

N° tesis:

PROYECTO FIN DE CARRERA

Presentado a

**LA UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

Para obtener el título de

INGENIERO ELÉCTRICO

por

Santiago Alexander Riaño Bermúdez

Propuesta de:

Análisis de los impactos e implementación de la medición inteligente en el sector eléctrico colombiano

Sustentado el 17 de enero del 2019 frente al jurado:

Composición del jurado

- *Asesor:* Angela Inés Cadena Monroy, Universidad de Los Andes
- *Jurados :* Paulo De Oliveira, Universidad de Los Andes
Guillermo Jiménez, Universidad de los Andes

Tabla de contenido

1	<i>Introducción.....</i>	<i>3</i>
2	<i>Propuesta de trabajo.....</i>	<i>4</i>
2.1	Objetivo general.....	4
2.2	Objetivos específicos	5
2.3	Productos finales, alcance y restricciones	5
2.4	Plan de trabajo	6
3	<i>Marco teórico y conceptual</i>	<i>7</i>
3.1	Marco teórico.....	7
3.2	Marco conceptual.....	9
3.2.1	Estructura del sector	9
3.2.2	Normatividad y regulación asociada a AMI	10
3.2.3	Usuarios	15
4	<i>Contexto energético y experiencias sobre AMI</i>	<i>16</i>
4.1	Caso Reino Unido	19
4.2	Caso Italia.....	20
4.3	Caso Finlandia	20
4.4	Caso Colombia.....	21
5	<i>Análisis y propuesta de implementación de AMI en Colombia</i>	<i>22</i>
5.1	Modelo propuesto.....	22
5.2	Metodología.....	24
5.3	Análisis y discusión de resultados.....	28
5.4	Propuesta de plan de implementación de AMI	39
6	<i>Conclusiones y trabajo futuro</i>	<i>44</i>
7	<i>Agradecimientos</i>	<i>45</i>
8	<i>Bibliografía</i>	<i>45</i>

1 Introducción

El siglo XXI da muestras de cambios que se generarán en el sector de la energía para el mundo, como lo es la automatización avanzada en la operación de las redes de distribución, la caracterización detallada de la demanda, movilidad eléctrica, fuentes de energía alternativas e incorporación de tecnologías de la información. Entre los retos fundamentales en la prestación del servicio de energía eléctrica se encuentra garantizar la seguridad del suministro, lograr una disminución de las emisiones de gases de efecto y en países en desarrollo alcanzar la universalización del servicio. La industria es el sector en el que se espera mayor respuesta sobre los cambios y retos planteados. La introducción de fuentes no convencionales de energía renovables (FNCER) y las posibilidades de modernización de la red actual derivadas del uso de las telecomunicaciones y de nuevas técnicas de control y supervisión proponen cambios sustanciales en la organización en la producción y gestión de la energía eléctrica y en la participación de los generadores, distribuidores y consumidores.

Colombia no es ajena a los cambios y retos mencionados, por lo que en los últimos años la política energética ha sido orientada para facilitar la incorporación de nuevas tecnologías [1], [2]. La Ley 1715 de 2014 plantea las condiciones para la penetración de FNCER en la canasta de generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y las Zonas No Interconectadas (ZNI), así como de la generación distribuida (GD) [2]. Esta ley plantea además la necesidad de contar con esquemas de respuesta de la demanda y la medición inteligente, pregonando siempre por una gestión más eficiente de la energía. A pesar de que el Ministerio de Minas y Energía ha tomado acciones para impulsar estos requerimientos en programas como Apagar Paga [3], aún hay rezago en cuanto a política energética y regulación, y más aún en cuanto a la incorporación de ciertas tecnologías al sistema eléctrico como la medición avanzada y la movilidad eléctrica.

A partir de los cambios y retos descritos previamente, se ha identificado que los sistemas de medición¹ avanzados son una herramienta necesaria para alcanzar las metas y objetivos entorno a la sostenibilidad, seguridad y asequibilidad del servicio de energía eléctrica [1], [2], [4], [5]. Entre estos objetivos se encuentra una operación más eficiente de las redes de distribución, mejor gestión de activos (optimizar la expansión), integrar FNCER a la matriz energética, expandir la GD, caracterizar mejor el comportamiento de la demanda, incorporación de servicios auxiliares y una participación más activa de la demanda.

Diferentes estudios [5], [6], [7] han concluido que la implementación de sistemas de medición no es una actividad que consista únicamente en la incorporación de contadores de medición avanzada (MA) a un sistema eléctrico. Es importante implementar un sistema

¹ A lo largo del documento, se hablará de sistemas de medición avanzados o infraestructura de medición avanzada para hacer referencia a los elementos necesarios para realizar medición avanzada en sistemas eléctricos.

integrado con diferentes servicios y funcionalidades que permitan una mayor integración con actividades como la automatización de la red y la GD. Junto a esto debe haber un mercado y una regulación que hagan posible la viabilidad de este sistema integrado en las redes de distribución. La integración de AMI con las actividades mencionadas bajo condiciones favorables en los mercados permite obtener mayores beneficios de su implementación.

Considerando la resolución que debe expedir la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) respecto a los sistemas de medición avanzada por mandato del Ministerio de Minas y Energía [8], y que las redes inteligentes se proyectan como un medio para lograr los objetivos de sostenibilidad, seguridad energética y universalidad del servicio, además de mostrarse como el futuro de los sectores eléctricos, es fundamental evaluar los elementos técnicos, económicos y financieros que implican su incorporación al sistema eléctrico colombiano y los impactos que puedan generar.

Debido a esto, el presente trabajo busca estudiar la experiencia nacional e internacional entorno a la implementación de AMI, junto a los aspectos regulatorios fundamentales de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) (técnicos, económicos y legales) con el fin de identificar los factores clave que determinen una provechosa implementación de AMI en el sector eléctrico colombiano. Se espera que AMI tenga una implementación provechosa si se mejora la calidad del servicio, la eficiencia energética en la reducción de pérdidas e incorporación de fuentes renovables por medio de GD, beneficios por reducción de costos de operación y modificación en los hábitos de consumo por ejemplo en el aplanamiento en la curva de carga. Una vez se han estudiado estos factores, se realizará una propuesta regulatoria que establezca el entorno de implementación del programa de medición avanzada con el fin de obtener los mayores beneficios para los agentes participantes (generadores, distribuidores, comercializadores y usuarios). Finalmente se evaluará la implementación de AMI bajo el esquema propuesto y se analizarán los impactos resultantes.

2 Propuesta de trabajo

2.1 Objetivo general

Evaluar los efectos que la incorporación de la Infraestructura de Medición Avanzada tendrá sobre el sector eléctrico colombiano, respecto a aspectos técnicos involucrados con la prestación del servicio y aspectos asociados con la comercialización de energía eléctrica. Se realizará un análisis de las circunstancias bajo las cuales se logre el mayor aprovechamiento de los beneficios de la AMI y se propondrá una metodología para orientar en el mejor camino la política energética para su implementación.

2.2 Objetivos específicos

- Hacer una revisión del marco regulatorio actual y proyectos existentes de implementación en torno a los sistemas de medición avanzada en el sector eléctrico colombiano.
- Analizar las trayectorias de implementación de los sistemas de medición avanzada en otros países en el ámbito técnico, económico, político, energético y social.
- Comparar la trayectoria de implementación de los sistemas de medición avanzada en países extranjeros con el contexto colombiano.
- Evaluar los impactos que los sistemas de medición avanzada puedan tener sobre el sistema eléctrico colombiano para diferentes escenarios de penetración.
- Identificar medidas que fomenten la implementación de sistemas de medición avanzada en Colombia y posteriormente proponer una política energética que esté orientada a generar su implementación.

2.3 Productos finales, alcance y restricciones

- Síntesis del estado regulatorio actual respecto a los sectores involucrados en la implementación de sistemas de medición avanzada.
- Comparación del proceso de implementación total o parcial de sistemas de medición avanzados llevado a cabo por 3 países extranjeros.
- Planteamiento de un modelo poblacional para evaluar implementación de AMI en Colombia.
- Evaluación de los impactos de la implementación de sistemas de medición en el sector eléctrico colombiano para diferentes escenarios por medio del modelo propuesto.
- Planteamiento de un mapa de ruta para la política energética colombiana a partir de análisis comparativo entre los casos externos, el colombiano y resultados del modelo propuesto.

Con el fin de alcanzar los productos propuestos previamente, es necesario considerar que el proyecto se restringirá al caso colombiano. Se cuenta además con que el entorno disponga de los aspectos necesarios para que la implementación de un sistema de medición avanzada sea viable, como lo es un desarrollo tecnológico adecuado a un costo eficiente. Junto a esto, es fundamental que el estado tenga interés por garantizar la prestación del servicio público de energía eléctrica de manera universal, segura y sostenible. Así mismo, es necesario que las entidades involucradas en la prestación y uso del servicio público de energía eléctrica perciban un beneficio en participar de estas actividades.

Es por esto que las restricciones del proyecto son la viabilidad técnica, pues se debe mantener la integridad del sistema eléctrico colombiano sin alteraciones que comprometan su operatividad en el futuro. Se espera además que ningún agente implicado rechace la implementación de los sistemas avanzados de medición por motivos diferentes a la seguridad, sostenibilidad, cobertura y calidad del servicio.

2.4 Plan de trabajo

Para el desarrollo de este trabajo se presentará la regulación y normativa colombiana respecto a los sistemas avanzados de medición, lo que permite tener una base para analizar las experiencias locales e internacionales y formular posteriormente una ruta de implementación. Junto a esto se estudiará la manera en que estos sistemas han sido implementados tanto en Colombia como en países extranjeros teniendo en cuenta las características de sus contextos, incluyendo los proyectos desarrollados y la regulación aplicada. La experiencia adquirida por los países extranjeros es útil para usarla de herramienta en el planteamiento de una política energética que se ajuste a los requerimientos del contexto colombiano.

Una vez se hecho este análisis, se realizará un estudio de la manera en que los factores en cada contexto han determinado la formulación de las políticas energéticas y el resultado obtenido. Del mismo modo, se planteará un modelo que permita simular la implementación de AMI en el sector eléctrico colombiano. Luego a esto se planteará el camino que la política energética colombiana debe seguir para obtener un beneficio máximo de la implementación de AMI. Finalmente se analizará el camino propuesto junto a las experiencias estudiadas y el modelo para determinar cuales serán los posibles resultados de la implementación de los sistemas de medición avanzada y los aspectos relevantes por tener en cuenta y las conclusiones obtenidas.

Análisis de los impactos e implementación de la medición inteligente en el sector eléctrico colombiano

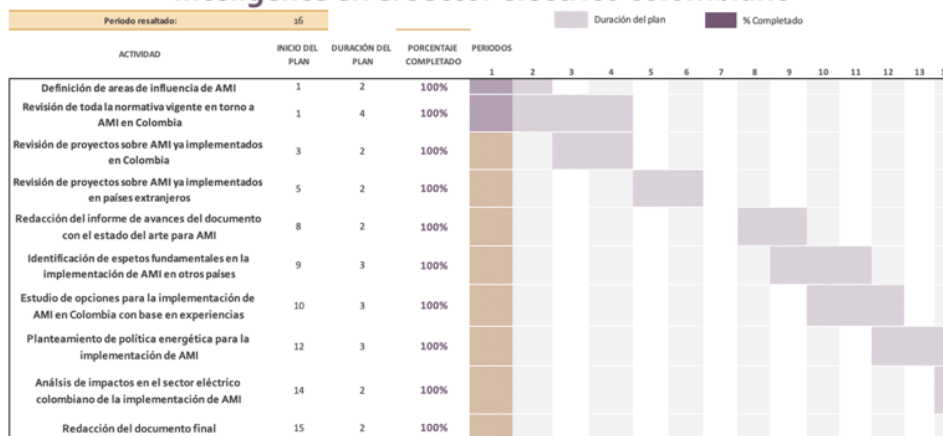


Figura 1. Cronograma propuesto sobre el plan de trabajo.

3 Marco teórico y conceptual

3.1 Marco teórico

Para el análisis de la implementación de sistemas de medición avanzado en Colombia y que además son considerados en el campo de análisis internacional es necesario tener en cuenta los conceptos que se presentan a continuación. Para efectos prácticos de este trabajo, en su mayoría se usarán definiciones hechas por parte de entidades estatales relativas al sistema eléctrico colombiano.

Redes inteligentes (RI): Es una red que integra de forma inteligente las tecnologías de la información y la comunicación en cada aspecto de generación, suministro y consumo de electricidad, con el objetivo de minimizar el impacto medioambiental, mejorar los mercados, mejorar la fiabilidad y el servicio, reducir costos y aumentar la eficiencia [6].

Sistemas de medición avanzada (AMI, *Advanced Metering Infrastructure*): Es la infraestructura y todas las actividades que permiten la comunicación bidireccional con los usuarios del servicio de energía eléctrica. Esta infraestructura integra hardware, software, arquitecturas y redes de comunicaciones, que permiten la operación de la infraestructura y la gestión de los datos del sistema de distribución de energía eléctrica y de los sistemas de medida. Esta permite además analizar y almacenar la información recopilada de diferentes actores e igualmente transmitirla entre ellos [8]. Junto a esto, permite la gestión remota de diferentes funcionalidades como la toma de lecturas, procesos de conexión y desconexión, eventos, alarmas y el control de acceso a las interfaces [9].

Automatización de la red de distribución (ADA, *Advanced Distribution Automation*): Es el mecanismo que permite reconfigurar la red eléctrica por medio de acciones de control en dispositivos eléctricos o mecánicos a partir de lecturas tomadas del sistema. Esta automatización facilita la incorporación de DER por medio del uso de AMI. Consiste en el control remoto (telemando) de elementos de corte y maniobra en la red. Permite además localización de fallas y self-Healing por medio del monitoreo de puntos específicos de la red y reconfiguración automática para garantizar el suministro de energía [6].

Recursos energéticos distribuidos (DER, *Distributed Energy Resources*): Son aquellas unidades de generación de energía eléctrica que se encuentran cerca a los centros de consumo y cuya capacidad suele ser pequeña comparada con las grandes centrales de generación. Se entiende en general que se encuentran localizadas en las redes de distribución o cerca a los usuarios finales. Además, estas se encuentran integradas paralelamente con el sistema de suministro principal. Han sido generalmente unidades de respaldo, sin embargo, recientemente las FNCER han permitido que los recursos distribuidos constituyan fuentes primarias de suministro de energía eléctrica. Está constituida principalmente por motores de combustión, unidades de almacenamiento de energía, UPS, sistemas fotovoltaicos, sistemas eólicos y sistemas híbridos [10].

Medidor avanzado (inteligente) de energía eléctrica (MA): Dispositivo que mide y registra datos de uso de energía eléctrica de los usuarios, en intervalos máximos de una hora, con capacidad de almacenar y transmitir dichos datos, por lo menos, con frecuencia diaria. La información registrada se podrá utilizar, entre otros fines, para la gestión comercial, la planeación y operación del sistema, y la gestión de pérdidas [8].

Redes de distribución (RD): En general se pueden entender como los sistemas de transporte de energía eléctrica compuestos por conjuntos de líneas, subestaciones y equipos asociados (bancos de compensadores, reguladores, inversores, interruptores y reconectores, entre otros). Estas hacen parte de los activos de un operador de red que presta el servicio en un mercado de comercialización, hacen parte de sistemas de transmisión regional (STR) y sistemas de distribución local (SDL) [11].

Generación distribuida (GD): Es la actividad de generar energía eléctrica cerca de los centros de consumo, y está conectado al Sistema de Distribución Local y con potencia instalada menor o igual a 100MW [11].

Fuentes renovables de energía no convencionales (FNCER): Son los recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Entre estos se encuentran la biomasa, las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH), la eólica, la geotérmica y la solar entre otras [2].

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG): Es la comisión creada por medio de las leyes 142 y 143 de 1994 con el fin de realizar la actividad de regulación de los servicios públicos domiciliarios. Su principal objetivo es garantizar que los servicios de energía eléctrica, gas natural, gas licuado de petróleo y combustibles líquidos se presten al mayor número de usuarios y al menor costo posible, remunerando adecuadamente a las empresas prestadoras del servicio para garantizar calidad, cobertura y expansión [12], [4].

Mercado de Energía Mayorista (MEM): El MEM está conformado por un conjunto de sistemas de intercambio de información entre los generadores y los comercializadores que operan en el SIN, que permite a estos agentes realizar sus transacciones de compra y venta de electricidad tanto de corto como de largo plazo. En este mercado se transa toda la energía que se requiere para abastecer la demanda de los usuarios conectados al SIN, representados por los comercializadores, y que es ofertada por los generadores que conectan sus plantas o unidades de generación a dicho Sistema.

Son agentes del MEM los generadores y los comercializadores. Los generadores están obligados a participar en el MEM con todas sus plantas o unidades de generación conectadas al SIN y con capacidad mayor o igual a 20MW, las cuales deben ser despachadas centralmente por el Centro Nacional de Despacho (CND). Todos los comercializadores que

atiendan usuarios finales conectados al SIN están obligados a realizar sus transacciones de energía a través del MEM. En el MEM se tranza energía en tres modalidades: Bolsa de Energía, contratos bilaterales y subasta de Obligaciones de Energía Firme (OEF) [13].

Operador de Red de STR o SDL (OR): Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al sistema de transmisión nacional (STN). Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un Municipio [11].

Respuesta de la Demanda (DR): Son los cambios voluntarios realizados por los consumidores finales en sus modelos de uso habitual de la electricidad, en respuesta a las señales del mercado (como los precios cronovariantes de la electricidad o los pagos de incentivos) o tras la aceptación de las ofertas de los consumidores (individualmente o mediante una agregación) para vender en los mercados organizados de la energía su voluntad de cambiar su demanda de electricidad en un momento dado. Por consiguiente, la respuesta de la demanda no debe ser ni involuntaria ni no remunerada [7].

3.2 Marco conceptual

3.2.1 Estructura del sector

El sistema eléctrico colombiano está encabezado institucionalmente por el MME el cual, con ayuda de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), se encarga de formular y ejecutar las políticas energéticas. A cargo de la regulación se encuentra la CREG, la cual debe establecer las reglas bajo las cuales se llevan a cabo las actividades de los servicios públicos domiciliarios. Bajo la regulación de la CREG está el operador del sistema (Centro Nacional de Despacho, CND) y el administrador del mercado (Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC), los cuales son dependencias de la empresa XM. XM se encarga de planear, supervisar y controlar la operación integrada de los recursos involucrados en la prestación del servicio, además de registrar las fronteras comerciales y los contratos de energía para así liquidar y facturar las obligaciones derivadas de la transacción de energía eléctrica entre los actores (ver Figura 2).



Figura 2. Organización del sector eléctrico colombiano².

En Colombia el sector eléctrico se ha desagregado en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Fueron las leyes 142 y 143 de 1994 las que establecieron el régimen para estas actividades tras las reformas al sector eléctrico ocurridas en la década de los 90s, en la que entre otras cosas, se creó además a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) quien se encarga de inspeccionar, vigilar y controlar a las entidades prestadoras de servicios públicos. Junto esto, se creó el MEM en el que la interacción entre oferta y demanda tranzaba la energía producida y consumida por los agentes.

3.2.2 Normatividad y regulación asociada a AMI

La estructura de la AMI se puede definir a partir de lo especificado por la norma técnica colombiana 6079 (NTC 6079), la cual define los requisitos para la AMI en las redes de distribución de energía. En ella se plantea la arquitectura general de un sistema AMI, sujeta a variaciones según el fabricante o las tecnologías aplicadas (ver Figura 3).

En la estructura propuesta, tanto la seguridad como las comunicaciones dentro del sistema son transversales a todos los procesos. Para las comunicaciones se cuenta con tecnologías cableadas o inalámbricas. Para las cableadas se puede hacer uso de puerto eléctrico, PowerLine Communication (PLC) y fibra óptica. En el caso de la comunicación inalámbrica se hace uso de radio frecuencia (RF) o de puerto óptico [9].

Dentro de la seguridad del sistema, la norma establece que según el contexto del proyecto AMI las soluciones de seguridad cambian. Sin embargo, en general debe haber un control en el acceso y uso de los datos y se debe asegurar la integridad de la información.

² Imágenes tomadas de: [30] [31] [32] [34] [33].

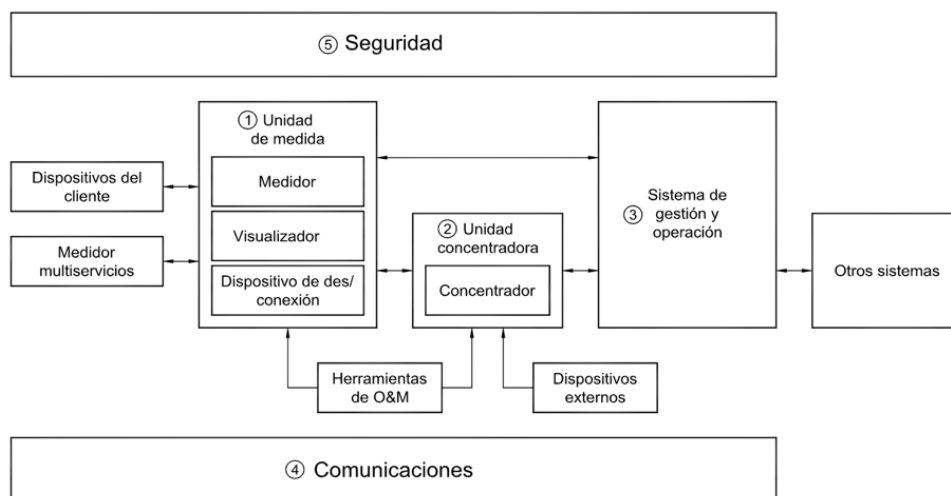


Figura 3. Arquitectura del sistema AMI [9].

Además de las comunicaciones y la seguridad, la AMI cuenta con la unidad de medida y el sistema de gestión y operación (siendo opcional la unidad concentradora). La unidad de medida en general está representada por el medidor avanzado, y el sistema de gestión y operación es el conjunto de aplicaciones que gestionan la información entorno a la medición del consumo de energía eléctrica. Así mismo, este controla, configura, mantiene y opera a todos los componentes del sistema [9].

Debido a la importancia de conocer el marco normativo y regulatorio previo a la implementación de la medición avanzada, a continuación, se listan las leyes, resoluciones, normas y decretos involucrados en la propuesta que será planteada.

- NTC 6079 ICONTEC: Es la norma técnica colombiana que establece los requerimientos mínimos que deben cumplir los sistemas AMI. A partir de la arquitectura propuesta en la Figura 3, define para cada componente las características que debe cumplir. Así, para las comunicaciones establece que en todos los casos se debe garantizar la comunicación bidireccional, la seguridad de los datos, priorización de protocolos de comunicación compatibles con todos los equipos e interfaces de AMI, operación ante fallas de comunicación, reconexión automática ante cortes de energía y constante monitoreo de la integridad de las comunicaciones, junto a las medidas de seguridad definidas [9]. La Tabla 1 muestra los protocolos a implementar en Colombia para las comunicaciones.

Tabla 1. Protocolos y estándares de comunicación [9].

Requisitos de comunicaciones		
	Protocolos capa de Aplicación	Modelo de Datos
Acceso Local	IEC 62056 ANSI C12.22 ANSI C12.18	IEC 62056 ANSI C12.19
Acceso Remoto	IEC62056 ANSI C12.18	
Integración	IEC 61968-9 (CIM) Multispeak	

La unidad de medida en general está representada por el medidor avanzado (MA), el cual debe cumplir con las normas técnicas especificadas en la Tabla 2 y la Tabla 3 [9], junto a lo establecido por la CREG en el código de medida [14].

Tabla 2. Referencias normativas sobre requisitos eléctricos y mecánicos de las unidades de medida [9].

Requisitos eléctricos	Conexión directa		Conexión por medio de transformador	
	Activa clase 1	Reactiva clase 2	Activa clase 1, 0.2s y 0.5s	Reactiva clase 2 y 3
Tensiones normalizadas de Referencia	NTC 5226 (IEC 62052-11)			
Corrientes normalizadas de Referencia				
Frecuencia normalizada de Referencia				
Influencia de la tensión de Alimentación				
Inmunidad de falla a tierra				
Compatibilidad Electromagnética (EMC)				
Ensayos de tensión alterna				
Consumo de potencia - circuitos de tensión, medidores multifunción	NTC 4649 (IEC 62053-61)			
Consumo de potencia - Intervalo de tensión en medidores multifunción				
Consumo de potencia - Circuitos de corriente	NTC 4052 (IEC 62053-21)	NTC 4569 (IEC 62053-23)	NTC 2147 (IEC 62053-22)	NTC 4569 (IEC 62053-23)
Influencia de Sobrecorrientes de corta duración				
Influencia de autocalentamiento				

Tabla 3. Referencias normativas sobre requisitos metrológicos de las unidades de medida [9].

Requisitos metrológicos	Conexión directa		Conexión por medio de transformador (s)	
	Activa clase 1	Reactiva clase 2 y 3	Activa Clase 1, 0.2s y 0.5s	Reactiva clase 2 y 3
Limites de error de variación en corriente	NTC 4052 (IEC62053-21)	NTC 4569 (IEC62053-23)	NTC 2147 (IEC62053-22.)	NTC 4569 (IEC62053-23)
Limites de error a factores de influencia				
Arranque y funcionamiento sin carga				
Constante del medidor				
Condiciones de los ensayos				
Ensayos de rutina	NTC 4856			

En cuanto a la seguridad, debe haber un control en el acceso y uso de los datos, que se hará por medio de la autenticación de los remitentes y receptores de la información, además se debe ser capaz de administrar el acceso de diferentes actores y sistemas (usuarios u OR). Además, cada componente de la infraestructura debe tener la capacidad de rastrear y almacenar los accesos y ordenes hechas sobre el sistema. Junto a esto se debe garantizar la integridad y confidencialidad de los datos por medio del cifrado de la información, asegurando la seguridad de las llaves de acceso, la privacidad de la señal y el acceso a los equipos del usuario [9].

Por otro lado, el sistema de gestión y operación debe registrar, agregar, cambiar y modificar a las unidades de medida, sus datos técnicos y su asociación con un cliente. El sistema debe además gestionar los datos y la información, configurando el periodo de lectura, almacenar y generar reportes sobre las lecturas, las operaciones (conexión - desconexión), eventos, alarmas y accesos, asociadas a una hora. El estándar definido para Colombia respecto al manejo de los datos es IEC 62056-6-1 o ANSI C12.19. La interacción con otros sistemas se orienta bajo modelos IEC 61968, IEC 61970 o MultiSpeak [9].

- Resolución 40072 de 2018 MME: Es la resolución por la cual se establecen los mecanismos para implementar la AMI en el servicio público de energía eléctrica, y el principal motivante para la incorporación de AMI al SIN y a las ZNI por parte del gobierno. En esta resolución se establece que para el año 2030 la red del OR con AMI implementada debe tener 95% de los usuarios urbanos y el 50% de los rurales conectados a ella. Se definen también las funcionalidades mínimas que AMI debe tener, las cuales son:
 - Almacenamiento
 - Comunicación bidireccional
 - Ciberseguridad
 - Sincronización
 - Actualización y configuración
 - Acceso al usuario
 - Lectura
 - Medición horaria
 - Conexión, desconexión y limitación
 - Anti-fraudes
 - Registro de medición bidireccional
 - Calidad del servicio
 - Prepago

Además de esto, establece que la CREG debe fijar las condiciones bajo las cuales se implementará la AMI, incluyendo la remuneración a los OR, permitir la interoperabilidad, el seguimiento a los OR y la seguridad [8].

- Leyes 142 y 143 de 1994: La ley 142 es la ley que trata sobre los servicios públicos domiciliarios siendo la energía eléctrica uno de ellos. Establece que los usuarios tienen derecho a conocer las medidas reales sobre sus consumos de energía eléctrica por parte de las empresas que prestan el servicio, además de que esta medición se debe hacer por medio de los instrumentos apropiados. Junto a esto, en contratos se puede definir la persona encargada de financiar y mantener al equipo de medición ya sea usuario o empresa. La ley también establece que las tarifas deberán ser eficientes, procurando que los precios se asemejen a lo que sería un mercado competitivo y se incorpore a estas los costos y los aumentos de productividad tal que se distribuya entre la empresa y los usuarios en la manera en que ocurriría en un mercado competitivo [12].

Por otro lado, la ley 143 trata sobre el régimen de todas las actividades involucradas en la prestación del servicio público de energía eléctrica, en la cual se consagran principalmente los principios de eficiencia, calidad y adaptabilidad [4].

- Ley 1715 de 2014: En esta se regula la incorporación de FNCER al sistema energético nacional, por medio de la creación de incentivos para los agentes involucrados, y la asignación de responsabilidades en la regulación y reglamentación sobre la manera de incorporar las FNCER a la matriz energética. Esta ley establece además que el MME debe formular la política energética con el fin de promover la gestión eficiente de la energía, especialmente en delegar a la CREG el establecimiento de incentivos regulatorios para promover la respuesta de la demanda [2].
- Resolución 30 de 2018 CREG: Es la resolución en la cual se regula la actividad de autogeneración a pequeña escala (AGPE) y GD en el SIN. Se menciona la necesidad de medidores bidireccionales que acorde a lo establecido en el código de medida, permitan medir los flujos de potencia (consumo y generación) para establecer la remuneración de los agentes, actividad fundamental para manejar los excedentes de los AGPE y GD. Además, los medidores deben recopilar información de las transacciones de energía que deba ser reportada al ASIC por parte de los comercializadores [11].
- Decreto 1073 de 2015 MME: Este decreto reglamenta el sector de minas y energía. Entre los principales elementos se encuentra el planteamiento de la política energética entorno a GD e incorporación de FNCER, pregonando siempre por el uso eficiente de energía, y la promoción de diferentes medios que permitan prestar el servicio eficiente y competitivamente. Una de las medidas consideradas es el pago anticipado (prepagado) bajo el cual la empresa comercializadora deberá instalar los medidores que permitan esta modalidad, o será el usuario quien los sufrague si es este quien lo solicita al comercializador. Otras medidas consideradas para hacer más eficiente el uso de la energía son formas alternativas de facturación y monitoreo de los usuarios, eficiencia técnica de equipos y caracterización de la demanda [1].
- Resolución 38 de 2014 CREG: Es la resolución que define el Código de Medida, modificando el anexo general asociado en el Código de Redes. El Código de Medida regula los aspectos técnicos, comerciales y legales de la operación de los medidores de energía eléctrica. Regido por los principios de eficiencia, adaptabilidad y neutralidad, define las características técnicas que los sistemas de medición deben cumplir, con el fin de garantizar la correcta medición de los intercambios de energía entre aquellos que participen en el MME junto a los usuarios.

Establece además los requisitos de todos los componentes que hagan parte de un sistema de medición, estableciendo las certificaciones de los equipos, los rangos de operación, la instalación, la calibración, las pruebas, la operación, el mantenimiento y la

protección de los equipos. Además de esto establece las responsabilidades de los agentes y usuarios en los procesos de medición. Compone junto a la NTC 6079 los ejes fundamentales bajo los que se deben regir los medidores avanzados y los equipos de la AMI [14].

3.2.3 Usuarios

Es importante tener en cuenta que bajo el esquema mostrado en la Figura 2 el rol que tienen los usuarios es pasivo. En esencia los usuarios realizan la compra de energía y los servicios asociados (transmisión y distribución) a los generadores. Sin embargo, la demanda está en capacidad de obtener energía eléctrica independientemente de los grandes generadores por medio de la generación distribuida, además tienen la capacidad de arbitrar en el mercado de energía reduciendo o eliminando su consumo (desconexión de carga). Estas medidas las pueden llevar a cabo privadamente o gracias a terceros.

La regulación colombiana define al usuario como la persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio público de energía eléctrica. Los usuarios se benefician como propietarios de un inmueble o como receptores directos del servicio (consumidores) [15]. Los usuarios de energía eléctrica en Colombia se encuentran divididos en 2 grupos: regulados y no regulados. Los usuarios regulados son aquellos cuyas compras de energía están sujetas a tarifas definidas por la CREG. Por otro lado, los usuarios no regulados son aquellos con una demanda máxima superior a 2 MW y cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente [4].

Un aspecto fundamental en los sistemas de medición avanzada son los medidores. Guido Pepermans (2014) realizó un estudio para identificar el valor que los usuarios otorgan a los MA, basado en una encuesta a 228 hogares en Bélgica [16]. La evaluación económica de los impactos se hizo midiendo la disposición a pagar por los equipos de parte de los usuarios (Willingness to Pay, WTP). Se identificó que la respuesta de los usuarios está condicionada significativamente por los precios y el esquema de la tarifa, pero, además, por la facilidad con que la tecnología les permita responder [16]. Igualmente, que los impactos en reducción del consumo y confort son inversamente proporcionales, pues para los usuarios resulta más caro el equipo cuando se ve comprometido su nivel de confort, a pesar de que el ahorro en consumo sea mayor. Así, los atributos a favor de uno u otro definen la aceptación de los usuarios por el MA (varía el WTP) [16].

Según Pepermans, es importante tener en cuenta que una mayor cantidad de funcionalidades no significa una mayor disponibilidad a pagar por parte de los usuarios, aunque estos tienen una disposición mayor a pagar por un medidor que sea diferente al estándar [16]. Esto muestra que hay un interés por obtener un medidor nuevo, que está condicionado por su costo y sus funciones.

Junto a esto, el estudio demostró que la mayor parte de los usuarios no están dispuestos a cambiarse voluntariamente hacia medidores avanzados, debido a esto surge la necesidad de una política energética que impulse la implementación. Mas aún, el estudio identificó que el nivel de familiaridad que tengan los usuarios con las tecnologías y dispositivos de AMI también influye en el nivel de aceptación, por lo que igualmente es necesaria una política energética orientada a la educación de los usuarios.

Del mismo modo, otras características particulares de los medidores son valoradas negativamente por los usuarios cuando comprometen por ejemplo el funcionamiento del hogar o la privacidad. En consecuencia, los usuarios valoran bastante el manejo de la información y el control remoto que un agente pueda realizar [16]. Estos aspectos tienen como consecuencia que exista una relación inversa entre los beneficios percibidos de los MA por los OR y los usuarios. Esto significa que aquellas funciones asociadas a un mayor beneficio para el OR no entran en las preferencias de los usuarios y viceversa. Estas funciones son el manejo de la información (seguridad y acceso), la gestión remota de la carga (conexión/desconexión), tarificación, visibilidad (oculto o visible) y costos. En conclusión, las preferencias y características de los usuarios dan señales de las medidas que el estado debe ejecutar en la política energética para implementar la infraestructura.

4 Contexto energético y experiencias sobre AMI

El 29 de enero de 2018 el Ministerio de Minas y Energía expidió la resolución 40072 en la cual establece los mecanismos para la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en el servicio público de energía eléctrica [8]. Entre los mecanismos, se encuentra el establecimiento de las condiciones de implementación de AMI por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para el 2019. Junto a esto, se debe considerar el hecho de que la mayoría de los países europeos, Estados Unidos, y algunos países asiáticos ya han llevado a cabo la implementación de sistemas de medición avanzada [5], [7], [17].

En primer lugar, una revisión en la literatura disponible ha determinado que el aprovechamiento económico, ambiental y técnico de las FNCER, recursos energéticos distribuidos (DER), automatización de la red de distribución (ADA) y la AMI es mayor al ser implementados en conjunto [5], [6], [18]. Diferentes países han modificado su política energética para fomentar la instalación en sus redes eléctricas de AMI, y facilitar así la generación por medio de FNCER en DER, especialmente para el caso de la GD [18]. Partiendo de la tendencia global por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, fomentar desarrollo de tecnologías de generación a partir de fuentes no convencionales y de mejorar la eficiencia energética, varios países han realizado estudios para modificar sus marcos regulatorios con el fin de incentivar la implementación de sistemas que permitan lograr estos objetivos [17].

Inderberg (2015) estudia la política pública de Noruega, e identifica su papel y sus impactos en el sector eléctrico noruego, reconociendo el papel que juega la Unión Europea y el sector privado en el desarrollo de la medición avanzada, el primero en la expedición de directivas a seguir por parte de los países miembros y el segundo en implementar infraestructura y equipos. Además de identificar la poca importancia que los usuarios han tenido en el desarrollo de las políticas hasta ahora, pues su participación no se ha fomentado por fuera de ser suscriptores al servicio [19]. De esto se resaltan dos aspectos clave identificados a nivel general: la política energética es esencial en el fomento y correcta implementación de sistemas avanzados de medición, y la participación de los usuarios permite un correcto aprovechamiento de los recursos.

De la misma manera, Jennings (2013) evalúa las políticas energéticas del Reino Unido e Irlanda alrededor del despliegue de sistemas de medición avanzados, comparando las políticas de cada país, e identificando la importancia de definir correctamente los incentivos y regulaciones para lograr cumplir los objetivos propuestos en una asignación eficiente de costos [20].

Torre (2013) y Echenique (2012) han analizado los caminos a seguir para la implementación de redes inteligentes (RI) y GD en sistemas de distribución locales, en estos se pueden observar los beneficios que la GD trae sobre el sector pero para los cuales es necesario definir objetivos específicos que permitan estructurar un plan definido de implementación de RI y GD [21], [22]. Se ha identificado además que es necesario contar con incentivos en el mercado de energía para hacer rentable la incorporación de las tecnologías involucradas con esos sistemas, junto a esto, Echenique (2012) resalta la necesidad de estudiar los impactos que las tecnologías tengan sobre el sector para formular adecuadamente la política energética que se ajuste al contexto colombiano [22]. Es bastante claro que para la implementación de AMI se debe realizar un proceso equivalente, pues los beneficios de la tecnología ya han sido identificados [21], [23]. Sin embargo, el análisis debe contemplar además la interacción que la AMI tenga con la infraestructura eléctrica y de comunicaciones existente.

Sobre los efectos que conlleve la implementación de sistemas avanzados de medición, Castaño (2013) propone un modelo para evaluar los impactos de los medidores avanzados en el mercado eléctrico colombiano y el comportamiento de la demanda, siendo una metodología base para evaluar los efectos que la medición inteligente tenga sobre el sector eléctrico [24]. De esto, se puede identificar como factores determinantes de las incertidumbres a futuro a la GD, el comportamiento de la demanda bajo sistemas inteligentes, las nuevas posibilidades sobre el mercado de energía eléctrica y la operación del a red debido a los cambios que traiga la AMI.

La tecnología para realizar medición y operación remota de los equipos de medición del consumo de energía eléctrica ha estado disponible desde la última década del siglo XX, la

mayoría de los países en la Unión Europea junto a Estados Unidos han estudiado su implementación masiva y han tomado acción en los últimos 20 años. A continuación, se presentan las experiencias internacionales referentes a AMI del Reino Unido, Italia y Finlandia y se resumen los proyectos que han sido llevados a cabo en Colombia. La Tabla 4 contiene un resumen de la implementación llevada a cabo en los 3 países de interés.

Tabla 4. Resumen de los elementos constitutivos de la implementación AMI en diferentes países [7].

	UK	Italia	Finlandia
Regulación	Implementación competitiva en el mercado eléctrico.	Tardía después de un esquema voluntario con el fin de conseguir una cobertura total.	Tardía después de una implementación voluntaria reducida por parte de la demanda, obligación tardía para conseguir cobertura total.
Despliegue	El despliegue de la AMI se debe hacer de forma obligatoria con una expansión definida por el regulador.	El despliegue está a cargo de los OR sobre la demanda que atienden, inicialmente voluntariamente y obligatoria posteriormente, son ellos quienes definen la manera de expandir la cobertura.	El despliegue está a cargo de los distribuidores de energía sobre la demanda que atienden de manera obligatoria, el regulador define la cobertura al agente. Se permite la participación voluntaria de la demanda.
Responsable implementación	Los agentes encargados de la instalación y operación de la infraestructura son las empresas comercializadoras de energía.	Los agentes encargados de la instalación, mantenimiento y operación de la infraestructura son los distribuidores de energía.	Los agentes encargados de la instalación, mantenimiento y operación de la infraestructura son los distribuidores de energía.
Acceso a la información	Se creó un agente central independiente que administrara toda la información adquirida.	Por medio de los distribuidores de energía se garantiza el acceso a los usuarios y a terceros.	Por medio de los distribuidores de energía se garantiza el acceso a los usuarios y a terceros.
Financiamiento	El financiamiento de la infraestructura y los equipos lo llevaba a cabo cada empresa comercializadora.	En una primera etapa el financiamiento era privado por parte de las empresas distribuidoras, luego se implementó una remuneración por tarifa de medición.	En una primera etapa el financiamiento era privado por parte del sector industrial, luego se implementó una remuneración por tarifa de red a los operadores.
Cantidad de puntos de medición	32,94 millones en electricidad y 26,63 millones en gas por ser reemplazados. 63,8 millones a 2030 totales.	36,7 millones de medidores.	3,3 millones de medidores.
Cobertura	100% de cobertura para 2020.	99% 2011, usuarios ilegales generaron puntos no conectados. 85% de cobertura tras 5 años (2006).	80% obligatorio a 2014, cobertura real un año antes del 97%
Tiempo de implementación, tecnología usada y estandarización	8 años. Las diferencias demográficas en las regiones motivaron el uso de dos tecnologías: comunicación celular y radio frecuencia (RF).	10 años. Tecnología desarrollada por Enel y protocolos promovidos por ellos, adoptados por los demás distribuidores. Comunicación usando PLC en su mayoría y RF para zonas remotas.	6 años. Soluciones tecnológicas mixtas, con un 30% en PLC, 60% en GPRS y 10% en RF. Las funcionalidades y la actividad de medición fueron definidas por el regulador según recomendaciones internacionales.

4.1 Caso Reino Unido

En el Reino Unido la actividad de implementación de AMI es de carácter competitivo, donde los proveedores del servicio de energía eléctrica son los encargados de financiar la inversión, instalar, mantener y administrar a los equipos de la infraestructura. Es responsabilidad de los proveedores contar con los medios necesarios para garantizar la correcta operación de los equipos bajo los estándares y criterios definidos en la regulación. Para realizar una adecuada administración de la infraestructura, en el Reino Unido se crearon por mandato de las autoridades energéticas y de las empresas de energía dos organizaciones independientes para la gestión de AMI. Estas fueron el *Department of Business, Energy and Industrial Strategy* (DECC) y Smart Energy GB. DECC es la entidad encargada de regular y vigilar la implementación de AMI, por medio del establecimiento de cuotas de cobertura y estándares técnicos de equipos. Por el otro lado, Smart Energy se encarga de ampliar la información sobre AMI entre todos los agentes involucrados, además de realizar la promoción del programa en sí, siendo destinado para esto cerca del 2% del costo del programa [7], [23].

Con el fin de evaluar la viabilidad del proyecto, el regulador del mercado de electricidad del Reino Unido realizó un estudio de análisis de costo beneficio. Este estudio concluyó que se aprovecharía mejor la infraestructura si se realizaba en conjunto la instalación de medidores para electricidad y gas. Además de esto, se definió como plazo de entrega el 31 de diciembre del 2020, dejando una ventana de ejecución de 8 años [7].

El principal motivante para el regulador de la implementación de AMI en el Reino Unido fue el cumplimiento de metas de eficiencia energética y la reducción en el consumo de energía junto a la reducción de las emisiones de carbono. DECC se encargó de expedir dos estándares sobre las cualidades que los medidores avanzados debían tener SMETS1 y SMETS2. A partir de ello los comercializadores de energía se encargaban de la puesta en marcha de la infraestructura y la entrega de los equipos a los usuarios que atendían [7], [23].

A pesar del resultado positivo del análisis beneficio costo (relación de 2.3 [7]) y de la naturaleza competitiva del mercado en el Reino Unido, después de iniciada la implementación del programa AMI se evidenciaron una serie de dificultades que el programa AMI inglés ha sufrido. Entre estas se encuentra que las empresas comercializadoras carecían de la capacidad técnica para realizar la implementación masiva de la infraestructura y los medidores. Así mismo, regulatoriamente hubo retrasos en la publicación del estándar SMETS2 que regiría las funcionalidades completas requeridas, por lo que se realizó la instalación por un tiempo prolongado de medidores incompatibles con el estándar. Junto a esto, la falta de capacidad y experiencia de las empresas generó sobre costos a los usuarios por un mayor número de visitas y dificultades a la hora de instalar los equipos [7].

Por último, el ambiente de competencia tuvo como consecuencia que diferentes empresas realizaban la expansión de la cobertura sobre los usuarios a los que atendían, por lo que cuando tenía lugar un cambio de proveedor por parte del usuario llegaba a ser necesario la instalación de un nuevo equipo por parte de la nueva compañía, además se realizaba la instalación de equipos incompatibles entre sí provenientes de diferentes empresas. Estos problemas del mercado que no fueron manejados por la regulación generaron grandes sobre costos al programa y un retraso vigente en su implementación [23].

4.2 Caso Italia

Italia fue uno de los países pioneros en realizar una implementación a gran escala de sistemas AMI con número elevado de medidores avanzados. Esta implementación estuvo liderada principalmente por la empresa prestadora del servicio de distribución de energía Enel. La iniciativa completamente privada comenzó en el año 2001 y finalizó en el año 2006. Hasta el año 2006 la implementación era totalmente voluntaria por parte de las compañías. Debido a la falta de regulación, la compañía tomó la iniciativa de desarrollar un protocolo de comunicación que pudiera servir como estándar y que fue posteriormente adoptado por las demás empresas de distribución [7], [23].

A partir del 2006, el gobierno reglamento la implementación obligatoria por parte de los OR a su demanda atendida, siendo estos los propietarios y responsables de los equipos y la infraestructura. De la misma manera, la difusión de información a cerca del programa y la promoción entre los usuarios de los compromisos y beneficios fueron llevados a cabo de manera privada por Enel como un porcentaje de los costos del proyecto. El financiamiento de la implementación se realizó en los primeros 3 años del programa con recursos privados propios de cada empresa distribuidora, sin embargo, a partir del 2004 se aprobaron tarifas de medición para remunerar a los distribuidores. Para el año 2011 se contaba con una cobertura del 99% [7], [23]. A pesar de que se contó con una implementación eficaz, nunca hubo espacio para una implementación competitiva, por lo que Enel resultó siendo un agente dominante en el mercado.

4.3 Caso Finlandia

En Finlandia al igual que en Noruega y Suecia, la implementación tuvo una regulación formal tardía y los primeros proyectos a gran escala fueron llevados a cabo por iniciativa privada en el sector de la demanda [7]. Principalmente fue el sector industrial el que tomó la iniciativa para la cobertura de sus centros de consumo con inversión propia. Las primeras evaluaciones de los beneficios de AMI sobre el sistema se hicieron alrededor del año 2005. Entre los principales incentivos se encontraba el estudio de la elasticidad de la demanda y los beneficios de su participación activa en el sector. A partir de esto, Finlandia reguló la implementación obligatoria a los distribuidores de energía. Las medidas tardías del gobierno finlandés plantearon una cobertura del 80% al año 2014, sin embargo, los

programas adelantados por los distribuidores alcanzaban una cobertura del 97% alrededor del 2013 [7].

4.4 Caso Colombia

En Colombia la experiencia se limita a un grupo de proyectos piloto, llevados a cabo por iniciativa propia de las empresas distribuidoras de energía. Entorno a la AMI, se han realizado 14 proyectos piloto, de los cuales la mayoría corresponde a etapas de diseño, factibilidad y estudio pues únicamente 3 de ellos son proyectos operacionales. Además de estos, existen 13 proyectos más que están basados en diferentes tecnologías con propósitos específicos como lo es la automatización de la red, gestión de activos y cargas y movilidad eléctrica. Al igual que los proyectos AMI, estos proyectos están enfocados en etapas de estudio, diseño y factibilidad por lo que Colombia no cuenta con una experiencia real de implementación masiva de AMI u tecnologías aprovechables con su integración [6].

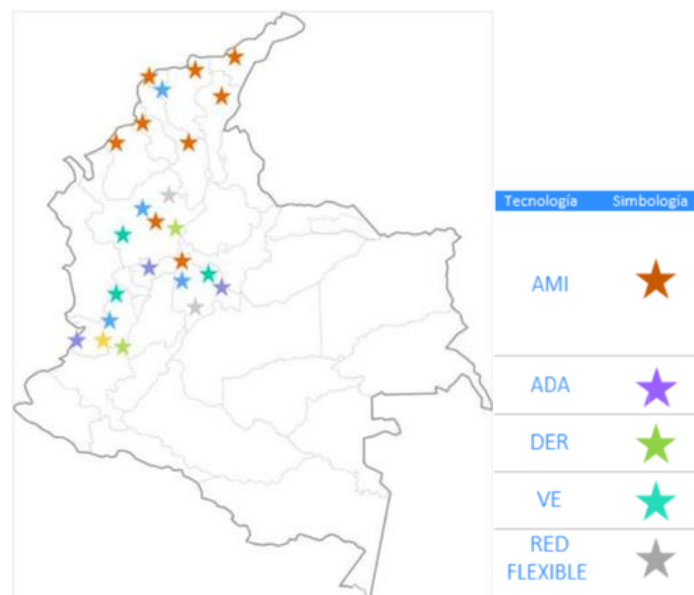


Figura 4. Ubicación de proyectos piloto entorno a AMI o relacionados a ella [6].

A pesar de la carencia de un gran número de proyectos piloto y de una implementación más amplia de las tecnologías asociadas a la AMI, los proyectos hechos hasta ahora dan varias nociones de la manera en que la implementación de AMI será en Colombia. Inicialmente es claro que las empresas de distribución y comercialización son las más interesadas e involucradas en la implementación pues la mayoría de los pilotos han sido desarrolladas por empresas en estos sectores. Junto a esto, Colombia cuenta con los medios para realizar la implementación de AMI, sin embargo, es necesario evaluar que cuente con la capacidad técnica y financiera suficiente para realizar una implementación masiva. En la Figura 4 se puede observar que los centros densamente poblados, con altos índices de pérdidas o con mala calidad del servicio son los principales puntos de interés, además de que la mayoría se

encuentra en el SIN, esto deja claro que por economías de escala e implementaciones diferenciadas se pueden optimizar los impactos que tenga sobre el sector la AMI.

5 Análisis y propuesta de implementación de AMI en Colombia

El trabajo realizado consiste en la evaluación de las experiencias previas y la situación actual del sector eléctrico colombiano, para luego, analizar las rutas que la implementación debe seguir según las necesidades identificadas. Con base en esto, se plantea el contenido regulatorio que asegure un correcto aprovechamiento de la implementación de AMI. Junto a esto, se plantea un modelo poblacional que permita evaluar los posibles impactos que la AMI tenga sobre todo el sector y sus agentes describiendo el comportamiento esperado. Se busca tener las retroalimentaciones necesarias y el análisis pertinente para que la propuesta genere la implementación de AMI más provechosa.

5.1 Modelo propuesto

Consiste en un modelo poblacional, el cual describe el número de medidores avanzados en función del tiempo y a partir de esto evalúa una serie de cambios en diferentes variables del sistema. La población de medidores se modela usando un modelo logístico como se puede ver en la ecuación (1), el cual describe un comportamiento sigmoideo (curva s) que se usa para el número de medidores avanzados que son sustituidos dentro del parque de medidores actual [25].

$$M_t = \frac{M_o K}{(K - M_o) * e^{-r_v t} + M_o} \quad (1)$$

Donde:

M_o = medidores avanzados ya instalados en 2018 ($M_o \geq 0$)

K = Parque de medidores en el año 2018 ($K > 0$)

r_v = Tasa de sustitución de medidores viejos por MA ($r_v > 0$)

M_t = Número de medidores avanzados en el año t

Junto a esto es importante tener en cuenta todos los medidores nuevos que son agregados al parque actual debido al crecimiento demográfico y económico del país. Estos se modelan por medio de la ecuación (2), donde t cuenta el año como un periodo dentro del horizonte del estudio iniciando en el año 2019 hasta el 2030 (siendo el 2018 el periodo 0). La tasa de crecimiento se calcula a partir del crecimiento medio anual del número de hogares en Colombia en los últimos 30 años.

$$N_t = N_{t-1} * (r_c * t) \quad (2)$$

Donde:

N_t = Número de medidores nuevos a partir del 2018 en el año t

r_c = Tasa de crecimiento de medidores nuevos ($r_c > 0$)

A partir de estas expresiones, se calcula el número total de medidores avanzados (TMA), el total de medidores viejos (TMV) y el parque de medidores (TM), todo esto en cada periodo de tiempo t .

$$TMA_t = M_t + N_t \quad (3)$$

$$TMV_t = K - M_t \quad (4)$$

$$TM_t = TMA_t + TMV_t \quad (5)$$

Con base en la estimación del número de medidores por clase, se evalúan los impactos económicos que la instalación de la infraestructura pueda tener asignando un costo promedio de la inversión a cada medidor avanzado, ver ecuación (6). Se calculan beneficios que la AMI pueda traer a partir de las estimaciones hechas en el estudio *Smart Grids Colombia Visión 2030* [6]. Por una parte, se calcula el beneficio por reducción de pérdidas técnicas y no técnicas (BRPT y BRPNT) en cada periodo de tiempo como se puede ver en las ecuaciones (7) y (8). En el cálculo del beneficio por reducción de pérdidas se cuenta con el porcentaje de reducción de pérdidas total estimado (tras una implementación AMI completa), que varía según el grado de impacto (bajo, medio y alto).

Con base en lo anterior, se evalúa un porcentaje por medidor de reducción de pérdidas (técnicas o no técnicas). Esto se hace sobre el total de medidores en el año 2018, que equivale a una implementación completa (reducción final esperada). Debido a esto, según el número de medidores instalados en el periodo t se estima el porcentaje de pérdidas reducido en el periodo t . Por otra parte, se calculan los beneficios por la reducción de los costos de la operación comercial de los medidores, entre lo que se encuentra la realización de operaciones remotas y la lectura automatizada del consumo de energía de los usuarios. Para realizar esto, se parte de los costos de lectura y operación convencional según la región (urbano o rural) por medidor y se calcula el beneficio como el porcentaje de reducción de estos costos por la cantidad de medidores instalados, ver ecuación (9).

$$CMA_t = C_u * TMA_t \quad (6)$$

$$BRPT_t = TMA_t * \left(\frac{\beta_{rtm}}{K} \right) * e_t * C_e \quad (7)$$

$$BRPNT_t = TMA_t * \left(\frac{\beta_{rntm}}{K} \right) * e_t * C_e \quad (8)$$

$$BRM_t = C_{mc} * b_{MA} * TMA_t \quad (9)$$

Donde:

C_u = Costo medio del medidor avanzado

C_e = Costo medio de la energía

e_t = Energía eléctrica consumida en Colombia en el periodo de tiempo t

β_{rtm} = Porcentaje estimado de reducción de pérdidas técnicas

β_{rntm} = Porcentaje estimado de reducción de pérdidas no técnicas

C_{mc} = Costo de lectura y operación de un medidor convencional

$$b_{MA} = \text{Porcentaje de reducción en costos de lectura y operación en MA}$$

Por otro lado, se estima la reducción en el consumo de energía a nivel nacional a partir de la reducción en el consumo per cápita de los suscriptores de energía eléctrica, cuyo consumo es registrado por MA, ver ecuación (10). Para realizar esto, se parte de los datos del Sistema Único de Información (SUI) para separar a los suscriptores en 4 sectores (residencial, industrial, comercial y otros), sobre el total de suscriptores se calcula el porcentaje de participación de cada sector y se asume que este se mantendrá constante en la ventana de tiempo de estudio [26]. Además de esto, se calcula el consumo per cápita por suscriptor a partir de la cantidad de suscriptores y el consumo por sector (residencial, industrial, comercial y otros).

$$RDE_t = \sum_{j=1}^4 DEp_{t,j} * \beta_{cu,j} * TMA_{t,j} \quad (10)$$

Donde:

DEp_t = Demanda de energía por suscriptor del sector j en el periodo t

$\beta_{cu,j}$ = Porcentaje de reducción del consumo en MA en el sector j

En último lugar, se valora la mejora en la calidad del servicio para usuarios en áreas urbanas y rurales. Esta evaluación se hace estimando la reducción en la duración de las interrupciones del suministro de energía según el número de usuarios que cuenten con MA y se calcula el valor representativo sobre el total de usuarios por cada región [6]. En este caso, para los valores de duración de interrupciones (System Average Interruption Frequency Index, SAIDI) se usan los valores en el año base, debido a la carencia de pronósticos sobre la calidad del servicio para el año 2030.

$$BRIS_t = \left(\frac{SAIDI_{t_0,u} * (TMV_{t,u} + (1 - \beta_s) * TMA_{t,u})}{TM_{t,u}} \right) * P_u + \left(\frac{SAIDI_{t_0,r} * (TMV_{t,r} + (1 - \beta_s) * TMA_{t,r})}{TM_{t,r}} \right) * P_r \quad (11)$$

Donde:

$SAIDI_{t_0,u}$ = Duración de las interrupciones en usuarios urbanos en el año 0

$SAIDI_{t_0,r}$ = Duración de las interrupciones en usuarios rurales en el año 0

β_s = Porcentaje de reducción de la duración de las interrupciones

P_u = Porcentaje de suscriptores en sectores urbanos

P_r = Porcentaje de suscriptores en sectores rurales

5.2 Metodología

La evaluación del modelo propuesto se realiza bajo parámetros tomados de los estudios *Smart Grids Colombia Visión 2030 Parte II* [6] y *Colombia AMI: Informe final para el proyecto de implementación de Infraestructura de Medición Avanzada , AMI para Colombia* [23]. En el primero de ellos, se hace una cuantificación de los beneficios de las diferentes funcionalidades que las RI estudiadas tienen, a partir de unos indicadores de desempeño (KPI) definidos. Estos beneficios esperados están basados en el estudio que se llevó a cabo

sobre diferentes niveles de penetración de diferentes tecnologías como la ADA, DER y VE, por lo que los resultados se presentan bajo 3 niveles de impacto según la penetración de las tecnologías estudiadas. Luego de esto tras la evaluación de los indicadores de desempeño se exponen los resultados de los beneficios esperados por nivel de impacto, los cuales son resumidos en la Tabla 5.

Tabla 5. Escenarios de impacto de los beneficios de AMI [6].

Descripción	Bajo	Medio	Alto
Reducción de pérdidas técnicas (%)	0%	20,76%	29,08%
Reducción de pérdidas no técnicas (%)	62%	76,16%	100%
Aplanamiento de la curva de demanda (%)	3,77%	28,93%	66,04%
Reducción de costos de comercialización (COP/Cliente/Año)	13%	45%	77%
Mejora de la continuidad del suministro (%)	0%	77,74%	87,04%

Por otro lado, el segundo estudio (realizado por Carbon Trust) desarrolla un modelo para realizar un estudio costo beneficio de los sistemas AMI en Colombia. La información básica para realizar el estudio recolectada por Carbon Trust es tomada como los parámetros en la evaluación del modelo propuesto, esta se encuentra resumida en la Tabla 6. En la Tabla 6 se muestra además los supuestos hechos en el estudio que consisten una tasa de inflación del 3% y una reducción en el consumo de energía del 2%.

Tabla 6. Parámetros del modelo [23], [6].

Descripción	Caso Base Anual
Porcentaje de pérdidas técnicas en 2016	15,75%
Porcentaje de pérdidas no técnicas en 2017	4,5%
Porcentaje de energía aplanada (respecto al consumo energético proyectado en t)	0%
Costo de la energía promedio (COP/kWh)	\$ 415
Beneficio por reducción de SAIDI usuarios residenciales (COP/minuto-cliente-año)	\$ 978
Beneficio por reducción de SAIDI en industriales, comerciales y otros sectores (COP/minuto-cliente-año)	\$ 2.283
Costo de medición y operación por usuario Urbano	\$ 27.802
Costo de medición y operación por usuario Rural	\$ 41.570
SAIDI por usuario Colombia	1768,9 minutos
USD a COP	2.965
Parque de medidores 2018	13.312.933
Medidores avanzados en 2018	281300
Porcentaje de reducción de consumo gracias a MA	2,0%
Tasa de Inflación	3%
Tasa de crecimiento medidores nuevos	2,28%

Junto a esto, a partir de la información recolectada por Carbon Trust y los reportes hechos sobre MA en el estudio de la Comisión Europea se realiza una estimación del costo medio que un medidor avanzado tendrá en entornos urbanos y rurales, incorporando los costos de la AMI asociada según su ubicación [7], [23].

Tabla 7. Estimación del costo medio de medidores para el modelo [23].

Costo Medidores		
Descripción	Urbano	Rural
Medidor	\$ 340.047	\$ 340.047
Costo Concentradores PLC (COP/Medidor)	\$ 55.368,8	\$ 276.843,8
Costo de Torres de Comunicación (RF) (COP/Medidor)	\$ 93.528,5	\$ 374.114,0
Costo de disposición del medidor antiguo (COP)	\$ 3.617	\$ 3.617
Costo de Medidores Avanzados (COP)	\$ 492.561	\$ 994.622

En la evaluación del modelo se asume un crecimiento constante promedio de los hogares en Colombia hasta el 2030 para simular la tasa de crecimiento de los puntos de medición nuevos. Se asume además un 0,1% de los medidores avanzados actuales en entornos rurales, adicionalmente, se toman los datos del número de suscriptores por sector (residencial, industrial, comercial y otros) del año 2017 y se asume su participación (% respecto al total) igual y constante hasta el 2030 [26].

En la evaluación de los beneficios se asumió que la energía no entregada por pérdidas técnicas y no técnicas tenía un costo igual al costo medio de la energía eléctrica en Colombia (Tabla 6), además de esto, la valoración de los beneficios en la mejora de la calidad del servicio (SAIDI) se realizó según el costo de racionamiento de usuarios según su sector (Tabla 6) [23]. En último lugar, se valoran los beneficios en la operación comercial a partir de la reducción estimada por BID (2016) [6] en los costos de facturación, atención y conexión/desconexión de los usuarios obtenidos por Carbon Trust [23]. El VPN se calcula a partir de los beneficios especificados previamente en cada año de evaluación con la tasa asumida por Carbon Trust (2017) [23].

El estudio de los impactos sobre el sector que la implementación de AMI puede tener se hace por medio del modelo poblacional que incluye en el parque de MA instalados los costos y beneficios de la infraestructura (ver sección 5.1), estimados anualmente en el periodo 2018-2030. La evaluación se realiza comparando 4 escenarios de implementación. Cada escenario se establece según el porcentaje de cobertura objetivo y el porcentaje de esfuerzo involucrado. El esfuerzo se calcula como el valor de la tasa de sustitución (r_v) normalizado al esfuerzo máximo (cobertura del 100%). La Tabla 8 muestra los 4 escenarios, donde el escenario 4 es el caso base (planteado por el MME) [8], el escenario 1 el ideal (cobertura total) y el escenario 2 y 3 caracterizados por una mayor cobertura rural y urbana respectivamente.

Tabla 8. Escenarios de implementación de AMI.

Escenario	Año	Porcentaje Cobertura Urbano	Porcentaje de Esfuerzo	Porcentaje Cobertura Rural	Porcentaje de Esfuerzo	Porcentaje Cobertura Total
1	2030	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
2	2030	95,0%	57,6%	95,0%	71,3%	95,0%
3	2030	97,5%	64,2%	50,0%	51,3%	90,0%
4	2030	95,0%	57,6%	50,0%	51,3%	87,9%

Junto a los escenarios de implementación (Tabla 8) y los casos de impacto (Tabla 5) se plantearon dos esquemas de instalación de medidores avanzados. El primero de ellos consiste en una instalación de medidores indiscriminadamente en los diferentes sectores de consumo (residencial, industrial, comercial y otros). En otras palabras, los medidores instalados anualmente se repartían entre los 4 sectores proporcionalmente al número de usuarios en cada uno de ellos. El segundo esquema de instalación se propone con el fin de lograr una mayor eficiencia en la implementación de AMI. Este esquema consiste en instalar los medidores avanzados discriminando por sector según el consumo per cápita, así aquellos sectores con un consumo per cápita mayor (como el industrial y otros) serán los primeros en tener una cobertura total de sus usuarios en los planes de implementación. El sector residencial que cuenta con el menor consumo per cápita, será el último en tener una cobertura total bajo este esquema.

Por fuera de estos esquemas se consideró una instalación de medidores que privilegiara la antigüedad de los equipos, instalando medidores avanzados inicialmente en usuarios que tuvieran un medidor convencional más antiguo y progresando hacia aquellos con equipos más nuevos. La Tabla 9 muestra el parque de medidores actual, en el cual es de resaltar que cerca del 50% tiene un tiempo de operación mayor a 10 años [27]. A pesar de estas condiciones, se determinó que un esquema bajo estas características tenía asociado un alto nivel de complejidad dada la falta de información sobre la distribución geográfica de los equipos según antigüedad y conllevaría a una sustitución ineficiente de medidores convencionales.

Tabla 9. Parque de medidores al año 2018 [28].

	Parque de Medidores
Medidor <= 5	1.518.542
5<Medidor <= 10	1.160.116
10<Medidor <= 15	2.311.400
15<Medidor <= 20	1.790.729
20<Medidor <= 25	3.153.831
25<Medidor	3.378.315
Total	13.312.933

Además de esto, este esquema no permite capturar con certeza los potenciales beneficios de AMI al implementar una cobertura sobre sectores de la demanda con mayor impacto sobre el sistema. Es por estos motivos que el beneficio económico global es mayor en un esquema de implementación prioritario por sector, como el segundo esquema planteado. Es de resaltar que en la metodología de evaluación del modelo las características del equipo actual del usuario no son un factor determinante en la obtención de beneficios significativos sobre el sistema. Más aún, este aspecto se ve compensado con el planteamiento de altos niveles de cobertura (escenarios de implementación), pues una alta cobertura al final del periodo de tiempo del programa implica que gran parte de todos los medidores (incluyendo los antiguos) se han reemplazado.

De especial interés para la propuesta de implementación, se realiza el cálculo de la cobertura de 2 formas: el número de medidores avanzados sobre el parque de medidores total y la energía medida por medio de medidores avanzados sobre el total de energía registrada. Estas medidas permiten evaluar el impacto que los programas de implementación AMI tengan sobre la demanda tanto para los escenarios de implementación como para los esquemas de instalación. Inicialmente se evalúa cada escenario (Tabla 8) bajo los supuestos del caso de impacto medio (Tabla 5) en beneficios de la AMI. Esta primera evaluación se hace con el fin de observar bajo una situación de equilibrio, el desempeño de cada escenario. En una segunda parte, tras determinar el mejor escenario de implementación, se realiza la evaluación de este bajo los 3 casos de impactos (bajo, medio y alto, ver Tabla 5).

5.3 Análisis y discusión de resultados

En la Figura 5 y la Tabla 10 se puede ver el resultado³ obtenido del comportamiento de la población de medidores bajo cada escenario. Es bastante claro que entre mayor sea el esfuerzo mayor será la cobertura sobre los usuarios, sin embargo, es de notar que en niveles altos de cobertura es necesario un mayor esfuerzo (Tabla 8). Junto a esto, se puede observar que el escenario 2 obtiene el mejor resultado final en cobertura sin ser el esfuerzo máximo, motivo por el cual es la mejor opción para replantear los objetivos de la política energética propuesta.

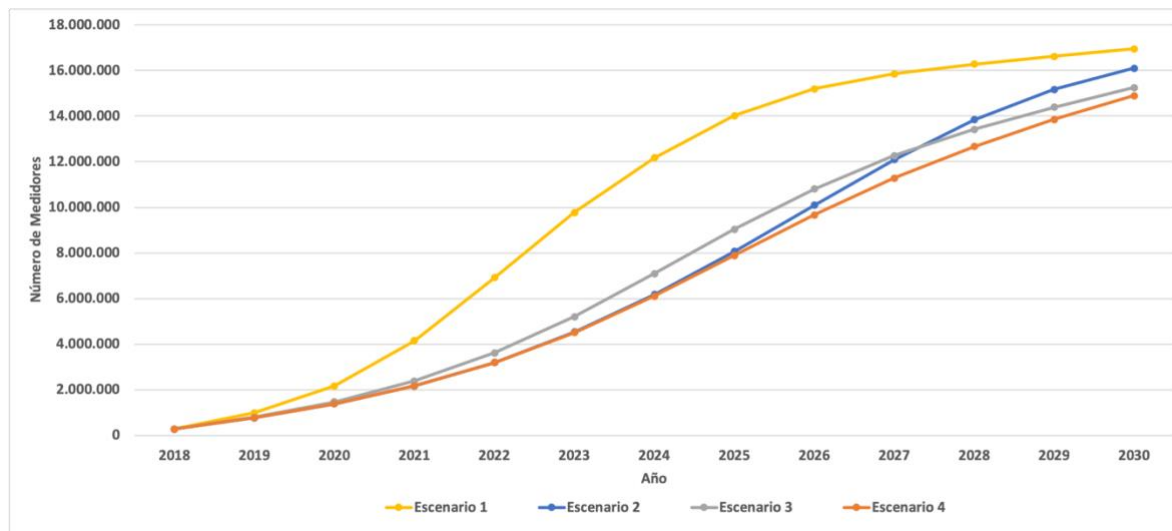


Figura 5. Comportamiento modelado de la implementación de AMI en número de MA por escenario.

Es importante tener en cuenta que debido al bajo número de medidores en el entorno rural, toma más tiempo realizar una cobertura amplia, por lo que los beneficios respecto al

³ La implementación del modelo se realizó en la plataforma Excel donde se programó cada indicador planteado en la sección 5.1.

escenario 3 se aprecian en los últimos 3 años. La Tabla 10 muestra este porcentaje de cobertura anual para cada escenario.

Tabla 10. Número de medidores avanzados totales (azul) y porcentaje de cobertura sobre el número de usuarios por escenario.

Año	Escenario 1		Escenario 2		Escenario 3		Escenario 4	
2018	281.300	2,1%	281.300	2,1%	281.300	2,1%	281.300	2,1%
2019	982.647	7,2%	772.722	5,7%	800.269	5,9%	772.546	5,7%
2020	2.168.169	15,6%	1.381.518	9,9%	1.471.748	10,6%	1.380.704	9,9%
2021	4.153.082	29,2%	2.166.911	15,2%	2.378.868	16,7%	2.164.068	15,2%
2022	6.915.765	47,6%	3.198.155	22,0%	3.610.349	24,9%	3.189.307	22,0%
2023	9.780.106	66,0%	4.532.474	30,6%	5.207.756	35,1%	4.506.703	30,4%
2024	12.168.199	80,4%	6.177.865	40,8%	7.090.742	46,9%	6.106.736	40,4%
2025	14.017.766	90,8%	8.068.446	52,3%	9.040.341	58,6%	7.884.937	51,1%
2026	15.198.837	96,6%	10.086.569	64,1%	10.807.993	68,7%	9.664.321	61,4%
2027	15.854.929	98,8%	12.082.179	75,3%	12.260.662	76,4%	11.282.122	70,3%
2028	16.280.021	99,6%	13.836.136	84,7%	13.417.515	82,1%	12.668.846	77,5%
2029	16.624.736	99,9%	15.169.033	91,1%	14.382.165	86,4%	13.852.921	83,2%
2030	16.942.467	100,0%	16.103.394	95,0%	15.255.146	90,0%	14.900.341	87,9%

Con base en la implementación AMI modelada en la Figura 5, se calcula el beneficio neto total obtenido de las inversiones realizadas en infraestructura, cuyos beneficios se cuantifican en la reducción de los costos de la operación comercial respecto a medidores antiguos y la reducción de pérdidas tanto técnicas como no técnicas. La Figura 6 muestra los flujos de caja en cada año dentro del horizonte de tiempo de estudio. La Tabla 11 muestra información más detallada de los flujos de caja por escenario anualmente.

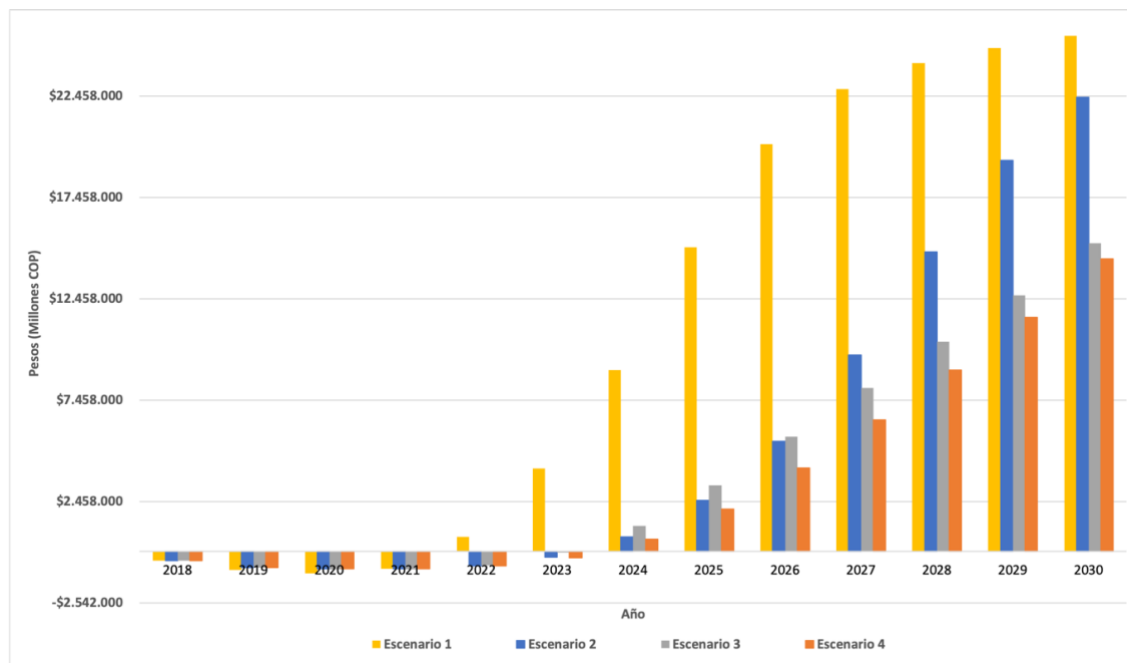


Figura 6. Flujos de caja de cada escenario de implementación AMI.

En la Figura 6 se puede apreciar que entre más pronto se realice la inversión en la infraestructura y se instale un mayor número de medidores, los beneficios netos del proyecto serán mayores, lo que deja claro un incentivo financiero a los OR para realizar la implementación de AMI en tiempos reducidos. A pesar de esto, al comparar los escenarios 2 y 3 se puede identificar que el 3 tiene mayores ingresos.

Tabla 11. Flujos de caja por beneficios de medidores instalados por escenario.

	Escenario 1		Escenario 2		Escenario 3		Escenario 4	
Año	Beneficios fijos de medidores instalados (mill. COP)							
2018	-\$	462.700	-\$	462.700	-\$	462.700	-\$	462.700
2019	-\$	904.760	-\$	781.961	-\$	798.560	-\$	781.894
2020	-\$	1.079.164	-\$	845.096	-\$	876.064	-\$	845.155
2021	-\$	849.709	-\$	847.224	-\$	878.331	-\$	848.419
2022	\$	706.951	-\$	707.728	-\$	679.026	-\$	714.669
2023	\$	4.089.121	-\$	272.699	-\$	55.025	-\$	303.771
2024	\$	8.952.151	\$	714.506	\$	1.255.929	\$	592.737
2025	\$	14.992.208	\$	2.510.477	\$	3.255.367	\$	2.084.136
2026	\$	20.094.358	\$	5.423.649	\$	5.655.334	\$	4.122.682
2027	\$	22.808.294	\$	9.688.045	\$	8.075.234	\$	6.485.200
2028	\$	24.077.483	\$	14.784.357	\$	10.353.532	\$	8.962.400
2029	\$	24.826.804	\$	19.290.771	\$	12.639.055	\$	11.554.848
2030	\$	25.425.646	\$	22.407.209	\$	15.206.844	\$	14.422.561
VPN	\$	107.734.509	\$	51.341.333	\$	38.334.252	\$	31.855.987

Es de notar que las economías de escala son más fáciles de capturar en entornos urbanos que rurales, por lo que la implementación será más fácil allí. Esto ocurre debido a que un OR o comercializador puede instalar una mayor cantidad de medidores por unidad de área, pues la densidad de usuarios en este entorno es mayor. Así mismo, el número de medidores por infraestructura de comunicación será mayor, por lo que el costo medio de la inversión se reducirá. Debido a esto, hay que considerar que los incentivos financieros motivan a los OR a realizar una implementación más rápida y extensa en entornos urbanos y debido a esto los objetivos deben asegurarse de garantizar una cobertura equivalentemente amplia en entornos rurales, ya que estos no permiten capturar valor tan fácilmente a los OR.

Sobre la propiedad de los medidores, por la experiencia internacional analizada previamente, el mejor candidato para ser responsable de su instalación y operación son los OR [5], [7]. Teniendo en cuenta las características del parque de medidores actual (ver Tabla 9) [28], el reemplazo de los medidores antiguos implica la reposición de medidores con un uso menor a 5 años. En casos en los que fueron los usuarios quienes financiaron estos equipos, la inversión realizada perdería totalmente su valor. Se puede observar que la situación mencionada previamente es adversa para los usuarios que incurrieron en esta adquisición. La revisión hecha sobre la literatura disponible muestra que existen más barreras para la adquisición de los medidores avanzados por parte de los usuarios que por

parte de OR o comercializadores de energía [16], por causa de esto, en el modelo no se evaluó un esquema de implementación financiado por usuarios pues esta situación da señales de ineficiencia.

Una vez se han realizado las inversiones en el tiempo destinado a la implementación, la evaluación de los beneficios incluyó no solo la reducción en pérdidas sino los cambios generados en la demanda gracias a AMI. Estos beneficios están sujetos a variables exógenas como lo es la incorporación de diferentes tecnologías a las redes, entre las que se encuentran ADA, VE y DER. Con la difusión de estas tecnologías y partiendo del caso de impacto medio, los hábitos de consumo en los usuarios gracias a AMI tienen como resultado que el consumo se vea reducido [6].

Esta reducción se debe a una mayor capacidad de respuesta de los usuarios a señales económicas, como lo es el precio de la energía. Medidas como la inclusión de precios horarios, sistemas de tarifa prepago y planes de respuesta de la demanda, generan un rol de participación más activo en los usuarios. En este caso, la Figura 7 muestra la reducción de la energía demandada anualmente, tanto por pérdidas como por cambio de hábitos, la Tabla 12 muestra los resultados detallados en azul [6].

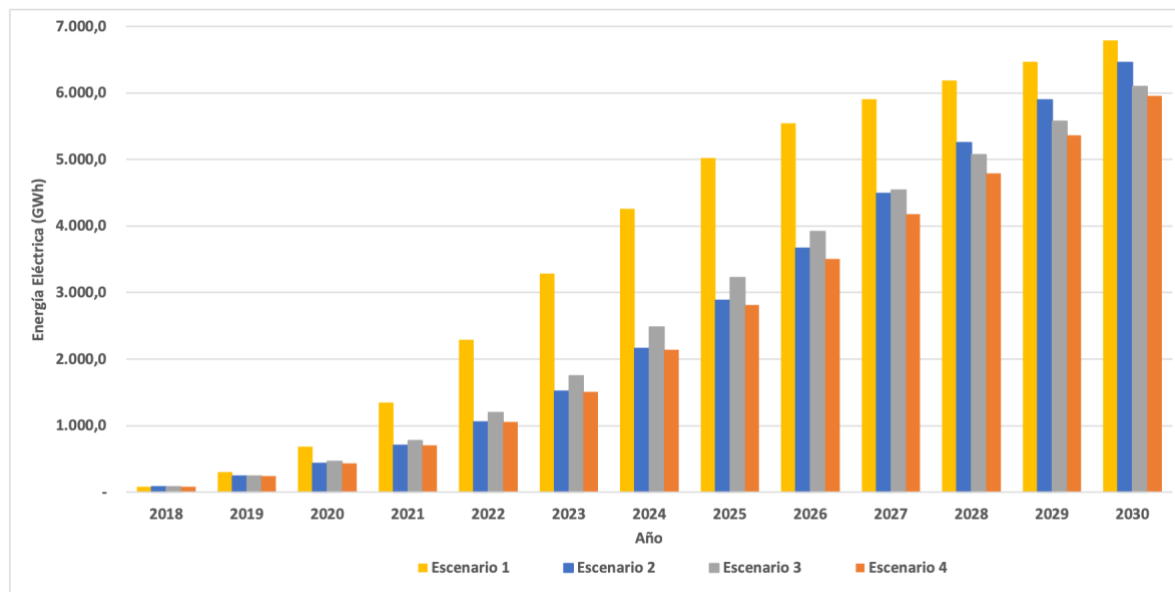


Figura 7. Demanda de energía reducida por escenario.

Siguiendo un comportamiento similar a los beneficios financieros (Tabla 11), los beneficios en la reducción de la energía demandada son mayores cuando se realiza en menor tiempo y más extensamente la implementación de la infraestructura (escenario 1 en la Tabla 12). Debido a esto, una vez más existe un incentivo para los OR de realizar la implementación en menor tiempo y con mayor cobertura ya que les permite reducir enormemente sus pérdidas de energía.

Igualmente, se puede observar que el escenario 2 respecto al 3 describe un mejor desempeño en cuanto a la disminución de la energía demandada. Respecto al escenario 4, el desempeño es aún mejor, aunque contra el caso ideal se encuentra en desventaja. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que se requiere realizar el doble de esfuerzo para lograr una cobertura del 100% (escenario 1), además un aumento en la cobertura urbana (escenario 3) implica un beneficio menor por un esfuerzo mayor respecto a un aumento en cobertura rural y reducción de demanda, ubicando al escenario 2 por encima del 3 y 4. La Tabla 12 muestra el porcentaje de energía demandada reducida respecto al total anual. Se puede observar que, aunque el escenario 2 tenga el mejor resultado final, en promedio el 3 cuenta con un desempeño mayor, por lo que en consumo de energía es más provechoso para los OR realizar una implementación mayor al 95% exigido por la meta propuesta.

Los resultados en la demanda de energía demandada reducida están compuestos en cerca de un 70% por reducción en pérdidas (técnicas y no técnicas) y en 30% por reducción del consumo por parte de los usuarios. Esto equivale en promedio a 4,5% de la energía demanda para las pérdidas y 2% para el ahorro. De esto, es posible estimar la cantidad de energía promedio horaria que se habría reducido para el año 2030.

Para los 4 escenarios, se tiene que en promedio por hora se redujo el consumo en 723MW, siendo 509MW el consumo en pérdidas y 214MW en ahorro. Una manera de dimensionar el impacto consiste en que esto equivale a tener en 2030 una planta como Porce III apagada por reducción en la energía demanda, o una planta equivalente a Betania apagada por reducción en pérdidas y por reducción en la demanda se estaría evitando operar una planta como Termoemcali 1.

Tabla 12. Porcentaje de energía demandada reducida anualmente por escenario y reducción en la demanda de energía (azul) en el SIN (GWh) [29].

Año	Demanda de energía SIN (GWh)	Escenario 1		Escenario 2		Escenario 3		Escenario 4	
2018	69.365,0	0,12%	84,1	0,12%	84,1	0,12%	84,1	0,12%	84,1
2019	72.119,0	0,42%	303,6	0,33%	238,9	0,34%	247,4	0,33%	238,8
2020	74.319,0	0,92%	684,7	0,59%	436,8	0,63%	465,3	0,59%	436,6
2021	76.846,0	1,75%	1.345,1	0,91%	702,9	1,00%	771,4	0,91%	702,0
2022	79.176,0	2,89%	2.290,3	1,34%	1.060,7	1,51%	1.196,8	1,34%	1.057,6
2023	80.777,0	4,06%	3.281,8	1,88%	1.521,9	2,16%	1.747,6	1,87%	1.512,9
2024	84.767,0	5,03%	4.262,4	2,55%	2.162,2	2,93%	2.479,5	2,52%	2.136,1
2025	87.119,0	5,76%	5.020,1	3,31%	2.882,1	3,70%	3.224,8	3,23%	2.813,5
2026	89.256,0	6,21%	5.543,7	4,11%	3.668,4	4,39%	3.922,1	3,93%	3.507,9
2027	91.713,0	6,44%	5.904,3	4,90%	4.490,3	4,95%	4.541,8	4,56%	4.180,1
2028	94.212,0	6,57%	6.186,7	5,58%	5.253,1	5,39%	5.074,0	5,09%	4.791,6
2029	97.104,0	6,66%	6.471,0	6,08%	5.902,9	5,74%	5.574,6	5,53%	5.370,1
2030	100.621,0	6,75%	6.792,1	6,42%	6.455,7	6,06%	6.095,6	5,92%	5.954,4
Media		4,12%		2,93%		2,99%		2,76%	

Por otro lado, el cambio en el comportamiento de la demanda como respuesta a nuevos esquemas tarifarios trae como consecuencia un cambio en la demanda de potencia pico. Los incentivos financieros dados por el precio de la energía y la integración facilitada por los medidores avanzados permiten que se aplane la curva de carga. Esto tienen como consecuencia el uso más eficiente de las redes de transmisión y distribución, por lo que las inversiones de expansión de las redes pueden ser retrasadas e incluso evitadas por parte de los operadores.

La Figura 8 muestra la potencia pico anual proyectada [29] y el pico de potencia reducido en cada escenario (resultados detallados en la Tabla 13). Se puede observar que la medición avanzada permite mantener el consumo de potencia máxima relativamente constante por un periodo de tiempo y llega a reducirlo en etapas de implementación más amplias [6].

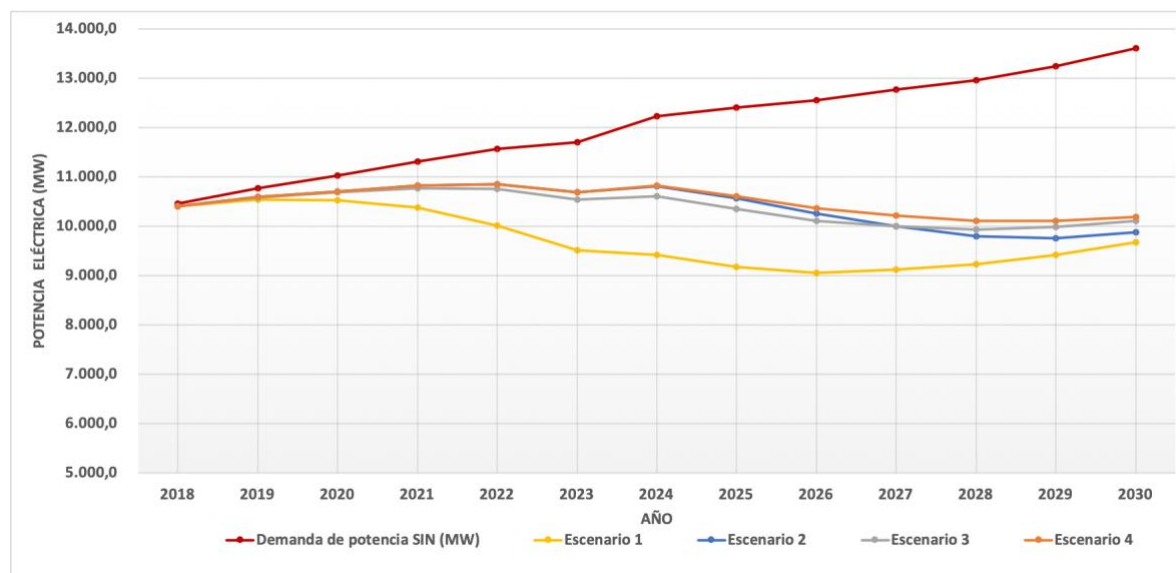


Figura 8. Demanda de potencia pico por año según el escenario.

La Figura 8 también permite observar que una mayor implementación rural genera un beneficio mayor al final del periodo de implementación. De la misma manera, en la Tabla 13 se puede observar que una implementación urbana más allá de la meta genera un beneficio a lo largo del periodo mayor, siendo los OR quienes perciben el mayor beneficio.

Tabla 13. Porcentaje de potencia pico reducida anualmente por escenario y reducción de la potencia pico demandada (azul) en el SIN (MW) [29].

Año	Demanda de potencia SIN (MW)	Escenario 1		Escenario 2		Escenario 3		Escenario 4	
2018	10.460,0	0,60%	62	0,60%	62	0,60%	62	0,60%	62
2019	10.762,0	2,05%	221	1,62%	174	1,67%	180	1,62%	174
2020	11.017,0	4,43%	488	2,83%	312	3,01%	332	2,83%	312
2021	11.312,0	8,29%	938	4,35%	492	4,77%	539	4,34%	491
2022	11.571,0	13,51%	1.563	6,28%	726	7,07%	818	6,26%	724

2023	11.702,0	18,75%	2.194	8,71%	1.019	9,98%	1.168	8,65%	1.012
2024	12.228,0	22,97%	2.809	11,63%	1.422	13,31%	1.628	11,48%	1.403
2025	12.409,0	26,12%	3.241	14,91%	1.850	16,63%	2.064	14,52%	1.802
2026	12.554,0	27,89%	3.501	18,33%	2.302	19,50%	2.449	17,45%	2.191
2027	12.762,0	28,58%	3.647	21,64%	2.761	21,72%	2.772	20,00%	2.553
2028	12.959,0	28,81%	3.734	24,41%	3.164	23,36%	3.028	22,07%	2.860
2029	13.244,0	28,89%	3.826	26,34%	3.488	24,64%	3.264	23,75%	3.145
2030	13.612,0	28,92%	3.936	27,48%	3.741	25,75%	3.505	25,16%	3.424
Media		18,45%	13,01%		13,23%		12,21%		

Finalmente, la incorporación de medidores avanzados permite mejorar la calidad del servicio significativamente, especialmente en la duración de las interrupciones del suministro de energía (SAIDI). Como se puede apreciar en la Figura 9, una mayor cobertura rural tiene un impacto mayor sobre los usuarios que una mayor cobertura urbana. Este es uno de los principales motivantes por impulsar una meta más alta en cuanto a la cobertura rural, ya que es el sector de la demanda en peores condiciones de prestación del servicio [6].

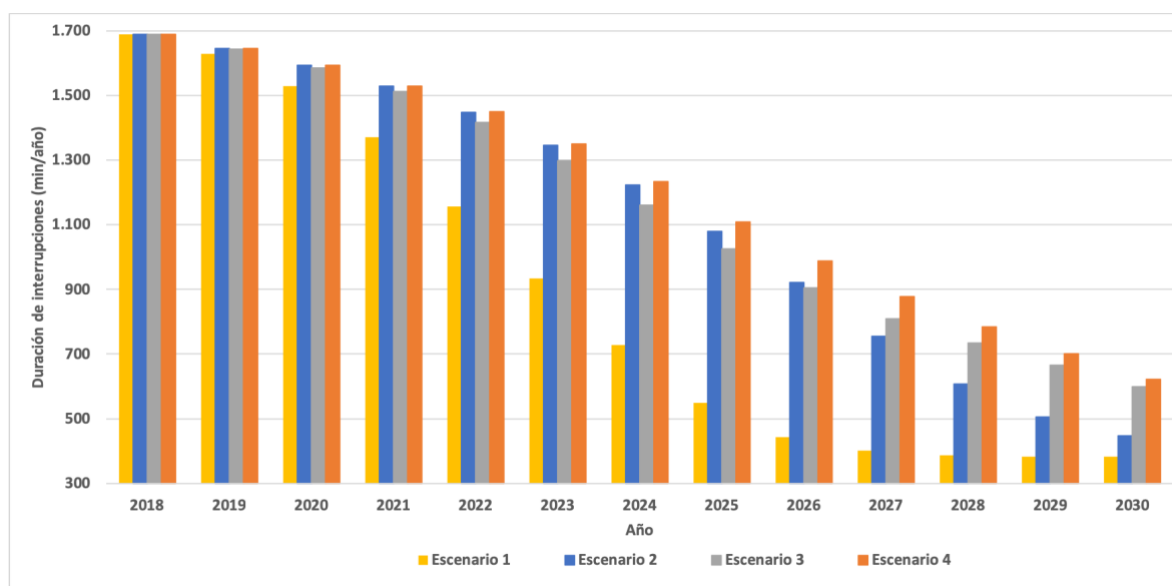


Figura 9. SAIDI anual por escenario.

Hasta este punto, el análisis realizado permite advertir que los OR cuentan con incentivos económicos para realizar una implementación más amplia en entornos urbanos. Sin embargo, se ha visto que una mayor cobertura rural es necesaria con el fin de garantizar una mejor atención de los usuarios en este sector de la demanda y que al final de la ventana de tiempo evaluada, genera mayores beneficios en el sector con un esfuerzo menor respecto a su contraparte urbana. Junto a esto, es bastante claro que entre más pronto se realice la implementación, mayores serán los beneficios que la AMI genere sobre el sistema.

A pesar de esto, las metas están planteadas de manera tal que cada OR aproveche este incentivo según su capacidad técnica y financiera para realizar la instalación de la infraestructura, ya que exigir una implementación muy rápida puede abrumar la capacidad de los OR teniendo consecuencias negativas. Junto a esto es necesario considerar que la implementación de AMI no implica un desarrollo equivalente de las demás tecnologías (DER, ADA y VE), por lo que es necesario permitir un tiempo para que los agentes interactúen y armonicen la implementación de AMI con la acogida de estas tecnologías en el sector.

Luego de conocer las ventajas que posee el segundo escenario de implementación (Tabla 8) respecto al tercero y al caso base (escenario 4), se procedió a evaluar los impactos generados por la implementación bajo este escenario (95% de cobertura total). La evaluación se hizo sobre tres escenarios de impactos diferentes: impacto bajo, impacto medio e impacto alto (ver Tabla 5). En la Tabla 14 se pueden observar los valores de los beneficios totales al final de la implementación de AMI bajo el escenario 2. Como ha sido identificado en el contexto de AMI y las experiencias internacionales, un mayor impacto tras la implementación de AMI está estrechamente relacionado con una mayor integración con diferentes tecnologías (ver Tabla 5 en sección 5.2) [6].

Tabla 14. Beneficios bajo la implementación del escenario 2 para diferentes grados de beneficios.

	Impacto bajo	Impacto medio	Impacto alto
VPN de beneficios fijos de medidores instalados (COP)	-\$ 31.720.150.167.283	\$ 51.341.333.257.125	\$ 64.056.850.456.460
Reducción de demanda anual por pérdidas (GWh)	459,4	4.543,9	6.315,4
Reducción de demanda anual por ahorro (GWh)	1.911,8	1.911,8	1.911,8
Reducción de potencia pico SIN (MW)	488	3.741	8.540
Tiempo de Interrupción SAIDI Total (min/año)	1.713	448	297

Asegurando criterios de interoperabilidad para los equipos y el manejo de la información, junto a una serie de funcionalidades mínimas, es posible asegurar que el desarrollo de estas tecnologías complementarias se vea beneficiado. Sin embargo, es necesario que en estos sectores se implemente igualmente una política energética orientada en fomentar su implementación y reglamente su integración con AMI. A pesar de esto, el desarrollo de programas de educación y difusión de información en torno a la composición y operación de la AMI, con el fin de mejorar la interacción de los usuarios con la infraestructura, asegura un mejor aprovechamiento [6], [16].

El análisis llevado a cabo hasta ahora ha resultado en que una mayor cobertura de la AMI ocasiona mayores impactos en el sistema. Sin embargo, es importante considerar las

limitaciones técnicas, en personal y en recursos que los OR tienen para realizar la implementación de la infraestructura, por lo que optimizar los beneficios requiere ser solucionado sin exigir un mayor esfuerzo (tanto financiero como técnico) [27]. Esto acorde a la propuesta desarrollado se puede alcanzar priorizando la instalación de los nuevos equipos en sectores con mayor capacidad de respuesta, pues esto permite una respuesta más pronto del sistema a las condiciones creadas por la infraestructura [19]. Los sectores de consumo considerados para evaluación son el residencial, industrial, comercial y el resto (disponibles en: SUI [26]).

Para evaluar esta situación se plantearon dos casos de implementación, el primero de ellos consiste en una instalación estándar de medidores avanzados indiscriminadamente del sector de consumo, asignando un porcentaje equivalente de medidores nuevos a cada uno. Este análisis requiere aumentar la cobertura para aumentar los beneficios. Sin embargo, la segunda situación de implementación planteada consiste en priorizar la instalación de MA a aquellos sectores con un mayor consumo per cápita, que en general tienden además a consumir un mayor volumen de energía y corresponden a un número reducido de suscriptores. Con base en esto, la cobertura prioritaria inicia la instalación en los usuarios pertenecientes al sector con mayor consumo per cápita (industrial), luego de esto no se instalan medidores en otro sector hasta que se haya cubierto el 100% de usuarios industriales. Se prosigue con los usuarios de otros sectores, luego aquellos que sean comerciales y finalmente los usuarios residenciales.

La manera de evaluar la implementación de manera indiscriminada y prioritaria consiste en calcular el porcentaje del total de la energía consumida que es medida usando MA asociados a la infraestructura. Así, en el caso en que la instalación abarque usuarios con mayor consumo per cápita, el porcentaje de energía medido con MA será mayor. La Tabla 15 muestra el resultado para el escenario 2 de la energía medida bajo el caso indiscriminado y el prioritario de instalación (planteados en la sección 5.2).

Tabla 15. Porcentaje de cobertura en el escenario 2 sobre la energía medida por medio de AMI para cada esquema.

Año	Porcentaje de Cobertura Energía sin prioridad	Porcentaje de Cobertura Energía Total Prioritario
2018	2,1%	33,4%
2019	5,7%	46,9%
2020	9,9%	57,0%
2021	15,2%	60,5%
2022	22,0%	63,6%
2023	30,6%	67,6%
2024	40,8%	72,5%
2025	52,3%	77,8%
2026	64,1%	83,3%
2027	75,3%	88,5%
2028	84,7%	92,9%

2029	91,1%	95,9%
2030	95,0%	97,7%

Como se puede observar en la Tabla 15, cambiar la manera de realizar la implementación de AMI por medio de la cobertura diferenciada de los usuarios tiene impactos significativos en el porcentaje de energía cubierta por AMI. Esto implica que los impactos de la infraestructura sobre el sistema son diferentes. Particularmente, ya que los usuarios responden favorablemente a los estímulos económicos dados gracias a la infraestructura, una mayor cobertura en energía medida conlleva un aumento en la reducción de la demanda y en la reducción del pico de potencia, la Tabla 16 muestra el comportamiento para los 4 escenarios planteados en la sección 5.2 y que puede contrastarse con la cobertura en número de usuarios de la Tabla 10, donde claramente una implementación diferenciada cubre un porcentaje mayor de la demanda (en energía).

Tabla 16. Porcentaje de cobertura sobre la energía medida por medio de AMI para cada escenario.

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Año	Porcentaje de Cobertura Energía Total			
2018	33,4%	33,4%	33,4%	33,4%
2019	50,9%	46,9%	47,4%	46,9%
2020	59,7%	57,0%	57,2%	56,9%
2021	67,0%	60,5%	61,2%	60,4%
2022	75,7%	63,6%	65,0%	63,6%
2023	84,3%	67,6%	69,8%	67,6%
2024	91,0%	72,5%	75,3%	72,2%
2025	95,8%	77,8%	80,8%	77,3%
2026	98,4%	83,3%	85,5%	82,1%
2027	99,5%	88,5%	89,2%	86,3%
2028	99,8%	92,9%	91,8%	89,7%
2029	99,9%	95,9%	93,8%	92,3%
2030	100,0%	97,7%	95,5%	94,5%

De manera análoga, los resultados obtenidos por el modelo permiten observar que por economías de escala se puede capturar un beneficio mayor de la infraestructura, no obstante, esto está restringido por la capacidad de acción de los OR. Un rápido análisis de los operadores de red en Colombia deja ver una importante diferencia en cuanto a la capacidad y los mercados de cada uno. Algunos como Codensa cuentan con una capacidad económica y técnica y un mercado mayor para realizar la implementación de AMI respecto a sus pares. Es por este motivo que plantear unas metas de cobertura homogéneas para todos los OR en Colombia representa un reto en el que no se puede dar espacio a la falencia en la respuesta del programa, pero tampoco se puede ahogar a los agentes con metas demasiado exigentes.

Por la razón mencionada previamente, una de las exigencias de la propuesta es que su contenido debe garantizar la flexibilidad en los medios y metas para que todos los

operadores de red sean capaces de llevar a término los objetivos planteados. Es por esto que, tras evaluar los resultados del modelo, se determina que se puede exigir un 95% de cobertura global sobre el número de usuarios, con el incentivo de garantizar mayores beneficios en menor periodo de tiempo (66% de cobertura en energía) y la vez en que se da libertad a los OR de realizar la implementación bajo los términos que encuentren más convenientes. Uno de los aspectos positivos derivados de estos métodos de evaluación (cobertura de usuarios y energía) es que su seguimiento por parte de las entidades regulatorias y de vigilancia es sencillo pues se cuenta con plataformas como el SUI.

Es importante resaltar que la anticipada cobertura de un porcentaje mayor de energía implica que los beneficios obtenidos son aprovechados por periodo de tiempo mayor. La Figura 10 muestra un contraste entre los mecanismos sin prioridad y prioritario de implementación en cuanto al consumo de energía y a la demanda de potencia máxima.

En la Figura 10 se puede ver claramente que la implementación prioritaria genera beneficios netos mucho mayores a aquellos conseguidos con una implementación indiscriminada. En el caso de la energía demandada, el área amarilla denota la energía adicional que está siendo ahorrada a lo largo de todo el tiempo modelado, a pesar de que en el último año ambas formas alcancen el mismo ahorro en energía. Por el otro lado, la implementación prioritaria hace que la demanda de potencia máxima se mantenga estable, mientras que la indiscriminada reduce igualmente el pico de potencia al mismo valor al año 2030 pero aumentando en la primera mitad del tiempo.

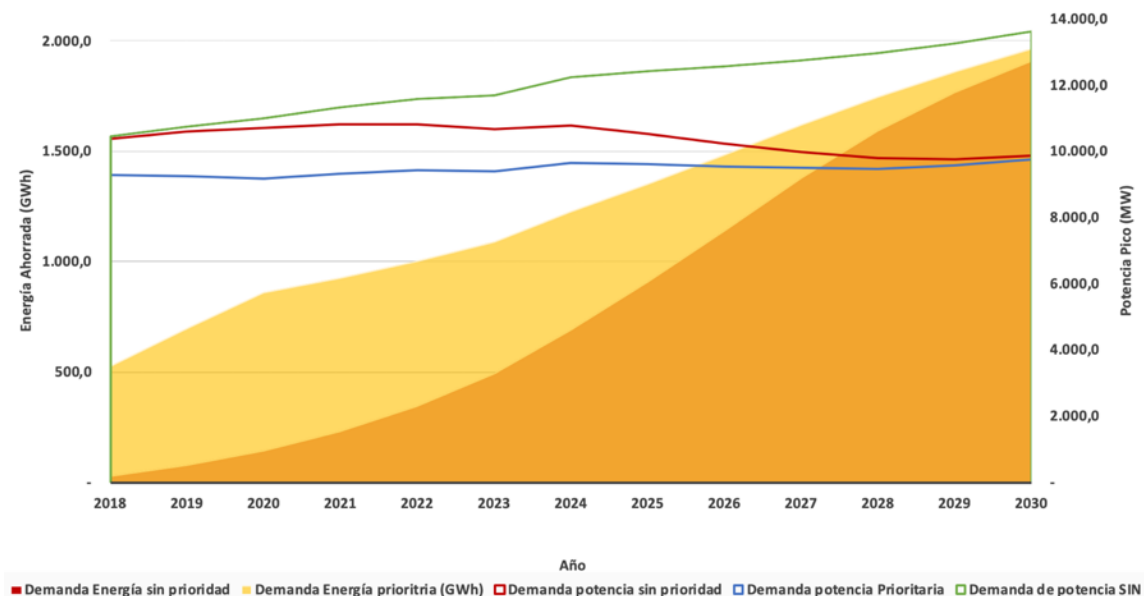


Figura 10. Contraste del comportamiento de la demanda de energía y potencia en 2 escenarios de cobertura AMI.

Entre las principales consecuencias de esta medida se encuentra un ahorro mucho mayor de energía, obteniendo una importante respuesta por parte de la demanda. Además de esto, la estabilidad en el pico de potencia permite posponer y reducir significativamente las inversiones en infraestructura para generar, transportar y distribuir la energía eléctrica.

Como consecuencia del fuerte impacto que tiene realizar la implementación de AMI discriminando a los usuarios por sector de consumo y su consumo per cápita, es necesario crear incentivos que motiven a los OR a capturar estos beneficios, los cuales no necesariamente son percibidos por las economías de escala. Es por esto que la meta de cobertura sobre la energía consumida medida a través de AMI es un complemento adecuado al porcentaje de cobertura sobre el número de usuarios para que los OR consigan el mayor beneficio posible de la implementación.

Teniendo en cuenta el comportamiento de cada escenario para la implementación prioritaria, se espera que solo hasta los últimos 3 años la diferencia de cobertura sea poco significativa, por lo que se debe exigir capturar la mayor parte de la medición en los primeros años, por lo que para el cuarto año tras el inicio de la ejecución (2023) ya debe haber cobertura en 2 tercios del total (66%).

5.4 Propuesta de plan de implementación de AMI

En esta sección se plantean 6 propuestas para la implementación de AMI en Colombia, junto a los motivos que justifican su planteamiento. Esta propuesta se ha realizado a partir del análisis hecho en las secciones 3 y 4 y los resultados obtenidos del modelo. El primer elemento que debe ser considerado es la propiedad del MA. Como se ha visto, la resolución 40072 del MME estipula que los OR son los responsables de la implementación y administración de la AMI. Teniendo en cuenta esto, los OR son el agente técnicamente mejor capacitado para incorporar los MA a la infraestructura. Por otro lado, algunos de los demás agentes que están involucrados son el estado, los usuarios y cualquier empresa capaz de prestar el servicio de instalación.

En primera instancia, dadas las características sociales de Colombia, sectores de la población no cuentan con la capacidad económica de adquirir los MA, derivado a esto, tampoco cuentan con las formas de realizar la instalación y mantenimiento de los equipos por cuenta propia. En caso de que se decida realizar la incorporación de los MA de manera privada, sería necesario entonces financiar a aquellas personas que no se encuentran en capacidad de hacerlo de manera propia. Esto tiene como consecuencia altos costos de inversión por parte de los usuarios y el estado (en caso de que se realicen programas de apoyo).

Junto a esto, ya que se realiza de forma independiente, no sería posible capturar las economías de escala en la instalación y sería técnicamente más complejo para aquellos

agentes que realicen la instalación ya que no pueden estar suficientemente familiarizados con los aspectos técnicos de la infraestructura ni cuentan con la capacidad de adquirir la experiencia de manera óptima. Esto representa una barrera para el desarrollo eficiente de un sector de servicios que pueda encargarse de estas necesidades. En segundo lugar, para conseguir un avance significativo en la implementación, se establece que es necesario que a partir del inicio del plan de implementación todos los medidores nuevos que sean instalados sean avanzados, pues de lo contrario se incurriría en mayores costos y atrasos.

1. El agente responsable del suministro, instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de los MA será el OR. Podrá escoger entre las tecnologías de PLC, RF u otra a su consideración mientras garantice el cumplimiento de las funcionalidades definidas en la sección 3.2.2 y los protocolos especificados por la normativa vigente [9], [14]. Asimismo, todos los puntos de medición nuevos a partir de la publicación del plan deben ser avanzados.

Partiendo de lo definido previamente, existen diferentes medios para regular la implementación que le permitan a los OR llevarla a cabo. El aspecto fundamental es la manera en que se remunerará a los OR las inversiones llevadas a cabo. Existen diferentes formas en que estos sean financiados. Acorde a lo estipulado en la resolución 15 del 2018 de la CREG, la remuneración de la inversión para la AMI puede realizarse por los planes de reducción de pérdidas o por los planes de inversión tipo II [15].

En este caso, debido a que se busca atender la demanda, aumentando la capacidad del sistema, y que además consiste en la instalación de activos nuevos (pues los medidores son propiedad de los usuarios en la mayoría de los casos) las inversiones tipo II son la mejor opción de remunerar la inversión necesaria en AMI. Más aún, debido a que la reducción de pérdidas en la red es solo uno de los motivantes para la implementación de AMI, remunerar a través de la tarifa con un plan de inversión tipo II aprobado por la CREG es la manera más acoplable a la regulación actual para remunerar a los OR las inversiones en AMI. Con el fin de hacer esto regulatoriamente posible es necesario estipular un periodo de tiempo adicional a aquellos definidos en la resolución 15 para presentar los planes de inversión en AMI.

La resolución 15 de 2018 estipula además todas las condiciones y criterios bajo los cuales los OR deben presentar los planes de inversión, por lo que se sugiere que el plan de inversión para la implementación de AMI se ajuste a los parámetros allí definidos [15]. A pesar de esto, algunos elementos no considerados en esta resolución son considerados necesarios. Estos son permitir la presentación de proyectos de inversión en una ventana de tiempo hasta el año 2030 y que las licitaciones o selección de mecanismos se realice de forma pública.

2. Los OR deben presentar el plan de inversiones con los proyectos que permitan garantizar las funcionalidades de AMI exigidas en MME 40072, CREG 38 del 2014 y todas las NTC asociadas, entre ellas la NTC 6079. Este plan de inversiones debe estar sujeto a lo reglamentado en la resolución 15 de 2018 expedida por la CREG.

Como aspecto para tener en cuenta, se deben definir regulatoriamente los objetivos de cobertura final que el plan de implementación de AMI debe tener. Estos objetivos deberán ser cumplidos por todos los OR. A partir de lo definido por el MME y con lo que ha sido analizado de la experiencia nacional e internacional, los objetivos y el progreso sobre la implementación de AMI se definirán bajo 2 criterios: el número de medidores instalados y la energía medida por MA usando AMI. Estos dos criterios buscan orientar la implementación por parte de los OR a una cobertura amplia sobre los suscriptores de energía eléctrica a la vez que se busca capturar los beneficios que la AMI trae sobre el sector eléctrico que no necesariamente traen beneficios aparentes sobre los OR. Los objetivos son expuestos en la Tabla 17.

Tabla 17. Objetivos definidos para la implementación de AMI.

	Porcentaje de los usuarios conectados al sistema del operador de red con AMI en el SIN al año 2030	Porcentaje de la energía medida en la demanda conectada al sistema del operador de red con AMI en el SIN al año 2023
Usuarios urbanos, de centros poblados y rurales	95%	66%

Como se ha visto, el mayor beneficio de AMI se encuentra cuando su implementación se realiza incorporando aspectos de otros sistemas y actividades. Es por esto que los OR de red deben garantizar una serie de condiciones que permitan a los demás agentes involucrados participar de las formas necesarias para incorporar estos sistemas o actividades a la infraestructura implementada. Entre estas se encuentra la administración, restricción y el acceso a la información recopilada por los MA, garantizar y promover esquemas tarifarios alternativos y compatibilizar su operación con diferentes tecnologías. Estas acciones se deben realizar en el marco de la regulación vigente y acorde a las normas pertinentes [8], [9], [27]. Entre los aspectos más importantes está garantizar la seguridad e integridad de la información generada [9].

Junto a esto, dentro de los planes de inversión se debe exigir a los OR destinar recursos a la publicidad, capacitación y difusión de información entre la población que facilite el entendimiento con las tecnologías y actividades que sean incorporados con la infraestructura, ya que esto hace parte integral de la implementación de AMI y es necesario para un mejor aprovechamiento de sus beneficios.

Adicionalmente a esto, es bastante claro que el perfil de consumo de un suscriptor puede revelar una gran cantidad de información asociada a sus hábitos y otros comportamientos

que pueden ser considerados como información personal confidencial por parte de los usuarios. Con base en esto, se considera que el único propietario de la información es el usuario y se propone que sea este quien por medio del contrato de prestación del servicio de energía eléctrica pueda autorizar a otros agentes el acceso y trato de la información. Teniendo en cuenta los protocolos de seguridad definidos en la NTC 6079, el usuario debería tener permisos y contraseñas para el nivel de acceso 1 y el OR permisos al nivel de acceso 1 y 2. A pesar de esto, se debe garantizar el derecho al usuario de conocer el estado de funcionamiento del medidor que registra su consumo y el trato de la información que el OR y otros agentes realicen, además de asegurar sus deberes para permitir la correcta operación de la infraestructura. Todo esto está orientado a garantizar una operación segura y confiable de la infraestructura a aquellos agentes autorizados a realizar operaciones en ella. Es importante que todos los agentes que accedan a la información garanticen la seguridad de los datos. Sin embargo, se debe definir un protocolo de operación de los MA, para armonizar la interacción de los usuarios y el OR con los equipos.

3. El usuario debe ser capaz de acceder a la información sobre su MA y además el MA junto a la AMI deben permitir que dispositivos comerciales comunes (smartphones, PC, otros) también tengan acceso a la información. A pesar de ello, la propiedad de la información es del usuario y este es quien autoriza a terceros a acceder a ella.
4. Los usuarios podrán escoger el esquema de pago que se les aplique (Normal, prepago u otro). Junto a esto se le deberá reportar su consumo y tarifa de manera horaria en formas compatibles con diferentes medios de comunicación.

Uno de los aspectos que son fundamentales en la AMI es el manejo de la información. Es por esto que se necesita de un centro de análisis que permite administrar la información recopilada. Actualmente existe el concepto de Centro de Gestión de Medidas (CGM) el cual debe ser implementado por el representante de frontera (RF) y se encarga de interrogar, registrar y almacenar la información recolectada de los medidores, la cual debe reportarse al ASIC [14].

Así mismo, la resolución 15 de 2018 de la CREG trata el Sistema de Gestión de la Distribución (DMS) el cual se constituye para realizar la medición de la calidad en el suministro. Este está compuesto por un sistema SCADA que provee información histórica, geográfico, de usuarios, de cuadrillas, gestión de eventos y servicio de atención telefónica para reporte de eventos [27], [15]. Las medidas y bases de datos de este sistema deberán estar conectadas al LAC y este será receptor directo de la información recolectada por DMS. Los OR deben reportar al LAC las transacciones, los cargos a comercializadores y las interrupciones. El CND es el encargado de centralizar, almacenar y procesar la información de eventos y asociarla con una fecha y a un activo. Este crea la base de datos para esta información (en medio digital o de última tecnología) y deberá almacenarla por no menos de 5 años.

Como en el sector eléctrico existen los conceptos mencionados previamente, es bastante claro que existen antecedentes en el manejo de información del sistema, más aún por parte de los OR los cuales podrán acoplar los reportes de eventos y transacciones actuales con los datos AMI en un solo reporte. Además de esto, es claro que el CND también participa en el manejo de la información tratada dentro del sistema. Debido a esto, se considera que estos dos agentes sean los encargados de la administración de la información por medio del SGOI y del CAIS propuestos. Por el lado de los OR, estos pueden actuar como unidades concentradoras e incorporar sistemas de gestión y operación, por el otro lado, el CND puede centralizar la información que recibe en un sistema de análisis de la información (ver Figura 11) [28].

5. Los OR deben contar con un Sistema de Gestión y Operación de Información (SGOI) que se encargue de cumplir las funciones asociadas al Sistema de Gestión y Operación definidas en la NTC 6079, además de integrar las funciones del Centro de Gestión de Medidas (CGM) y del Sistema de Gestión de la Distribución (DMS). Así mismo, es deber del OR reportar la información al CND.
6. Se creará un Centro de Administración de la Información del Sistema (CAIS) el cual deberá recibir por parte de OR la información generada por AMI, junto a los eventos asociados al funcionamiento de AMI y administrar toda la información. Este CAIS se encargará de garantizar y administrar el acceso a la información por diferentes agentes en caso de que sea necesario.

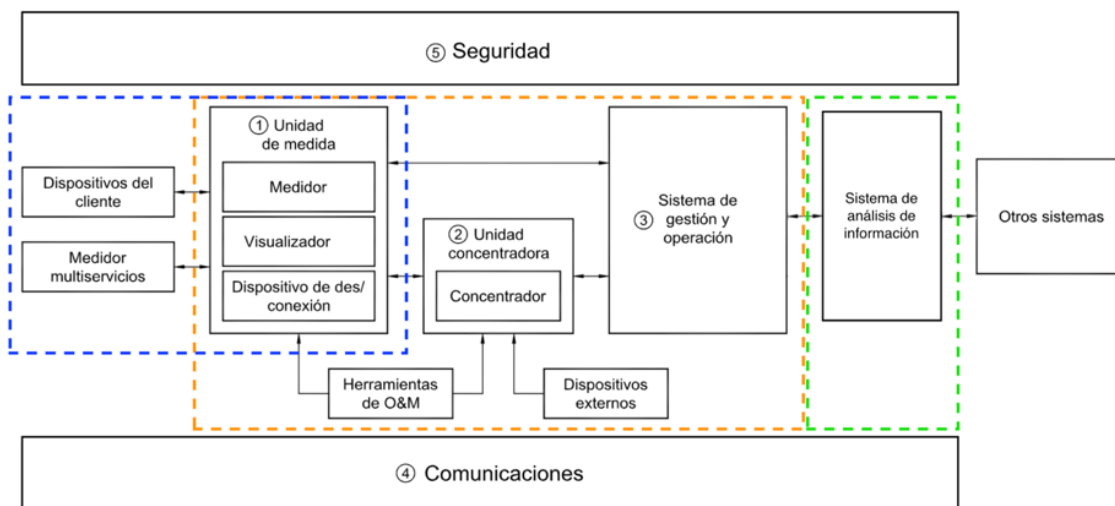


Figura 11. Arquitectura propuesta del sistema AMI [9], [28].

La Figura 11 muestra los elementos de la infraestructura que están relacionados a las actividades de los 3 principales agentes involucrados en su operación. En azul se muestran los elementos asociados a cualquier usuario, los cuales son los dispositivos que puedan interactuar con la AMI a partir de los datos de las lecturas entregadas por la unidad de

medida, donde se aprecia que es fundamental que el usuario pueda visualizar las mediciones de su consumo y realizar operaciones sobre el equipo.

Por otro lado, los OR, representados en color amarillo, son los que se encargan de implementar y operar la AMI, actúan como concentradores, gestionadores y operadores de los equipos y la información registrada por estos [14]. Es fundamental que tengan la capacidad de registrar y transmitir de manera segura las lecturas del consumo, los registros de eventos y los comandos de configuración. Por último, una vez el OR de cuenta con la información generada por el MA, es su deber transmitir esta información a un sistema capaz de administrarla para asegurar una correcta operación del sistema. En este orden de ideas de color verde se representa la relación que desempeña el CND.

6 Conclusiones y trabajo futuro

Este trabajo tiene como objetivo plantear una propuesta de política energética involucrando aspectos regulatorios que permitiera suponer un paso adelantado a la resolución que debe ser publicada por la CREG en el 2019. Para esto, se desarrolló un modelo capaz de evaluar los impactos de la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada en el sector eléctrico colombiano. Junto a esto, se plantearon elementos considerados clave para un aprovechamiento de los beneficios que esta tecnología puede traer al sector. Es importante considerar maneras alternativas a la cobertura por número de usuarios para evaluar los impactos que la Infraestructura de Medición Avanzada tenga. En este trabajo se identificó que el porcentaje de cobertura por operador sobre la energía medida de manera avanzada debe ser del 66%, respecto al total medido, en el cuarto año de implementación.

El modelo planteado queda abierto a ajustes y complementos, que pueden ser evaluados bajo condiciones futuras actualizadas del entorno. Junto a esto, el modelo deja planteada la opción de realizar una evaluación más detallada de la implementación, permitiendo una evaluación por operador de red, región o sector de demanda. De la misma manera la propuesta desarrollada puede ser sometida a comparaciones constructivas con la resolución que sea expedida por la CREG sobre el tema.

Esencialmente se planteó una propuesta con seis puntos, que abarcaban globalmente los aspectos fundamentales que deben ser considerados para orientar el proceso de implementación de AMI en Colombia. En ella se buscó complementar la participación de todos los agentes involucrados y equilibrar los impactos y beneficios entre ellos. Así, se definieron los aspectos concernientes a la responsabilidad del acoplamiento de la infraestructura y la instalación de los equipos, entre los que se resaltan los medidores avanzados. También se propuso un mecanismo para compartir la responsabilidad de la protección y el manejo de la información generada por la infraestructura, asignando los deberes y derechos correspondientes a cada agente. Junto a esto, se definieron los

mecanismos bajo los cuales se pudiera asegurar una operación armoniosa de la infraestructura y se definieron los criterios para asegurar un aprovechamiento óptimo de los beneficios.

A nivel de la implementación de un programa de medición avanzada, es importante tener presente la complejidad que supone la instalación y difusión de esta infraestructura. Además de los ajustes en la logística de las empresas para cumplir con un cambio relativamente acelerado de equipos y del involucramiento de los usuarios. En Colombia las áreas rurales plantean un reto adicional para los operadores de red pues la baja densidad de usuarios eleva los costos del programa. Es por esto que se puede considerar incluir al modelo la estimación del número de medidores por reemplazar e instalar nuevos en las ZNI en Colombia.

La participación de la demanda es fundamental, ya que tradicionalmente su papel ha sido pasivo. La incorporación de medición avanzada no solo implica la necesidad de formación de los usuarios, sino que además representa un total cambio de paradigma en la manera en que la energía eléctrica es tratada. Esto conlleva a que la participación en el mercado dependa fuertemente del entendimiento que las partes tengan sobre los derechos, deberes y reglamentos que los acobijan en el sector eléctrico.

Por último, es bastante claro que la actividad de distribución de energía es el sector de la cadena de suministro más involucrado con la evolución tecnológica de los sistemas eléctricos. Como principal motor de esta evolución se tiene a la incorporación de las tecnologías de la información en el manejo de los datos de generación y consumo. A causa de esto, las empresas de distribución de energía están obligadas a responder rápidamente a estos cambios y ajustarse a las nuevas condiciones para asegurar un eficiente y moderno funcionamiento de los sistemas eléctricos.

7 Agradecimientos

Quiero agradecer a mis padres y hermanas por todo el apoyo que me han brindado, me han acompañado a lo largo de todo el proceso y sin su ayuda no lo hubiera logrado.

Agradezco también a la profesora Angela por su guía, esto me ha permitido finalizar esta etapa de formación en mi vida con valiosas lecciones.

8 Bibliografía

- [1] Ministerio de Minas y Energía, Decreto 1073, Bogotá, 2015.
- [2] Congreso de Colombia, Ley 1715, Bogotá, 2014.

-
- [3] CREG, Resolución 29 de 2016, Bogotá: Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016.
 - [4] Congreso de Colombia, Ley 143, Bogotá, 1994.
 - [5] U.S. Department of Energy, Advanced Metering Infrastructure and Customer Systems, Results from the Smart Grid Investment Grant Program, 2016.
 - [6] Grupo Técnico Proyecto BID, Smart Grids Colombia Visión 2030, Bogotá, 2016.
 - [7] Comisión Europea, Benchmarking smart metering deployment in the EU-27 with a focus on electricity, Bruselas: Comisión europea, 2014.
 - [8] Ministerio de Minas y Energía, Resolución Número 40072, 2018.
 - [9] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, Requisitos para Sistemas de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en Redes de Distribución de Energía Eléctrica, Bogotá D.C.: ICONTEC, 2014.
 - [10] B. Capehart, «Whole Building Design Guide,» 20 Octubre 2016. [En línea]. Available: <https://www.wbdg.org/resources/distributed-energy-resources-der>. [Último acceso: 23 Octubre 2018].
 - [11] CREG, Resolución Número 30 de 2018, Bogotá: Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018.
 - [12] Congreso de Colombia, LEY 142: Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones., Bogotá, 1994.
 - [13] CREG, «Características generales del Mercado Mayorista,» Comisión de Regulación de Energía y Gas, [En línea]. Available: http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/mercado_mayorista/caracteristicas_general_es.htm. [Último acceso: 24 Octubre 2018].
 - [14] CREG, Resolución 38 de 2014, Bogotá: Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2014.
 - [15] CREG, Resolución 15 de 2018, Bogotá: Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018.
 - [16] G. Pepermans, Valuing Smart Meters, Bruselas: Elsevier, 2014.
 - [17] S. S. Tobias Schmidt, Measuring the Temporal Dynamics of Policy Mixes -An Empirical Analysis of Renewable Energy Policy Mixes' Balance and Design Features in Nine Countries, Zurich : ETH Zurich, 2017.
 - [18] Copenhagen Economics, VVA Europe, Impact Assessment Support Study on: "Policies for DSOs, Distribution Tariffs and Data Handling", Bruselas: Comisión Europea, 2016.
 - [19] T. H. Inderberg, Advanced Metering Policy Development and Influence Structures: The Case of Norway, Lysaker: Fridtjof Nansen Institute, 2015.
 - [20] M. Jennings, A Smarter Plan? A Policy Comparison Between Great Britain and Ireland's Deployment Strategies for Rolling Out New Metering Technologies, London: Imperial College London, 2013.

-
- [21] D. d. I. Torre, Evaluación de Impactos de Generación Distribuida (GD) y micro-redes (uR) en un Sistema de Distribución de Codensa, Bogotá: Universidad de los Andes, 2013.
- [22] C. J. Echenique Vergara, Impacto Económico y Tratamiento Regulatorio de la GD en el Mercado Eléctrico Colombiano, Bogotá: Universidad de los Andes, 2012.
- [23] Carbon Trust, Colombia AMI: Informe final para el proyecto de implementación de Infraestructura de Medición Avanzada, AMI para Colombia, Carbon Trust, Foreign & Commonwealth Office, 2017.
- [24] N. Castaño Jaramillo, Una Aproximación a la Adopción de Medidores Inteligentes en el Mercado Eléctrico Colombiano y su Influencia en la Demanda, Bogotá: Universidad Nacional de Colombia, 2013.
- [25] G. Samanta y R. Gómez, Modelos dinámicos de poblaciones simples y de sistemas depredador-presa, San Andrés Totoltepec: Miscelánea Matemática, 2014.
- [26] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, «Sistema Único de Información de servicios públicos domiciliarios,» Noviembre 2018. [En línea]. Available: http://bi.superservicios.gov.co/o3web/browser/showView.jsp?viewDesktop=true&source=SUI_COMERCIAL/VISTA_INICIAL_ENERGIA%23_public. [Último acceso: 27 Diciembre 2018].
- [27] CREG, Resolución 97 de 2008, Bogotá: Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2008.
- [28] CREG, Circular 54 de 2018: Documento CREG 077, Bogotá: Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018.
- [29] UPME, Plan de expansión de referencia generación - transmisión 2017-2031, Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética, 2017.
- [30] Obcipol, «Obcipol Solución integral de ingeniería,» Solutek Informática LTDA, 2015. [En línea]. Available: <http://www.obcipol.com/project/construccion-de-edificios-de-hidroelectricas-en-colombia/>. [Último acceso: 24 Octubre 2018].
- [31] Корпорация Depositphotos, «Depositphotos,» 2018. [En línea]. Available: <https://ru.depositphotos.com/24184611/stock-illustration-electrical-pylon-with-cables-under.html>. [Último acceso: 24 Octubre 2018].
- [32] Gallery RMF, «Distribución de la Electricidad a la Sociedad,» 08 Septiembre 2014. [En línea]. Available: <https://rmf.smf.mx/fotos/Concurso-2014/rebecays/camara-672>. [Último acceso: 24 Octubre 2018].
- [33] Editorial Metroscubicos, «MétrosCúbicos,» 01 Junio 2015. [En línea]. Available: <http://www.metroscubicos.com/articulo/decoracion-y-hogar/2012/10/19/como-bajar-el-consumo-de-energia-electrica-en-casa>. [Último acceso: 23 Octubre 2018].
- [34] InvestinKenyaProjects, «Invest in Kenya Projects,» [En línea]. Available: <http://investinkenyaprojects.com/Electrical.html>. [Último acceso: 23 Octubre 2018].