperabilidad,

comunicaciones y ciberseguridad, indispensables para habilitar las funcionalidades en los proyectos de despliegue. Desde la perspectiva técnica la combinación de elementos ciber físicos es fundamental y específica para cada proyecto, diferenciados por sus finalidades y las configuraciones en la arquitectura de AMI, que son claves para el correcto funcionamiento con plataformas y software de gestión, tecnologías de comunicación y estándares en la transmisión de datos [11].

En síntesis, este despliegue tecnológico de medida avanzada permitirá integrar esquemas de eficiencia energética a partir de servicios de valor agregado, desde la participación en un sistema eléctrico dinámico y flexible motivados por tecnologías de autogeneración por los usuarios con recursos energéticos distribuidos (DER) [7] y diferenciación tarifaria a partir de mecanismos de respuesta de la demanda (DR). La implementación masiva de estos sistemas permitirá aumentar los flujos de información lo cual es un requisito previo para mejorar la eficiencia y la productividad de los sistemas de energía a nivel distribución y dominios de consumo en la red eléctrica [6].

2. Metodología

Con el propósito de establecer un panorama general de los sistemas de medición avanzada en Colombia y dar cumplimiento de los objetivos sobre los esquemas de eficiencia energética, se partió inicialmente de una fase de documentación y revisión de bases teóricas a partir de la vigilancia tecnológica de los sistemas AMI en el país. Esta fundamentación permitirá analizar de manera esquemática criterios en la arquitectura, funcionalidades y operación de los módulos del conjunto AMI, así mismo las capas bajo los estándares de interoperabilidad que permitan integrar soluciones tecnológicas y servicios de valor agregado en demanda concentrada. Finalmente se plantea unas posibles opciones de implementación considerando las funcionalidades y servicios de valor agregado mencionados con el fin de ser motivadores a escenarios de masificación para el sector eléctrico colombiano.

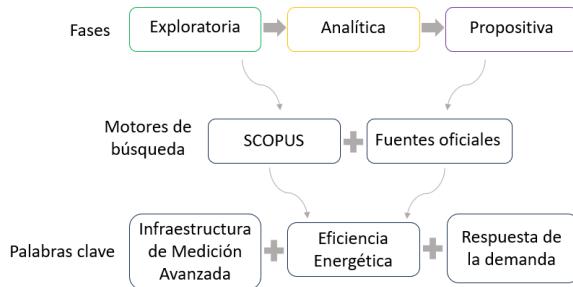


Figura 1. Metodología implementada. Fuente: Elaboración propia.

3. Justificación

El sector energético en Colombia es el segundo mayor emisor de gases de efecto invernadero para la generación de energía representando alrededor del 35 % del total de emisiones [13], pese a tener una matriz energética mayoritariamente limpia a partir de la generación hidráulica, además de enfrentarse a importantes desafíos ante la creciente demanda de energía, que ha ido en constante aumento desde el año 2006 y se espera que dicha demanda siga en aumento en un 2 % anual con proyecciones hacia el año 2030 [13]. Por tal motivo se reconocen una serie de motivadores tecnológicos y regulatorios, que aporten a la convergencia de diversas alternativas como parte de las políticas energéticas dispuestas para diversificar y descarbonizar el sector energético fomentando el uso de fuentes de generación de energía no convencionales y posibilitar la participación del usuario final, que típicamente ha sido un mercado de energía centralizado y empieza a tener limitaciones a las que apunta la transición energética del país que en su lugar permiten mejorar el desarrollo socioeconómico [14].

Las mejoras de eficiencia energética pueden tener distintas finalidades, pero en general están pensadas para operar en sinergia y abrir posibilidades a distintas tecnologías dentro del sistema eléctrico, considerando la inserción gradual de recursos renovables para la generación de energía, optimización sobre el uso de los recursos energéticos, participación activa del consumidor dentro del sistema eléctrico que son estratégicos para conectar con nuevos servicios en la cadena de valor y con mercados de energía más dinámicos [14]. Por ello surge la necesidad de incorporar herramientas capaces de gestionar y controlar los distintos activos sobre la red eléctrica de manera que la introducción de un modelo de medición inteligente brinda la posibilidad de concentrar de manera estratégica los actores de la operación del sistema y aplicaciones con el mercado de energía [14].

Desde un punto de vista operativo de los sistemas eléctricos la medición inteligente bajo la infraestructura AMI es el componente básico para soportar el flujo bidireccional de información y energía requerido para el desarrollo de las futuras redes inteligentes en los sistemas de distribución de energía [15]. Aunque uno de los propósitos básicos del medidor inteligente se basa en la medición de energía y registro de otros parámetros, estos brindan la posibilidad de recopilar una gran cantidad de datos que permitirán la aplicación de funcionalidades avanzadas y servicios sobre el sistema de suministro de energía. El análisis de estos datos tiene como finalidad determinar patrones de consumo de energía, aplicación de mecanismos de respuesta de la demanda que permitirán la gestión de manera oportuna sobre recursos de la red eléctrica [15].

Las acciones enfocadas al seguimiento de pérdidas técnicas y no técnicas en la cadena de suministro permitirán de manera gradual que la energía eléctrica sea entregada con la menor cantidad de pérdidas posible. Las pérdidas técnicas ocurren en los procesos de transmisión y distribución de la energía, y son causados por la resistencia de los conductores y el estado de los equipos eléctricos en el sistema. Las pérdidas no técnicas son producto de la afectación por hurto de energía, por la manipulación de puntos de conexión y/o fraude por la manipulación de los registros del equipo de medida a nivel usuario [16]. Eventualmente se podrán identificar estas pérdidas por medio de la medición multiparámetros con el alcance a nivel usuario, por lo que el control de las pérdidas de energía significa potenciales beneficios en materia de eficiencia energética e indicadores de calidad en la prestación del servicio, así mismo, aporta las capacidades técnicas, operativas y económicas de los Operadores de Red y Comercializadores representando un menor costo de oportunidad para la sociedad.

La eficiencia energética puede abarcar una perspectiva global desde planteamiento de políticas energéticas sobre el uso racional y eficiente de la energía en el ámbito técnico, económico y social; que considera el empoderamiento de los usuarios como actores clave a través de la información, optimización de las decisiones sobre sus consumos e internalizar sus impactos sobre la cadena de suministro [17]. Lo anterior hace referencia a un consumo responsable sobre la energía destinada al bienestar y al confort, adopción de mejores prácticas de uso final que estén alineadas al cumplimiento de los objetivos planteados en un sistema eléctrico más dinámico, flexible y sostenible [17].

4. Arquitectura AMI

Un primer paso para el desarrollo de las redes inteligentes es la implementación de la medición inteligente (AMI) en donde se integran diversidad de componentes, arquitecturas, tecnologías y configuraciones para el cumplimiento de los objetivos de dichas redes [18]. Dicho habilitador es esencial para el funcionamiento de las aplicaciones de redes inteligentes que proveen servicios a nivel de red y de demanda respectivamente [19]. Con este desarrollo integral la red eléctrica inteligente permitirá un flujo bidireccional de información y energía eléctrica [18].

Las aplicaciones a nivel de demanda surgen como una iniciativa de participación por parte del usuario para acceder y/o prestar servicios de valor agregado, convirtiéndose así en un nuevo actor clave para el desarrollo de las redes inteligentes a lo largo de toda la cadena de valor. Se consideran aplicaciones la electrificación del transporte (EV - Electric Vehicle); el almacenamiento de energía (ES - Energy Storage) y los recursos de energía distribuida (DER - Distributed Energy Resource) consideradas aplicaciones de red y de demanda, todos estos pudiendo ser gestionados por la Infraestructura de Medición Avanzada a partir de un modelo inteligente para cumplir con los objetivos de los esquemas de eficiencia energética [19].

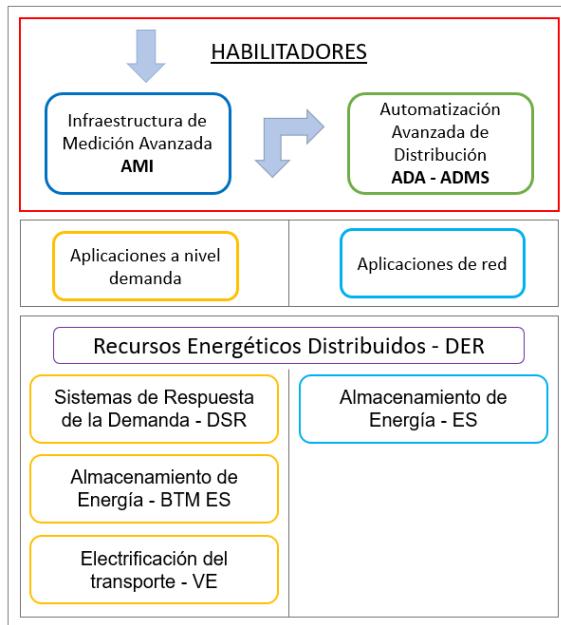


Figura 2. Tecnologías habilitadas por la Infraestructura de Medición Avanzada. Fuente: Elaboración propia basado en [19].

Por sus siglas en inglés (Advanced Metering Infrastructure) la Infraestructura de Medición Avanzada

se trata de una tecnología modular constituida por dispositivos de medida, canales de comunicación y los elementos para el almacenamiento y la gestión, que se destaca por ser un habilitador a nuevas aplicaciones con capacidad de proporcionar datos necesarios para el control del sistema eléctrico. Este sistema resalta un modelo de medición inteligente que se destaca por su capacidad de comunicación bidireccional, que entre otras permitirá disminuir la necesidad de ampliar la capacidad de la red de distribución a partir de la implementación de esquemas de eficiencia energética con la integración de generación distribuida y mecanismos de respuesta de la demanda [19] [20] [21].

4.1. Módulos del sistema AMI

La normativa NTC 6079 indica “Requisitos para sistemas de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica” por los cuales la infraestructura AMI debe contener 5 módulos entre elementos ciber físicos en su arquitectura, los cuales son: (1) unidad de medida avanzada, (2) unidad concentradora de datos, (3) sistema de gestión y operación, (4) sistema de comunicaciones y (5) sistema de seguridad.

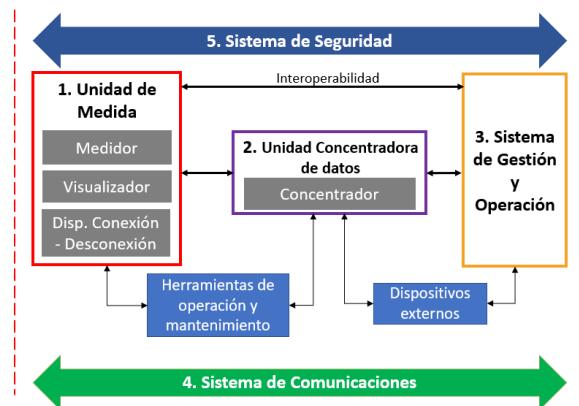


Figura 3. Arquitectura de la Infraestructura de Medición Avanzada. Fuente: Tomado de [22].

Unidad de medida: Es un dispositivo de adquisición y recepción de datos, que envía los registros detallados de consumo de energía del usuario final al concentrador de datos de acuerdo con la frecuencia establecida. Además, cuenta con capacidad de soportar funcionalidades avanzadas y posibilidad de integrar servicios de valor agregado [23].

Unidad concentradora de datos: Es un dispositivo encargado de la gestión y operación de la red de unidades de medida desplegadas en su área de cobertura o influencia. Este dispositivo es el encargado de la gestión

de las mediciones recopiladas por las UM, la actuación sobre las UM u otro actuador en el sistema, reporte de incidencias o alertas [24].

Sistema de gestión y operación: Es el componente central del sistema de gestión AMI. Actúa como un sistema de base de datos para administrar, almacenar y analizar los datos de medición de los clientes. Debería poder abordar: (1) la optimización y mejora de la operación del servicio eléctrico, (2) gestión eficiente del servicio eléctrico, (3) mejora de los programas de DR y precios dinámicos para permitir un mejor servicio al usuario [15].

Sistema de comunicaciones: Este sistema garantiza el flujo de información y datos entre los componentes del sistema AMI a través de software, arquitecturas y redes de comunicaciones cableadas e inalámbricas. Dichas tecnologías permiten la operación de la infraestructura, intercambio de información, y la gestión de datos del sistema de medida [25].

Sistema de seguridad: Este sistema se relaciona con la seguridad del sistema de comunicaciones y la integridad del flujo de información y datos. Este sistema debe tener características de ciberseguridad e interoperabilidad en el transporte y almacenamiento de datos, así como los demás componentes del sistema AMI según la elección de tecnologías e interfaces inherentes a cada proyecto [26].

Herramientas de operación y mantenimiento: Son herramientas dispuestas para la instalación, configuración, operación, mantenimiento, entre otras tareas en campo sobre los dispositivos de la arquitectura AMI. Estas pueden incluir equipos como unidades de computación con sus respectivos softwares, sondas ópticas, entre otros recursos para el enlace con los dispositivos de medida o concentradores de datos en caso de que la funcionalidad no pueda ser soportada de manera remota por el sistema de gestión y operación [27].

4.2. Funcionalidades

4.2.1. Funcionalidades inherentes al medidor

Son características propias del medidor que permiten la operación del equipo sin suministrar información a los agentes externos. Por lo cual únicamente se consideran las funcionalidades necesarias interoperables para que el equipo pueda integrarse con otros dispositivos de manera estandarizada [28].

- **Almacenamiento:** Permitir el almacenamiento de datos y parámetros relacionados con el consumo de energía registrados por el medidor inteligente.

- **Comunicación bidireccional:** Soportar la comunicación de datos y comandos en doble vía sobre los elementos de AMI entre la empresa prestadora del servicio eléctrico y el usuario.
- **Ciberseguridad:** Brindar soporte de comunicaciones de datos seguras.
- **Sincronización:** Permitir la sincronización remota y automática en la configuración de tiempos entre el medidor inteligente y elementos de AMI.
- **Actualización y configuración:** Posibilitar la actualización y configuración local y remota sobre los parámetros de funcionamiento del medidor inteligente (referente al software, firmware, periodicidad de lectura, tarifas)

Otras funcionalidades adicionales consideradas en la normatividad

- **Interoperabilidad:** Interoperabilidad de las comunicaciones del sistema (componentes del sistema AMI, protocolos de comunicación, normativas y estándares)
- **Control de carga:** Soporta esquemas de control y gestión de carga.
- **Reporte de pérdida de suministro:** Detección y reporte automático de pérdida de suministro.

4.2.2. Funcionalidades soportadas por el medidor

Bajo esta categoría, se clasifican todas las funcionalidades que suministran información requerida para el correcto aprovechamiento de beneficios y aplicaciones desarrolladas por los agentes del sector. Es esencial la interacción del sistema AMI [29].

- **Acceso al usuario:** Proporcionar la disponibilidad de la información y datos al usuario a través de un medio de visualización normalizado, referentes a plataformas web, aplicaciones para telefonía móvil, entre otros.
- **Lectura:** Permitir la lectura local y remota del registro de variables y eventos generados por el medidor inteligente.
- **Medición horaria:** Soportar la implementación de esquemas de tarificación dinámicos (en función del uso y la hora) y/o canastas de tarifas.
- **Conexión, desconexión y limitación:** Permitir de forma local y remota el control de conexión y/o limitación del suministro de energía.
- **Antifraudes:** Facilitar la prevención y la detección de fraudes en sus elementos ciber físicos, mediante alarmas y eventos de incidencia.

- Registro de medición bidireccional: Permitir la medición y registro de las transferencias de energía en dos direcciones (importación/exportación) en la red eléctrica.
- Calidad del servicio: Proporcionar medidas funcionales y operativas sobre la duración de indisponibilidades en el servicio de energía eléctrica.
- Prepago: Soportar la prestación de esquemas de servicio prepago, permitiendo al usuario pagar el servicio de energía por adelantado.
- (HAN): Soportar la integración de soluciones con Redes de Automatización en el Hogar.

4.3. Arquitectura tecnológica

Los estándares tecnológicos son esenciales para el funcionamiento de los medidores inteligentes, lo que típicamente ha supuesto un problema para el desarrollo de AMI como un proceso puntual, ya que por la disponibilidad de estándares diferentes se hace compleja la tarea de la elección en campos tecnológicos emergentes, con finalidades para búsqueda de la interoperabilidad y permitir el intercambio de datos [30]. Los estándares para la interoperabilidad de AMI, posibilita la creación de mercados masivos y progresivamente la reducción de costos asociados a la difusión de tecnologías para la Infraestructura de Medición Avanzada.

4.3.1. Modelo siete capas ISO

El estándar de interoperabilidad y modelo de datos definido para el trópico colombiano según la normativa NTC 6079 define la implementación de los protocolos DLMS/COSEM [31].

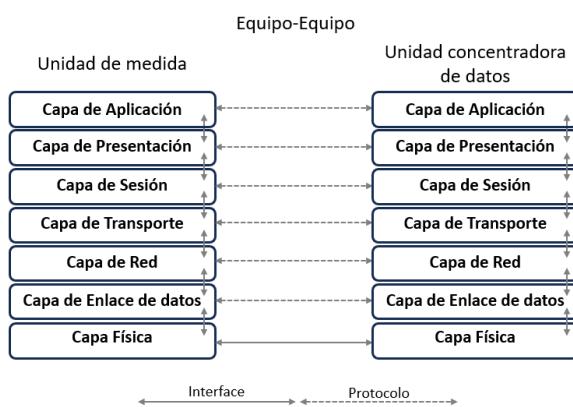


Figura 4. Detalle del modelo siete capas ISO para AMI.
Fuente: Tomado y adaptado de [31].

4.4. Sistemas de medida concentrada

También conocido como sistema de medición centralizada (SMC) se trata de un sistema que integra y centraliza la medida de energía eléctrica de múltiples usuarios dentro de gabinetes dispuestos en un punto común. Estos sistemas pueden tener distintas configuraciones de acuerdo con la red de distribución de energía ya que estas se aplican a unidades de medida para usos interiores y exteriores en configuración concentrada con medidores de energía monocuerpo o bicuerpo [27].

Este sistema de medición es utilizado generalmente en edificios, aunque su tendencia se amplía hacia aplicaciones en vecindario para el control de pérdidas no técnicas de energía además de la posibilidad de incluir eventualmente las funciones básicas de un sistema AMI, lo cual trae múltiples beneficios para el monitoreo de consumos y gestión más eficiente de la energía, ya que se reduce la complejidad para los procesos de medición permitiendo que los datos se puedan recopilar y analizar con mayor facilidad [32].

Desde la perspectiva técnica la instalación masiva de medidores inteligentes se plantea bajo el uso de sistemas de medición concentrada, ya que estos permiten la agrupación de medidores en un solo punto (Armario o gabinete) fuera del alcance y accesibilidad de los usuarios. Esta configuración centralizada de medidores reducirá de manera importante la manipulación sobre los puntos de conexión por parte de los usuarios, de igual manera se dificulta la manipulación física y cibernética bajo condiciones especiales de seguridad [24].

En proyectos de despliegue de AMI esta implementación de sistemas de medida concentrada significa una menor instalación de dispositivos de comunicación distribuidos tales como enruteadores y antenas lo que se traduce en menores costos de adquisición, operación, mantenimiento y reposición de dichos elementos. Finalmente, esta configuración de medidores también podrá aportar de manera importante al control y monitoreo de las redes eléctricas por las cuales se permitirá identificar fallas, optimizar el uso de recursos energéticos y a su vez mejore los indicadores de calidad en la prestación del servicio eléctrico, siendo pieza clave para los componentes económicos y operativos del sistema eléctrico.

5. Esquemas de eficiencia energética

5.1. Mejorar la calidad del servicio a través del monitoreo y control de los sistemas de distribución

La mejora en los indicadores de calidad en la prestación del servicio eléctrico será tarea clave en futuros escenarios por los cambios necesarios en los sistemas eléctricos, estos incluyen principalmente la instalación masiva de medidores inteligentes como una de las fuentes de datos individuales de monitoreo y control en tiempo real en los sistemas de distribución para mejorar los servicios convencionales sobre la red a partir de la recopilación y análisis de datos [33][34].

Una de las grandes promesas sobre la implementación de la medición inteligente bajo la infraestructura AMI es la comunicación bidireccional, por la cual se podrán realizar tareas de monitorización dispuestas para el reconocimiento del rendimiento del sistema junto con la detección de fallas operativas. Estas detecciones en la red podrán ser identificadas con mayor precisión, gestionadas por alarmas que son transmitidas desde los dispositivos de medida hasta el sistema de gestión de la infraestructura AMI para responder oportunamente a estos [33].

Idealmente se pretende que un sistema eléctrico pueda ser mejorado mediante la adaptabilidad de sus activos y recursos, fiabilidad en los dispositivos de monitorización y el estudio de técnicas de predicción de incidentes. Debido a lo anterior surge la necesidad de implementar fundamentalmente sistemas de medición inteligente y de soluciones que permitan la combinación de diferentes áreas de ingeniería, comunicación y gestión como base de una operación integral del sistema que atienda la constante mejora de la eficiencia energética e indicadores de calidad en la prestación del servicio eléctrico [35]. La comunicación bidireccional y la interoperabilidad entre los módulos del sistema de medición inteligente facilitarán las operaciones de servicios para el operador del sistema eléctrico, por lo cual es posible la comunicación de comandos y/o señales desde el proveedor de energía hasta el medidor a nivel usuario para el seguimiento y la continua mejora del servicio [35].

5.2. Gestionar la reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas

El uso de las Tecnologías de la Información y la Comunicación especialmente en los sistemas de distribución ha significado importantes soluciones de ingeniería en el sector eléctrico ante la predicción de fallas y el aumento de ingresos económicos, ya que estas han sido típicamente operadas por métodos de medición convencionales [36]. Las oportunidades de digitalización sobre las redes tradicionales como componente clave para la obtención de datos son un motivador para Operadores de Red y Comercializadores ya que se

permiten acceder a información dinámica sobre cantidades y características de consumo de energía [36].

Las pérdidas técnicas de energía pueden presentarse por diversos factores entre ellos por disipación y la condición física de los componentes del sistema eléctrico. Por otra parte, las pérdidas no técnicas de energía son producto del uso deliberado de la energía a partir de conexiones ilegales, manipulación fraudulenta del medidor y errores de medición de energía [37]. En general representan impactos negativos en la operación de los sistemas eléctricos, reducción en los ingresos económicos y mayores emisiones para compensar estas pérdidas y mantener la estabilidad del sistema. Para llevar estos dos tipos de pérdidas a niveles mínimos tolerables y ejercer una mayor supervisión en el sistema se requiere de la modernización de los sistemas de medición a funcionalidades avanzadas, flexibilidad en la facturación y estrategias que permitan una mejor gestión de la energía en la red eléctrica mediante la generación distribuida [37]. La sumatoria de estas acciones permitirá aumentar la eficiencia energética, confiabilidad, mejora en los indicadores de calidad y una mejor satisfacción en la prestación del servicio percibida por los clientes.

Por su parte la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada surge como una mejora sobre los sistemas de distribución, que por su capacidad de supervisión de extremo a extremo y la comunicación bidireccional permitirán focalizar con mayor eficiencia y eficacia aquellos nodos de la red donde se presentan mayores pérdidas de energía por su monitoreo más refinado [16][37]. Las redes eléctricas tradicionales típicamente han sido objeto de desequilibrios por estas pérdidas que generalmente son complejas de cuantificar y localizar; como consecuencia los parámetros centrados en el consumo de energía necesitan ser reestructurados de manera que desde los nuevos dispositivos de medición puedan apalancar medidas de detección y control [16][37]. Se evidencia que la incorporación de AMI sumado a estrategias para mitigar y prevenir anomalías en la red impacte de manera positiva los indicadores de conservación de la energía en la red y permitan la optimización de recursos en el sistema eléctrico [16].

5.3. Facilitar mecanismos de respuesta de la demanda, modelos de tarificación horaria y/o canastas de tarifas

El alcance de los programas de respuesta de la demanda y las funcionalidades avanzadas soportadas por la medición supondrán uno de los cambios más importantes para el sector eléctrico, ya que pondrán en sinergia los escenarios de aplicaciones masivas que permitan la gestión de la demanda bajo distintos mecanismos y los

efectos que pueden incidir sobre la curva de demanda. La tendencia en los mercados eléctricos evidencia la incorporación de variadas tecnologías y la necesidad de habilitar cambios a nivel comercialización de la energía, en los cuales se verán reflejados tarifas dinámicas y múltiples incentivos como una forma de inducir a la reducción de consumos como una forma de gestionar el sistema y mantener los niveles óptimos de confiabilidad y calidad en la prestación del servicio eléctrico [38].

5.3.1. Tipos de tarificación horaria

Se trata de los distintos tipos de tarificación aplicables a condiciones específicas a su vez que facilitan una mayor oportunidad de ahorro según las necesidades específicas de cada usuario [39][40][41].

ToU: Las tarifas de Tiempo de Uso (Time of Use) son una opción aplicable al uso de bloques de tiempo prolongados de forma fija y regular, en los que el precio para cada bloque de tiempo se determina por adelantado y permanece constante. Estos precios están definidos según la curva de demanda, la temporada y la franja horaria.

ToUd: Las tarifas de Tiempo de Uso Dinámico (Dynamic ToU) constan de una combinación de tarifas fijas y dinámicas, en el que los precios son fijos pero los horarios en los que se aplican varían según el día. En estos períodos se pueden presentar precios bajos, medios y altos dependiendo de las condiciones del mercado de energía, y se notifica con anticipación a los usuarios la franja de horarios a los que aplicaran esos precios.

RTP: Las tarifas en Tiempo Real (Real Time Pricing) son tarifas de electricidad que se calculan sobre una base de registros con al menos una hora o incluso con 15 minutos de periodicidad en la medición y estas son directamente dependientes según las condiciones del mercado de energía.

CPP: Las tarifas en Picos Críticos (Critical Peak Pricing CPP) se trata de tarifas en las cuales los precios de la electricidad aumentan sustancialmente por causa de eventos ocasionales de picos críticos y son notificados con anticipación a los usuarios.

CPR/PTR: Los reembolsos por horas pico críticas (Critical Peak Rebates) se trata de compensaciones económicas por la reducción en el uso de la energía en horas pico. Los precios típicamente son fijos, pero ante ciertos eventos que son notificados por adelantado los clientes reciben reembolsos por reducir su demanda de electricidad por una cantidad acordada.

5.3.2. Canastas de tarifas

Son estructuras de tarifas utilizadas para incentivar a los usuarios la reducción de sus consumos de energía durante períodos de alta demanda del suministro eléctrico. Estas canastas de tarifas son parte de los programas de respuesta de la demanda y tienen la finalidad de gestionar los recursos de generación de energía para equilibrar la relación entre oferta y demanda de energía eléctrica. Son la base para la aplicación de los distintos tipos de tarifas en conjunto con franjas horarias definidas según los patrones de consumo de la demanda en horas valle y horas pico, evitando aumentar la generación de energía en períodos de alta demanda [42].

Tarifa doble tipo 1: Se trata de la tarifa horaria más simple, consta de dos bloques simétricos; uno con un periodo de precio alto y otro de precio bajo, pueden ser en el día, en la noche o una combinación de ambos y estos dependen de la curva de demanda del sistema eléctrico.

Tarifa doble tipo 2: Se trata de una tarifa doble asimétrica dividida en 4 horarios, que busca reducir los picos de demanda que se producen al medio día y en la noche.

Tarifa triple: Este tipo de tarifa horaria consta de tres bloques de tarifas; se considera el precio base en el horario nocturno y este incrementa en el transcurso del día.

5.4. Permitir la incorporación de tecnologías de autogeneración, almacenamiento, generación distribuida y vehículos eléctricos

La modernización del sector eléctrico a través de la evolución tecnológica considera la digitalización, descentralización y descarbonización como factores determinantes para el desarrollo del sector a partir de la comunicación bidireccional entre el Operador de Red y los usuarios, esto posibilita la transición a una demanda con un rol activo en un modelo de operación de red descentralizado [43]. La Infraestructura de Medición avanzada AMI es un sistema de medición capaz de desarrollar esa comunicación y por sus funcionalidades permite la implementación de programas de respuesta de la demanda que son indispensables para aliviar la demanda de energía de los usuarios en el sistema eléctrico al reducir la demanda y la congestión del flujo de energía [43].

La integración de los recursos energéticos distribuidos considera las aplicaciones tanto a nivel de red como a nivel de demanda de sistemas de generación distribuida GD, almacenamiento de energía BESS, vehículos eléctricos VE y estructuras de respuesta de la demanda

DSM con el objetivo de garantizar la continuidad del suministro de energía especialmente en tiempos de alta demanda de energía [43][19][44].

En términos de implementación, la generación distribuida está ligada a la madurez tecnológica y consolidación de mercado minorista para la reestructuración de los sistemas eléctricos demandando recursos que brinden flexibilidad, confiabilidad, sustentabilidad ambiental y seguridad energética, esto implica que los recursos distribuidos se disponen a servicios complementarios extrapolados sobre los sistemas de potencia para el control de frecuencia y tensión [14]. Por su parte DSM aportará una serie de opciones de servicios a través de la competencia minorista abriendo la posibilidad de conectar los distintos recursos de generación distribuida a usuarios residenciales facilitando los niveles de participación del consumidor y los ahorros de energía resultantes. Los potenciales beneficios de AMI se reflejarán de acuerdo con las condiciones de comercialización, ya que su valor de mercado dependerá en gran medida del grado de participación de DSM [44][45].

Según las ubicaciones geográficas de los proyectos y finalidades en aplicaciones AMI se esperan objetivos diferenciadores en sintonía con otros esquemas de eficiencia, por lo que los recursos en mención serán un pilar importante para el control de pérdidas, creación de mercados minoristas, mecanismos de respuesta de la demanda y de manera sistemática disminuir los costos de operación [45]. Particularmente AMI será clave para descentralizar las operaciones sobre la red eléctrica tradicional mediante el análisis de datos, se estima que este esquema en específico empiece a tomar relevancia en el mediano plazo según la habilitación de funcionalidades avanzadas y la creciente inserción de recursos de generación distribuida [45].

5.5. Dinamizar la competencia en la comercialización minorista de energía eléctrica, y generar nuevos modelos de negocio y servicios

El mercado minorista de energía surge como una alternativa a la visión clásica de mercado centralizado y este nuevo se plantea como una oportunidad para adoptar disruptiones tecnológicas sobre el sistema eléctrico, por lo que son necesarias unas bases para la gestión de la información y administración de los recursos energéticos en tiempo real, evidenciando la necesidad de la incorporación de un modelo de medición capaz de disponer de flujos de información bidireccional entre los productores y consumidores como lo es el caso de AMI el cual posibilita la articulación de nuevos servicios compartidos [46][14]. Bajo la prospectiva de un nuevo

mercado minorista de energía se sitúan múltiples oportunidades para los actores de la operación del sistema eléctrico, ya que se libera a mercados eléctricos abiertos a la competencia, distintas posibilidades en la comercialización de energía y permitir satisfacer las diferentes demandas de los clientes [43], [47].

Los potenciales beneficios del uso de mercados minoristas de energía se estiman que sean reflejados a largo plazo debido a la dependencia sobre la escalabilidad e interoperabilidad de los sistemas de medición requeridos por los agregadores independientes, lo que significa que se deben sentar primero sobre las bases de las funcionalidades remotas sobre los medidores y funcionalidades esenciales para la gestión de la información. Estos requerimientos iniciales surgen debido a las incertidumbres asociadas al modelo de gestión de datos y de recursos energéticos bajo las dinámicas de mercado [14]. Por lo tanto, la correcta explotación de funcionalidades a nivel usuario y de servicios complementarios por parte de otras figuras como agregadores en la cadena de valor del servicio eléctrico será esencial para las inversiones diferidas en los sistemas de distribución, operaciones económicas del sector, aumento de la competencia en el mercado minorista y reducción en los costos de la prestación del servicio eléctrico.

La creciente tendencia de la implementación de mercados minoristas apunta a la creación de centrales eléctricas virtuales (VPP) como una herramienta de red descentralizada para la integración de recursos de generación distribuida a través de transacciones de energía bidireccional para la gestión del consumo, la generación y almacenamiento de energía gestionada de manera centralizada [43]. Estas herramientas de gestión son claves para la optimización de operaciones en la red eléctrica, modelos de negocio y negociación del mercado de energía cuyas finalidades se sitúan en encontrar el punto de equilibrio del mercado eléctrico en estructuras complejas bajo el modelo de P2P, programación de carga variando la oferta y demanda de acuerdo con los precios de mercado y optimización de transacciones bilaterales para el intercambio de energía [43].

La implementación de estos recursos distribuidos se extiende a servicios complementarios extrapolados en los sistemas eléctricos para el control de frecuencia y tensión [14]. A largo plazo la implementación de una comercialización minorista de energía plantea varios motivadores globales que aporten al aumento de la eficiencia energética sostenible, reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero y aumentar la resiliencia de las redes eléctricas [47].

5.6. Reducir los costos de la prestación del servicio de energía eléctrica

La entrada en operación de la infraestructura de medición avanzada AMI, extiende su alcance a la participación de distintos agentes y procesos los cuales permanecen en constante interacción para el desempeño de sus roles como insumo de sus propios sistemas, dando lugar a la atención al cliente de manera óptima en el suministro y comercialización de la energía. En ese sentido la planeación, supervisión y control apunta al cumplimiento de los objetivos de buen funcionamiento de la red eléctrica y un mercado de energía más dinámico, lo cual daría lugar a la entrada en funcionamiento de las funcionalidades de tipo inherentes y soportadas en el modelo de medición inteligente y comunicación bidireccional [19], [48].

6. Opciones de implementación

La más reciente normativa colombiana en cabeza de la resolución CREG 101 001 del 18 de enero de 2022 establece aquellas condiciones de implementación dispuestas para la transición hacia un modelo de medición de energía inteligente, que permita conectar mínimo el 75% de usuarios en el SIN, de los 14,5 millones de usuarios con proyecciones hacia el año 2030. Por su parte se dispone de una serie de condiciones de despliegue de AMI por parte de Operadores de Red en cooperación con los Comercializadores, los cuales deberán contar con un plan de despliegue que incluya cronogramas, características básicas de los equipos, estudio del modelo de negocio y servicios para ser aprobados por la CREG [20].

Este proceso de aprobación deberá incluir la ejecución de un proyecto piloto en entornos controlados “Sandbox” durante seis meses como parte de la evaluación de tecnologías, arquitecturas, comunicaciones y ciberseguridad para AMI en la identificación de oportunidades a partir de funcionalidades y servicios de valor agregado. Para futuros escenarios de despliegue masivo se dispondrán de dos fases, la primera fase tendrá un periodo de duración de 18 meses en los cuales se priorizan la transición de medidores en usuarios regulados con un consumo promedio de los seis meses anteriores a la presentación del plan, igual o superior a 1.000 kWh/mes y medidores de autogeneradores a pequeña escala; la segunda fase tendrá una duración máxima de 60 meses para completar la instalación del 100 % de los medidores definidos en el plan aprobado, el cual podrá ser ampliado en la medida que se ajusten revisiones al plan cada dos años [20].

A partir de estas condiciones de implementación surge una reestructuración del sector eléctrico tanto en su infraestructura como en la participación de los actores en la cadena del servicio eléctrico, destacando sus nuevas responsabilidades y su grado de participación que bajo los escenarios de prospectiva de AMI se dimensiona un sistema eléctrico integral basado en las tecnologías como un pilar trascendental para la generación y gestión de la energía. Entre estos actores del sistema eléctrico se destacan:

- **Usuario:** Cliente beneficiado de la prestación del suministro eléctrico para sus actividades de uso final de la energía, siendo un actor clave en la cadena del servicio eléctrico debido a la habilitación de su participación activa en los mecanismos de respuesta de la demanda y demás esquemas mencionados de eficiencia energética.
- **Operador de Red:** Empresas responsables de la operación de los distintos sistemas eléctricos para la prestación del servicio como lo es el sistema de Transmisión Regional (STR) y el Sistema de Distribución Local (SDL), que entre sus funciones a cargo se consideran las actividades de planeación, mantenimiento sobre la infraestructura y las inversiones diferidas en la red eléctrica y sobre los activos que están a cargo de dicha figura.
- **Comercializador:** Empresas que dentro de sus funciones están dedicadas a la compraventa de energía eléctrica entre los diferentes agentes para un mercado en específico, cumpliendo un rol importante para las operaciones transaccionales de energía a través de AMI. Dichas empresas están dedicadas a las actividades de comercialización ya que no cuentan con inversiones en activos dentro de la red, su participación se limita a ser parte intermediaria en la prestación de servicios que no incluye una operación directa en la infraestructura eléctrica.
- **Gestor Independiente de Datos:** Figura encargada de las funciones de gestión independiente de datos que su participación para eventuales despliegues de AMI se destaca en las operaciones para el intercambio, gestión, integración, analítica y valor agregado de la información.

Tabla 2. Agentes de participación para los esquemas de eficiencia energética para AMI. Fuente: Elaboración propia basado en [20][46].

Esquema de Eficiencia Energética	USU	OR	COM	GIDI
Mejorar la calidad del servicio a través del monitoreo y control de los sistemas de distribución.	X	✓	X	X
Gestionar la reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas.	X	✓	X	X
Facilitar mecanismos de respuesta de la demanda, modelos de tarificación horaria y/o canastas de tarifas.	✓	X	X	X
Permitir la incorporación de tecnologías de autogeneración, almacenamiento, generación distribuida y vehículos eléctricos.	✓	X	X	X
Dinamizar la competencia en la comercialización minorista de energía eléctrica, y generar nuevos modelos de negocio y servicios.	X	✓	✓	✓
Reducir los costos de la prestación del servicio de energía eléctrica.	X	✓	✓	✓

El despliegue de un proyecto de Infraestructura de Medición Avanzada requiere del desarrollo de distintas fases, en los que cada operador de red identifica necesidades y oportunidades de mejora específicas que son variables por sus condiciones de prestación del servicio eléctrico y sus condiciones geográficas [49]. En estas fases se tiene la posibilidad de reconocer la viabilidad para futuros proyectos de masificación ya que una evaluación global la cual no podría validarse en un contexto convencional, por lo que es necesario de una planificación sistemática y de validación a través de proyectos piloto en entornos “Sanbox” [50]. Estos

entornos controlados posibilitan el reconocimiento de oportunidades de negocio, funcionalidades, servicios de valor agregado a partir de lineamientos técnicos, regulatorios y operativos; además de oportunidades de mejora e identificación de riesgos. Esta planificación se divide en 3 fases las cuales son:

Fase 1: Definición de la política pública en la cual se establecen los lineamientos técnicos, económicos y regulatorios como parte de los planes de desarrollo de ingeniería básica. En esta fase se consideran aquellas bases conceptuales, definiciones, funcionalidades, servicios de valor agregado, modelos de negocio, metas de despliegue, entre otros, que permitan determinar los impactos de AMI sobre la red eléctrica.

Fase 2: Diseño de condiciones de despliegue, participación de los stakeholders y procesos involucrados por los cuales se reconocen los mecanismos de inversión, retroalimentación técnica y ajuste regulatorio a los servicios y/ modelos de negocio sobre los lineamientos base como parte de los planes de desarrollo de ingeniería conceptual. En esta fase se ajustan los criterios para la adecuación de toda la arquitectura, plataformas que permitan conocer los indicadores de desempeño y funcionalidades.

Fase 3: Ejecución de proyectos piloto de AMI bajo planes de desarrollo de ingeniería de detalle, con base a las políticas, reglamentaciones y especificaciones técnicas planteadas. En esta fase se contemplan las adquisiciones tecnológicas, análisis de viabilidad y la retroalimentación global sobre los lineamientos establecidos mediante resultados parciales o totales producto de la puesta en operación.

Con el fin de establecer mayores oportunidades para la masificación de la Infraestructura de Medición Avanzada en Colombia se plantean tres posibles escenarios para la gestión de la demanda según los distintos motivadores de cada operador de red.

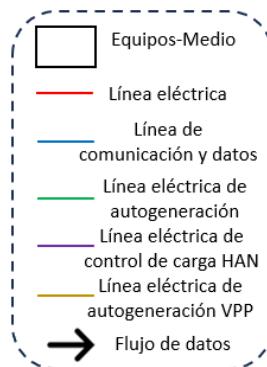


Figura 5. Detalle de convenciones según las opciones de implementación. Fuente: Elaboración propia.

6.1. Opción de implementación 1

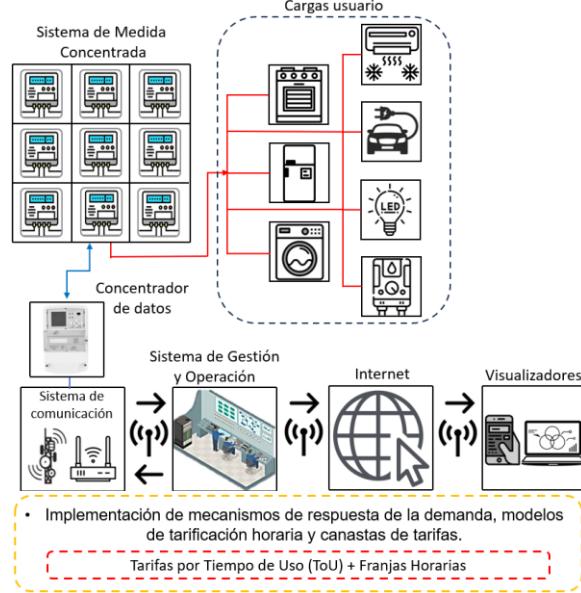


Figura 6. Detalle de configuraciones opción de implementación 1. Fuente: Elaboración propia basado en [49][51].

La opción de implementación número 1 corresponde a un alcance de funcionalidad intermedia específica para condiciones de estratificación con poder adquisitivo bajo (estratos 1 y 2) en donde los usuarios participan directamente de un esquema de eficiencia energética en el cual se consideran mecanismos de respuesta de la demanda para la gestión de la energía por Tiempo de Uso (ToU), puntualmente a partir de la tarificación horaria y la inscripción en canastas de tarifas.

Esta opción se propone como una solución en conjunto con unas funcionalidades y servicios específicos para entornos donde típicamente se perciben altos consumos y se frecuenten pérdidas de energía que no están dentro del rango óptimo menores al 7 % [46], que son producto del hurto y fraude por la manipulación de medidores que representan la afectación en la estabilidad del sistema y la rentabilidad sobre la prestación del servicio eléctrico.

6.2. Opción de implementación 2

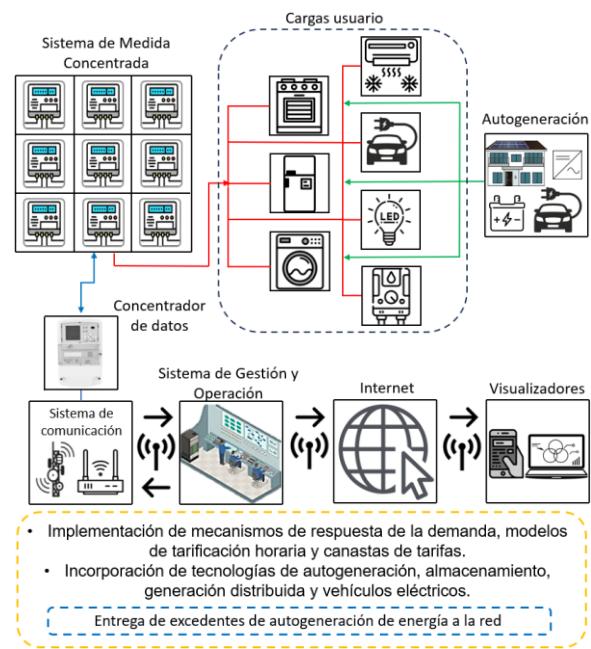


Figura 7. Detalle de configuraciones opción de implementación 2. Fuente: Elaboración propia basado en [49][51].

La opción de implementación número 2 corresponde a un alcance de funcionalidad intermedia específica para condiciones de estratificación con poder adquisitivo medio (estratos 3 y 4) en donde los usuarios participan directamente de dos esquemas de eficiencia energética en los que se consideren mecanismos de respuesta de la demanda intermedios y la integración de tecnologías de autogeneración, almacenamiento y vehículos eléctricos para una gestión de la energía avanzada, siendo este último elementos de participación diferenciadores de la opción de implementación 1.

Esta opción se propone como una ampliación y diversificación a incentivos económicos para su participación activa en el sistema eléctrico, a partir de la gestión de sus consumos de energía ligados a la tarificación horaria en la inscripción de canastas de tarifas y la combinación con tecnologías de autogeneración y almacenamiento respecto al Tiempo de Uso de la energía (ToU) en los que se espera efectos masivos en la eficiencia energética a partir de la reducción de consumos y optimización de los recursos energéticos en el sistema.

6.3. Opción de implementación 3

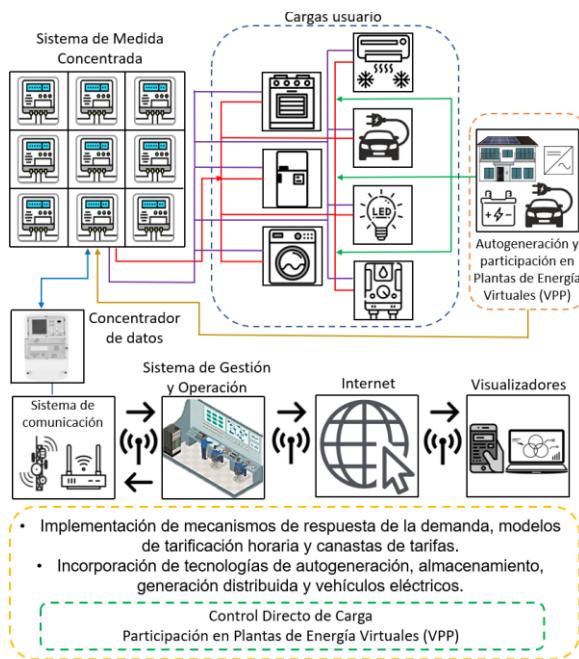


Figura 8. Detalle de configuraciones opción de implementación 3. Fuente: Elaboración propia basado en [49][51].

La opción de implementación número 3 es aquella en la que se dispone un alcance de funcionalidad avanzada específica para condiciones en las cuales la caracterización de la demanda y de estratificación son de poder adquisitivo alto (estratos 5 y 6) en donde los usuarios participan directamente de dos esquemas de eficiencia energética en los que se consideren mecanismos de respuesta de la demanda avanzados e integración de tecnologías de autogeneración, almacenamiento y vehículos eléctricos para una gestión de la energía avanzada con elementos de participación diferenciadoras como el control directo de carga (HAN) y participación en plantas de energía virtuales (VPP).

Esta opción se propone como una solución a usuarios que por sus condiciones de estratificación son dependientes de un modelo de facturación elevado, por lo cual se dispone de la ampliación de diversos incentivos económicos para su participación activa en el sistema eléctrico, a partir de la gestión de sus consumos de energía ligados a la tarificación horaria y a la inscripción en canastas de tarifas, en los que se espera efectos positivos en la eficiencia energética a partir de la reducción de consumos y optimización de los recursos energéticos en el sistema.

Control directo de carga: En el contexto de programas de respuesta de la demanda sobresalen las funcionalidades

diferenciadoras a las opciones de implementación 1 y 2, con la que se cuenta con la capacidad de limitar un porcentaje específico de la carga demandada por el usuario cuando se superen los umbrales de baja frecuencia en el sistema eléctrico durante períodos de alta demanda o congestión. Se trata de una funcionalidad automatizada (HAN, Home Area Network) de limitación que fluye hacia las cargas del usuario, vistas por el medidor de manera individual e interactuar con funcionalidades de domótica.

La acción del control directo de carga se focaliza en un ajuste de la temperatura de los refrigeradores, calefactores de agua, climatizadores y circuitos previamente seleccionados por el usuario para su conexión, desconexión, limitación de flujo de corriente través de señales o comandos de control. Estas acciones para gestionar la reducción de consumos de energía, implica en el caso de artefactos para almacenamiento de alimentos realizarlo de manera controlada y dentro de los rangos aceptables para garantizar la conservación de estos; para el caso de elementos para climatizar agua o aire implican de la disminución/aumento de la temperatura y tiempo de uso para disminuir consumos de energía, en ambos casos durante ciertos períodos o condiciones predefinidas.

7. Conclusiones

El conjunto de infraestructura de medición avanzada representa un avance crucial en la transformación del sector eléctrico, ya que surge como una oportunidad de comunicación bidireccional entre el usuario y el operador de red ante el modelo típico de medición de energía centralizado que no está permitiendo implementar servicios de valor agregado en la prestación del suministro eléctrico y la gestión remota sobre los medidores a nivel usuario.

La implementación de sistemas de medición concentrada en combinación con la Infraestructura de Medición Avanzada ofrece beneficios significativos. Estos sistemas permiten una gestión más eficiente de la distribución de energía y la identificación de áreas de ineficiencia producto de las pérdidas de energía, lo que conduce a una gestión adecuada sobre los recursos energéticos y en general una mejora en la calidad y confiabilidad del suministro de energía.

Los mecanismos de respuesta de la demanda, a través de la participación activa de los consumidores en la regulación de sus consumos por tiempo de uso, representan un criterio clave para lograr la eficiencia energética a partir de la implementación de tarifas dinámicas y franjas horarias, ya que incentivan la

reducción de la demanda durante los períodos de mayor carga y aprovechar los períodos de menor demanda, lo cual logra una mayor estabilidad y optimización del sistema.

Es esencial considerar distintas finalidades de la Infraestructura de Medición Avanzada para futuros proyectos que permitan su masificación, acordes a las condiciones diferenciadoras de los consumidores y su grado de participación en los esquemas de eficiencia energética, que son inherentes a las condiciones de mercado, condiciones geográficas o segmentación de usuarios que permita atender necesidades específicas y se puedan afianzar los objetivos técnicos, económicos y operativos en la gestión de la red eléctrica.

7.1. Trabajos futuros y recomendaciones

En general se plantean que en un futuro se puedan abordar:

- Profundizar y generar mayor contenido acerca del protocolo DLMS/COSEM implementado bajo el modelo siete capas de ISO en la Infraestructura de Medición Avanzada por el cual se relacionan las funcionalidades, abordando criterios de compatibilidad de dispositivos, diseño del sistema, protocolos de comunicación, plataformas de gestión y software necesario para la operación.
- Abordar una propuesta basada en dinámica de sistemas que permita integrar un análisis técnico y económico bajo distintos escenarios del sistema eléctrico colombiano, que considere los criterios tecnológicos suficientes para soluciones en la masificación de AMI conectado a los servicios de valor agregado y esquemas de eficiencia energética, determinado por variables holísticas en el planteamiento de diagramas causales.

7.2. Agradecimientos

Los autores extienden un agradecimiento a la Dirección de Investigación de la Universidad Nacional sede Manizales, a la Vicedecanatura de Investigación y Extensión de la Facultad de Ingeniería por el apoyo financiero que permitió el desarrollo de este trabajo de investigación a través de la aprobación del proyecto “Análisis De Oportunidades En La Masificación De La Infraestructura De Medición Avanzada Para La Participación De La Demanda En El Mercado Eléctrico Colombiano”. Finalmente, se resalta la cooperación por parte de los integrantes del grupo de investigación Environmental Energy and Education Policy - E3P y al laboratorio GESDELEC “Gestión Activa de la

Demand” del departamento de Ingeniería eléctrica, electrónica y computación, adscrito a la Facultad de Ingeniería y Arquitectura de la Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales.

8. Referencias

- [1] R. Jing *et al.*, “Distributed or centralized? Designing district-level urban energy systems by a hierarchical approach considering demand uncertainties,” *Appl Energy*, vol. 252, p. 113424, Oct. 2019, doi: 10.1016/J.APENERGY.2019.113424.
- [2] Y. Wu, Y. Wu, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, “Digitalization and decentralization driving transactive energy Internet: Key technologies and infrastructures,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 126, p. 106593, Mar. 2021, doi: 10.1016/J.IJEPES.2020.106593.
- [3] O. Pupo-Roncallo, J. Campillo, D. Ingham, K. Hughes, and M. Pourkashanian, “Large scale integration of renewable energy sources (RES) in the future Colombian energy system,” *Energy*, vol. 186, p. 115805, Nov. 2019, doi: 10.1016/J.ENERGY.2019.07.135.
- [4] X. Lu, K. Li, H. Xu, F. Wang, Z. Zhou, and Y. Zhang, “Fundamentals and business model for resource aggregator of demand response in electricity markets,” *Energy*, vol. 204, p. 117885, Aug. 2020, doi: 10.1016/J.ENERGY.2020.117885.
- [5] S. Haghifam, M. Dadashi, K. Zare, and H. Seyed, “Optimal operation of smart distribution networks in the presence of demand response aggregators and microgrid owners: A multi follower Bi-Level approach,” *Sustain Cities Soc.*, vol. 55, p. 102033, Apr. 2020, doi: 10.1016/J.SCS.2020.102033.
- [6] D. B. Avancini, J. J. P. C. Rodrigues, S. G. B. Martins, R. A. L. Rabêlo, J. Al-Muhtadi, and P. Solic, “Energy meters evolution in smart grids: A review,” *J Clean Prod*, vol. 217, pp. 702–715, Apr. 2019, doi: 10.1016/J.JCLEPRO.2019.01.229.
- [7] M. Khorasany, S. Member, Y. Mishra, G. Ledwich, and S. Member, “A Decentralized Bilateral Energy Trading System for Peer-to-Peer Electricity Markets,” *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS*, vol. 67, no. 6, 2020, doi: 10.1109/TIE.2019.2931229.

- [8] I. Colak, R. Bayindir, and S. Sagiroglu, “The Effects of the Smart Grid System on the National Grids”.
- [9] A. Nawaz *et al.*, “An Intelligent Integrated Approach for Efficient Demand Side Management With Forecaster and Advanced Metering Infrastructure Frameworks in Smart Grid”, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3007095.
- [10] N. M. Dameto, P. Chaves-Ávila, T. Gómez, and S. Román, “Revisiting Electricity Network Tariffs in a Context of Decarbonization, Digitalization, and Decentralization”, doi: 10.3390/en13123111.
- [11] S. Rameez, U. Kakakhel, A. Kondoro, T. Westerlund, I. Ben Dhaou, and J. Plosila, “Enhancing Smart Grids via Advanced Metering Infrastructure and Fog Com-puting Fusion”.
- [12] W. Anupong, R. Azhagumurugan, K. B. Sahay, D. Dhahliya, R. Kumar, and D. Vijendra Babu, “Towards a high precision in AMI-based smart meters and new technologies in the smart grid,” *Sustainable Computing: Informatics and Systems*, vol. 35, p. 100690, Sep. 2022, doi: 10.1016/J.SUSCOM.2022.100690.
- [13] J. A. Vélez-Henao, C. M. García-Mazo, J. Freire-González, and D. F. Vivanco, “Environmental rebound effect of energy efficiency improvements in Colombian households,” *Energy Policy*, vol. 145, p. 111697, Oct. 2020, doi: 10.1016/J.ENPOL.2020.111697.
- [14] S. Bedoya, “Estrategias Técnico - Regulatorias para la Implementación de la Infraestructura AMI en el Horizonte 2030 en Colombia,” Línea de Investigación, Universidad Nacional de Colombia, Manizales, 2022.
- [15] I. S. Jha, S. Sen, and V. Agarwal, “Advanced metering infrastructure analytics - A Case Study,” *2014 18th National Power Systems Conference, NPSC 2014*, May 2015, doi: 10.1109/NPSC.2014.7103882.
- [16] F. de S. Savian, J. C. M. Siluk, T. B. Garlet, F. M. do Nascimento, J. R. Pinheiro, and Z. Vale, “Non-technical losses: A systematic contemporary article review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 147, p. 111205, Sep. 2021, doi: 10.1016/J.RSER.2021.111205.
- [17] Colaboradores y Asesores UPME, “Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía,” 2021.
- [18] Unidad de Planeación Minero Energética, “Redes Inteligentes,” 2022. <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Redes-Inteligentes.aspx> (accessed Feb. 08, 2023).
- [19] The Carbon Trust, “Apoyo al despliegue de tecnologías de redes inteligentes en Colombia,” London, Dec. 2020.
- [20] Comisión de Regulación de Energía y Gas, “Fundamentos y líneas generales de la Resolución 101 001 de 2022,” May 25, 2022. Accessed: Jun. 06, 2022. [Online]. Available: <https://www.youtube.com/watch?v=FT09kp5LR-Y>
- [21] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, “Requisitos para sistemas de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica,” Colombia, Oct. 2014.
- [22] Comisión de Regulación de Energía y Gas, “Infraestructura de Medición Avanzada - Documento CREG-077,” Colombia, Jul. 2018.
- [23] H. Tian, Y. Jian, and X. Ge, “Blockchain-based AMI framework for data security and privacy protection,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 32, p. 100807, Dec. 2022, doi: 10.1016/J.SEGAN.2022.100807.
- [24] Electrificadora de Santander ESSA, “Medición centralizada e Infraestructura de Medición Avanzada - AMI - NTM-05,” Oct. 2021.
- [25] A. Hassan, H. N. Afrouzi, C. H. Siang, J. Ahmed, K. Mehranzamir, and C. L. Wooi, “A survey and bibliometric analysis of different communication technologies available for smart meters,” *Clean Eng Technol*, vol. 7, p. 100424, Apr. 2022, doi: 10.1016/J.CLET.2022.100424.
- [26] M. K. Hasan, A. A. Habib, Z. Shukur, F. Ibrahim, S. Islam, and M. A. Razzaque, “Review on cyber-physical and cyber-security system in smart grid: Standards, protocols, constraints, and recommendations,” *Journal of Network and Computer Applications*, vol. 209, p. 103540, Jan. 2023, doi: 10.1016/J.JNCA.2022.103540.
- [27] Enel-Codensa, “Sistema de Medida Centralizada - ET927-A,” Jan. 2019.
- [28] S. Téllez, “Definición de Funcionalidades Mínimas de un Medidor Inteligente en Colombia,” Bogotá DC, Sep. 2021.
- [29] J. Rosero, “Definición de las funcionalidades de Medidores Inteligentes requeridas en Colombia para soporte del desarrollo del Mapa de Ruta,” in *Ejecución y Avance*, Bogotá DC: Unidad de Planeación Minero-Energética, Aug. 2016, pp. 2–29.
- [30] S. Erlinghagen, B. Lichtensteiger, and J. Markard, “Smart meter communication standards in Europe – a comparison,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 43, pp.

- 1249–1262, Mar. 2015, doi: 10.1016/J.RSER.2014.11.065.
- [31] J. Vergara, “Las exigencias técnicas y su cumplimiento para la Medición Avanzada en Colombia,” in *Foro AMI – Medición Inteligente*, Siemens AG, Ed., Camara Colombiana de la Energía, May 2022.
- [32] C. F. Rodríguez, B. A. Calvache, and E. F. Caicedo, “Una propuesta de modelos de datos y protocolos de intercambio de información estandarizados aplicables a sistemas de medida centralizada,” *Revista Ingenierías Universidad de Medellín*, vol. 16, no. 30, pp. 149–167, 2017, doi: 10.22395/rium.v16n30a8.
- [33] A. Ghosal and M. Conti, “Key Management Systems for Smart Grid Advanced Metering Infrastructure: A Survey,” *IEEE COMMUNICATIONS SURVEYS & TUTORIALS*, vol. 21, no. 3, doi: 10.1109/COMST.2019.2907650.
- [34] M. R. Asghar, G. Dán, D. Miorandi, and I. Chlamtac, “Smart Meter Data Privacy: A Survey,” *IEEE COMMUNICATIONS SURVEYS & TUTORIALS*, vol. 19, no. 4, p. 2017, doi: 10.1109/COMST.2017.2720195.
- [35] R. Rashed Mohassel, A. S. Fung, F. Mohammadi, and K. Raahemifar, “A Survey on Advanced Metering Infrastructure and its Application in Smart Grids,” *2014 IEEE 27th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*, 2014, doi: 10.1109/CCECE.2014.6901102.
- [36] R. H. López Rodríguez and R. H. Céspedes, “Challenges of Advanced Metering Infrastructure Implementation in Colombia,” *2011 IEEE PES CONFERENCE ON INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES LATIN AMERICA (ISGT LA)*, 2011, doi: 10.1109/ISGT-LA.2011.6083205.
- [37] S. K. Gunturi and D. Sarkar, “Ensemble machine learning models for the detection of energy theft,” *Electric Power Systems Research*, vol. 192, p. 106904, Mar. 2021, doi: 10.1016/J.EPSR.2020.106904.
- [38] D. López, “Caracterización de un esquema remunerativo para la participación de la demanda en la prestación del servicio complementario de control de frecuencia en el mercado eléctrico colombiano,” Universidad Nacional de Colombia, Manizales, 2019.
- [39] Comisión de Regulación de Energía y Gas, “Estrategias para la implementación de esquemas de señales de precios y cargos horarios a los usuarios finales en el SIN, para ser utilizados en programas de respuesta de la demanda,” Colombia, Dec. 2020.
- [40] M. L. Nicolson, M. J. Fell, and G. M. Huebner, “Consumer demand for time of use electricity tariffs: A systematized review of the empirical evidence,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 97, pp. 276–289, Dec. 2018, doi: 10.1016/J.RSER.2018.08.040.
- [41] A. Faruqui and N. Lessem, “Managing the Benefits and Costs of Dynamic Pricing in Australia,” Australia, Sep. 2012.
- [42] The Carbon Trust, “Beneficios Económicos de las Tarifas Horarias para los Usuarios Finales,” London, Mar. 2022.
- [43] W. N. Silva, L. F. Henrique, A. F. P. da C. Silva, B. H. Dias, and T. A. Soares, “Market models and optimization techniques to support the decision-making on demand response for prosumers,” *Electric Power Systems Research*, vol. 210, p. 108059, Sep. 2022, doi: 10.1016/J.EPSR.2022.108059.
- [44] E. Kabalcı, Y. Kabalcı, and P. Siano, “Design and implementation of a smart metering infrastructure for low voltage microgrids,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 134, p. 107375, Jan. 2022, doi: 10.1016/J.IJEPES.2021.107375.
- [45] M. P. McHenry, “Technical and governance considerations for advanced metering infrastructure/smart meters: Technology, security, uncertainty, costs, benefits, and risks,” *Energy Policy*, vol. 59, pp. 834–842, Aug. 2013, doi: 10.1016/J.ENPOL.2013.04.048.
- [46] Comisión de Regulación de Energía y Gas, *Condiciones para la Implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada en el SIN*. Colombia: CREG, 2022.
- [47] S. Li, F. Luo, J. Yang, G. Ranzi, and J. Wen, “A personalized electricity tariff recommender system based on advanced metering infrastructure and collaborative filtering,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 113, pp. 403–410, Dec. 2019, doi: 10.1016/J.IJEPES.2019.05.042.
- [48] S. M. Téllez Gutiérrez, J. Rosero García, and R. Céspedes Gandarillas, “Advanced metering infrastructure in Colombia: benefits, challenges and opportunities,” *Ingeniería y Desarrollo*, vol. 36, no. 2, pp. 470–488, Jul. 2018.
- [49] Colombia Inteligente, “Lineamientos Estratégicos Virtualización de la Información Acciones para la Masificación de la Medida en AMI,” Medellín, Dec. 2018.

- [50] A. Vanegas *et al.*, “Sandbox como plataforma para la transformación de los negocios,” *Revista EPM* (20), Medellín, pp. 66–84, Jul. 2022.
- [51] Sánchez. Javier, “Estimación del impacto de las Redes Eléctricas Inteligentes (Smart Grids) en el precio de la electricidad en Colombia,” Línea de Profundización, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, 2016.